

MANUAL DE OPERACIONES PARA LA ESTACIÓN LA GLORIA

VICTOR LEAN BARAJAS CORTINA
COD. 1953256

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2004

MANUAL DE OPERACIONES PARA LA ESTACIÓN LA GLORIA

VICTOR LEAN BARAJAS CORTINA
COD. 1953256

Tesis para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:
NICOLÁS SANTOS
Msc. Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a toda mi familia, porque de una u otra manera hicieron posible que este sueño se pudiera realizar; cada uno dio lo mejor de sí para mostrarme que la única forma de superarse y salir adelante, es esforzándose y luchar por lo que se quiere.

Sin la ayuda de ellos este camino no se hubiera podido recorrer, y mucho menos tendría la posibilidad de colaborar en el desarrollo de este gran país que es Colombia.

CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCIÓN	6
1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN	7
2. POZO PETROLERO	8
2.1. GENERALIDADES	8
2.2. FONDO DE POZO	8
2.2.1. Tipos de Completamiento de Acuerdo a Sartas de Producción	9
2.2.2. Tipos de Completamiento de Acuerdo a Método de Producción	9
2.2.3. Principales accesorios y componentes de fondo	9
2.3. SUPERFICIE DEL POZO	11
2.3.1. Válvulas y Accesorios del árbol en sentido de flujo	11
2.3.2. Operación del Equipo de Superficie	15
2.4. LÍNEA DE FLUJO	17
2.4.1. Accesorios de la Línea de Flujo	19
3. MÚLTIPLE DE RECIBO	21
3.1. DESCRIPCIÓN	21
3.2. PARTES	21
3.2.1. Válvula de bola de alta presión	21
3.2.2. Válvula de retención o cheque	22
3.2.3. Choke ajustable	22
3.2.4. Válvula de bola de conexión	23
3.3. OPERACIÓN	24
4. TRATAMIENTO QUÍMICO	29
4.1. GENERALIDADES	29
4.2. DOSIFICACIÓN Y CANTIDADES A INYECTAR	29
5. ETAPA DE SEPARACIÓN	31
5.1. SEPARADOR	31

5.1.1. Definición	32
5.1.2. Partes	34
5.1.3. Instrumentación y Dispositivos de Seguridad	36
5.1.4. Operación	39
5.2. TRATADOR TÉRMICO HORIZONTAL	45
5.2.1. Generalidades	49
5.2.2. Operación	50
5.2.3. Seguridades del Equipo	50
5.3. CAJA API O SEPARADOR API	52
5.3.1. Generalidades	52
5.3.2. Partes	52
5.3.3. Operaciones de Rutina	54
6. TRATAMIENTO DEL AGUA	56
6.1. GENERALIDADES	56
6.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	57
6.2.1. Sistema de Transporte	57
6.2.2. Sistema de Tratamiento	57
6.2.3. Sistema de Almacenamiento	58
6.2.4. Sistema de Inyección	59
6.3. OIL SKIMMER (DESNATADOR)	59
6.3.1. Generalidades	59
6.3.2. Oil Skimmer con Performances	60
6.3.3. Oil Skimmer con Baffles Coalescentes	61
6.3.4. Oil Skimmer con Manto de Carbón	62
6.3.5. Operación	63
6.3.6. Control Básico y Seguridades	65
6.4. UNIDADES DE FILTRACIÓN	66
6.4.1. Generalidades	66
6.4.2. Clasificación	66
6.4.3. Filtros en la Industria	69

7.	GAS DE CONSUMO	79
7.1.	INTERCAMBIADOR DE CALOR GAS-AGUA	79
7.2.	INTERCAMBIADOR DE CALOR GAS-GAS	81
7.3.	FUEL GAS SCRUBBER	83
7.4.	TORCH GAS SCRUBBER	84
8.	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DE CRUDO	87
8.1.	Gas lift	87
8.1.1.	Generalidades	87
8.1.2.	Componentes de Fondo	87
8.1.3.	Componentes de Superficie	87
8.1.4.	Mecanismo de Operación	88
8.2.	BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET	91
8.2.1.	Generalidades	91
8.2.2.	Bombas Jet	91
8.3.	BOMBA ELECTRO-SUMERGIBLE	126
8.3.1.	Componentes	127
8.3.2.	Mecanismo de Operación	139
9.	CONCLUSIONES	142
	BIBLIOGRAFÍA	143
	INDICE DE FIGURAS	144
	INDICE DE TABLAS	146

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Manifold	26
Figura 2. Separador de glicol	33
Figura 3. Separador trifásico.	34
Figura 4. Flujo de dentro del tratador	47
Figura 5. Tratador térmico (visto lateral)	49
Figura 6. Circuito de gas de los pirotubos	50
Figura 7. Caja API clásica	54
Figura 8. Caja API con placas paralelas	55
Figura 9. Oil Skimmer con performances	61
Figura 10. Oil Skimmer con baffles coalescentes	63
Figura 11. Oil Skimmer con manto de carbón	64
Figura 12. Filtros de lecho gradado	69
Figura 13. Filtro WENCO	72
Figura 14. Ciclo de filtración	73
Figura 15. Ciclo de fluidización	74
Figura 16. Proceso de descarga	75
Figura 17. Proceso de asentamiento	76
Figura 18. Ciclo de normalización	77
Figura 19. Intercambiador de calor agua-gas, vista superior	81
Figura 20. Intercambiador de calor agua-gas, vista lateral	81
Figura 21. Intercambiador de calor gas-gas	83
Figura 22. Fuel gas scrubber	85
Figura 23. Torch gas scrubber	87
Figura 24. Sistema típico de gas lift	90
Figura 25. Partes de la bomba jet	96

Figura 26. Instalaciones más comunes de bombas jet.	106
Figura 27. Unidraulic de doble separador	114

INDICE DE TABLAS

	Pag
Tabla 1. Dosis de producto químico a inyectar	31
Tabla 2. Problema – Efecto – Solución (Sist. de Inyección de Agua)	59
Tabla 3. Secuencia de la Válvulas – Sistema Wemco Silver Band	78
Tabla 4. Carta para hidrociclones de 3 in	124
Tabla 5. Parte número de las boquillas de alimentación:	125
Tabla 6. Fluido Motriz	125
Tabla 7. Carta para hidrociclones de 4 in	125
Tabla 8. Parte número de las boquillas de alimentación	126

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a todos aquellos, que mantuvieron su fe en mí y siempre me dieron esa voz de aliento cada vez que lo necesité, a todos aquellos que estuvieron ahí para colaborar y ayudar a que este proyecto se realizara y poder de este modo pensar en superar este escaño a través de una especialización.

Agradezco a la institución y a todos los involucrados en el proceso de enseñanza y modelamiento de los profesionales del futuro, de los que harán de este un mejor país.

RESÚMEN

TITULO: MANUAL DE OPERACIONES PARA LA ESTACIÓN LA GLORIA*

AUTOR: VICTOR LEAN BARAJAS CORTINA**

PALABRAS CLAVES: MANUAL, OPERACIONES, LA GLORIA.

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO

Este manual de entrenamiento para operadores, supervisores y personal de baterías de producción, incluye descripciones de cada uno de los procesos y equipos utilizados por la empresa PERENCO en sus estaciones de producción, las cuales no son idénticas, ya que fueron construidas en forma independiente por diferentes compañías lo que hace más difícil el entrenamiento de los operadores nuevos.

Se busca básicamente minimizar el tiempo que el personal nuevo requiere para acoplarse a las estaciones donde laborarán. Puesto que la empresa tiene programas de rotación de personal, el manual se hace útil al no tener que reentrenarlos, sino que con leerlo se inducen en los operarios los conocimientos básicos.

La información para este trabajo, se obtuvo básicamente a partir de la experiencia del personal antiguo que labora con la empresa, quienes gustosamente accedieron a colaborar en elaboración este libro de consulta, incluso para ellos mismos. Cabe anotar que intervinieron ingenieros de producción, ingenieros de perforación, ingenieros de yacimientos, personal contratista (Wire line, proyectos), supervisores de estaciones.

Luego de concluido el trabajo, se probó con grupos de ingenieros de petróleos recién egresados, sin ninguna experiencia en campo; y los resultados fueron bastante satisfactorios, puesto que el personal que antes tardaba alrededor de una semana en enviarse a campo, ahora se está haciendo en 2 o 3 días disminuyendo costos de entrenamiento (manutención).

* Trabajo de grado

** Facultad de ingeniería físico-químicas, escuela de ingeniería de petróleos, Msc. Nicolás Santos.

DESCRIPTION

TITLE: MANUAL OF OPERATIONS FOR THE STATION LA GLORIA*

AUTHOR: VICTOR LEAN BARAJAS CORTINA**

KEY WORDS: MANUAL, OPERATIONS, LA GLORIA

DESCRIPTION OR CONTENT

This manual of training for operators, supervisor and batteries production staff, includes descriptions of each of the processes and equipment used by the company PERENCO in its stations of production, which are not identical, since they were constructed in independent form by different companies which makes more difficult the training of the new operators.

The purpose of this is basically to look for to diminish the time that the new staff requires to be reconciled to the stations where they will toil. Since the company has programs of rotation of the staff, the manual becomes useful when no having to retrain them, but with reading it basic knowledge of operators are induced.

The information for this work was obtained basically from the experience of the formed staff who toil with the company, who with pleasure acceded to collaborate in the elaboration in this consulting manual, even for themselves. It is possible to write down that they took part production, perforation, reservoirs engineers, building contractors and supervisor of the stations.

After concluded the work, it was proved with groups of petroleum engineers just withdrawn, with no experience in field; and the results were quit satisfactory, since the staff who before took around one week in being sent to the field, now it is being made in 2 or 3 days diminish training costs (maintenance).

* Grade work

** Physical-chemical ability of engineering, petroleum engineering school,

Msc. Nicolás Santos

INTRODUCCIÓN

Este manual fue hecho con la idea de convertirlo en una herramienta útil en la correcta operación de la estación y sus respectivas instalaciones, en la capacitación de personal nuevo en la empresa, en las adecuaciones y posibles modificaciones a realizar y para evaluar posibles fallas en el normal funcionamiento.

PERENCO COLOMBIA LIMITED, desarrolla sus operaciones en los campos petrolíferos del distrito Casanare, siendo antecedido por KELT COLOMBIA S.A Y ELF AQUITANE COLOMBIE S.A. La exploración y explotación de petróleo en el campo Los Llanos se remonta a hace treinta años cuando la empresa ARCO perforó con éxito el pozo Trinidad I. El desarrollo del campo lo realizó ELF durante más de veinte años exitosamente.

Para la explotación del campo Los Llanos la empresa operadora (ELF, KELT, PERENCO) se ha asociado con el estado Colombiano a través de ECOPETROL y con empresas multinacionales de carácter privado como HOCOL (adquirida posteriormente por SHELL, y luego por NIMIR PETROLEUM COMPANY), LL&E COLOMBIA INC. Para desarrollar los contratos de asociación Casanare, Estero Garcero (antes denominado Río Pauto Cusiana Sur), Orocué y Corocora; el porcentaje de participación de la empresa varía de un contrato a otro, ubicándose en un valor promedio del 18%. Para desarrollar la concesión Yalea, PERENCO COLOMBIA LIMITED vendió un porcentaje de su participación a la empresa LASMO OIL, la cual fue posteriormente adquirida por la estatal brasileña PETROBRAS.

En la actualidad, PERENCO trabaja en la optimización y mejoramiento de los sistemas de producción, al tiempo que ejecuta un ambicioso plan de perforación de pozos de desarrollo y efectúa el desarrollo de yacimientos en reserva como Sirenas y más adelante Caño Gandul. La producción actual del campo es del orden de los 32.000 BOPD y se espera incrementarla a 40.000 BOPD a finales del presente año.

1. DESCRIPCIÓN DE LA ESTACIÓN

La estación LA GLORIA, está ubicada en la parte sur del municipio de Aguazul, a unos 10 min en vuelo charter desde la capital Yopal.

Es una estación que inició su producción hace aproximadamente unos 15 años, con el pozo LGL-1; el cual se encuentra cerrado actualmente. En este momento hay 14 pozos perforados de los cuales 10 son productores, 2 inyectores y 2 muertos. De estos 10 pozos productores 6 están en levantamiento con gas lift, y los otros 4 en bombeo electrosumergible.

El crudo producido en La Gloria es pesado, aproximadamente 16 °API, con gran cantidad de agua asociada, con cortes que van desde 23 a 95 % de BS&W, salinidad promedio de 17500 ppm, no existen problemas de arenas, ni H₂S, ni CO₂, pero sí problemas de incrustaciones y corrosión.

Dadas las características del fluido producido, puede deducirse entonces que es una estación bastante compleja debido a la gran cantidad de problemas operacionales generados por la dificultad para manipular todos estos factores, y a las condiciones extremas de trabajo. Toda el agua que se produce debe reinyectarse para evitar problemas ambientales (alrededor de 30.000 BWPD). Por estas y otras razones, la empresa mantiene personal técnico de mantenimiento las 24 horas para enfrentar junto con los operadores los diferentes problemas que se presentan continuamente.

Esta estación produce en promedio 8000 BOPD que son bombeados con máximo 1 % de BS&W a través de oleoducto a la estación LA GLORIA NORTE donde se le retira parte del agua restante, se fiscaliza y se despacha a otra estación de recibo para su posterior entrega a ECOPETROL.

2. POZO PETROLERO

2.1. GENERALIDADES

Es el sitio por donde se extraen y/o fluyen natural o artificialmente los fluidos provenientes del yacimiento y comunica a éste con la superficie, a través de una tubería de producción conocida como tubing y con un juego de válvulas conocida como cabeza de pozo ubicada sobre la boca del mismo.

La perforación de un pozo petrolero, implica un gran esfuerzo en recursos de capital, humanos, logísticos, etc., que deben ser planificados cuidadosamente hasta el más mínimo detalle con el fin de no incurrir en costos adicionales, procurando ejecutar el trabajo en el menor tiempo posible sin menoscabo de los altos estándares de calidad con que se debe realizar, toda vez que el éxito o fracaso del mismo tiene una gran repercusión en los estados financieros de la empresa operadora.

Existe perforación de pozos de exploración y perforación de pozos de desarrollo; los primeros hacen referencia a la expectativa de realizar el hallazgo de un nuevo yacimiento, y los segundos el objetivo primordial es buscar drenar más eficientemente un yacimiento ya conocido y en muchos casos explotado. El pozo se encuentra dividido en fondo y superficie.

2.2. FONDO DE POZO

Lo constituye el completamiento del pozo, y denota las características especiales con que fue acondicionado, con miras a lograr una producción eficiente de los fluidos contenidos en el reservorio o yacimiento; el gráfico esquemático de los accesorios contenidos en fondo, y las formaciones que están siendo afectadas por el pozo, se conocen con el nombre de estado mecánico.

2.2.1. Tipos de completamiento de acuerdo con el número de sartas de producción

◆ **Completamiento Simple** Es el más utilizado en los campos de PERENCO COLOMBIA y consta de una sola tubería de producción, sólo permite producir una zona cuando hay diferencias de presiones en ellas.

◆ **Completamiento Dual** PERENCO COLOMBIA utilizó este completamiento en los pozos Tocaría 5 y 6, y consta de dos (2) tuberías de producción independientes que viajan paralelas a través del pozo, permitiendo explotar al tiempo dos formaciones con diferente presión; actualmente estos completamientos ya no existen, se retiraron, debido a la gran cantidad de problemas operacionales generados.

2.2.2. Tipos de Completamiento de acuerdo con el método de producción

- ❖ Completamiento Flujo Natural
- ❖ Completamiento Gas Lift o Bombeo Neumático
- ❖ Completamiento Bombeo Electrosumergible
- ❖ Completamiento Hidráulico o Jet Pumping
- ❖ Completamiento Bombeo Mecánico
- ❖ Completamiento PCP (Progressive Cavity Pump)

2.2.3. Principales Accesorios o Componentes del Fondo

☆ **Casing o Tubería de Revestimiento** Es la tubería que va adherida por medio de cemento a las paredes del hueco evitando un derrumbe o colapso del mismo. En los trabajos de perforación suelen usarse varios tipos de diámetro de tubería de revestimiento, las cuales bajan a diferente profundidad del hueco del pozo. En PERENCO COLOMBIA se utilizan frecuentemente Casing de 20" +/- 40 pies delongitud (conductor pipe), de 13-3/8", 9-5/8", y 7", el cual constituye generalmente el casing final del pozo (27 a 30 lbs/ft); el diámetro utilizado va disminuyendo en la

medida que se profundiza el hueco del pozo y en algunos casos cada revestimiento va desde la superficie hasta el final; en otros, un revestimiento se ensambla con el otro en fondo conociéndose en este caso como “liner”.

☆ **Tubing o Tubería de Producción** Es la tubería que comunica el reservorio con la cabeza del pozo y es por donde fluyen los fluidos del pozo, esta tubería va por dentro de la tubería de revestimiento o casing formando entre la pared exterior del tubing y la pared interior del casing un espacio conocido como anular, la presión que ejerce un fluido en este espacio es conocida usualmente como presión de casing o presión del anular.

El diámetro del tubing en los campos de PERENCO COLOMBIA es generalmente de 3 ½” ID, de 9.3 lbs/ft.

☆ **Mandrel** Se utiliza en los completamientos de pozos con gas lift, en este sitio se instalan válvulas calibradas, válvulas tapón (dummy valve) y válvulas con orificio (ro); es a través de éstas donde se realiza la transferencia de gas del casing al tubing. Generalmente, en un completamiento se instalan cuatro o cinco mandrels a diferente profundidad.

☆ **Cavity Pump** Se utiliza en los completamientos de bombeo hidráulico, y es el sitio donde se sienta la bomba jet; y es aquí donde se mezclan los fluidos de potencia y de producción del pozo.

☆ **Camisa** Es el accesorio que permite el cierre o apertura desde superficie a través de unidad de slick line y permite el ingreso de fluido de una formación productora determinada hacia la tubería de producción.

☆ **Empaque permanente** Es un accesorio que se baja con la sarta de producción durante el completamiento del pozo, y a través de un proceso de

aplicación de presión, se fija firmemente a la pared interna del casing aislando definitivamente dos secciones de anular. Se utiliza para aislar zonas productoras, para delimitar el espacio anular de levantamiento artificial con bombeo neumático, etc.

☆ **Válvula de control line** Es un equipo montado o sentado en la tubería de producción, la cual permanece abierta a través de la aplicación de presión hidráulica ejercida en superficie la cual se transmite a la válvula por medio de un conducto. Constituye una seguridad del árbol de navidad que en caso de una voladura accidental o con fines terroristas, rompe el conducto liberando la presión contenida en él y ocasionando el cierre de la válvula en subsuelo.

2.3. SUPERFICIE DEL POZO

Está constituido por la cabeza del pozo, también llamado árbol de navidad (Chirstmas Tree); el cual posee una serie de válvulas y accesorios que permiten controlar los fluidos provenientes del pozo.

El rating de presión del árbol de navidad está determinado por las características del yacimiento; en PERENCO COLOMBIA se utilizan árboles que soportan presiones hasta 5000 PSI; cuyo diámetro de válvulas de flujo es típicamente de 3”.

2.3.1. Las válvulas y accesorios de un árbol de navidad en el sentido de flujo

- **Casing Hanger** Es la parte inferior sólida del árbol de navidad, el cual retiene el casing final generalmente de 7”.
- **Tubing Hanger** Conocido usualmente como la cebolla; y es el sitio donde cuelga o se sujeta la tubería de producción. La cebolla descansa en un perfil diseñado para tal fin ubicado en la parte inferior de la cabeza de pozo; esta se encuentra por encima del casing hanger.

- **Válvula Master Inferior** Es una válvula de tipo compuerta en acero fundido, que se utiliza sólo en casos de emergencia o extremos; por norma nunca se deben controlar los fluidos del pozo utilizando esta válvula, ya que su reemplazo por desgaste requiere “matar” el pozo. Debe permanecer abierta cuando el pozo esté cerrado, salvo una instrucción en contrario emanada por el supervisor de campo.
- **Válvula Master Superior** Válvula de tipo compuerta en acero fundido, la cual se utiliza para cerrar el pozo; en pozos que no tienen wing valve corriente arriba de la válvula lateral automática, la válvula master superior se utiliza para regular los fluidos del pozo al momento de abrirlo.
- **Tee o Cruz** Es un accesorio en acero fundido, montado sobre la válvula master superior y comunica por la derecha con la salida típica de fluidos del pozo (brazo derecho de producción), por la izquierda permite la conexión de un instrumento de medición (generalmente un manómetro donde se determina la presión de cabeza del pozo), en pozos que son grandes productores (pozos B.P. Campo Cusiana y Cupiagüa) la salida izquierda se utiliza para conectar otra salida de producción del pozo. (brazo izquierdo de producción). Por la parte superior se conecta con la Swab Valve.
- **Swab Valve** Válvula de compuerta en acero fundido, ubicada sobre la tee o cruz, que permite bajar herramientas para realizar trabajos dentro del pozo.
- **Niple de Conexión:** Accesorio en acero fundido, montado sobre la swab valve, el cual posee una tapa con orificio de ½” (instalar manómetro o desfogar presión) de ajuste con herramienta de golpe de fácil apertura; este accesorio también posee internamente rosca, la cual permite conectar equipos adicionales indispensables en algunos trabajos de pozo (lubricador para trabajos de slick line). En PERENCO COLOMBIA, la rosca interna es generalmente de 3 ½” EUE.

- **Wing Valve** Válvula de compuerta en acero fundido, montada en la conexión de la tee o cruz, que esté comunicada con la línea de producción. Se utiliza para regular los fluidos de producción al momento de abrirse el pozo (algunas cabezas de pozo de PERENCO COLOMBIA la tienen).
- **Válvula Lateral Automática** Válvula de compuerta en acero fundido, montada aguas abajo de la wing valve (si la hay) o en el costado de la tee o cruz, es una válvula normalmente cerrada, la cual en condiciones normales de presión de línea de flujo, permanece abierta a través de presión de gas acumulada en el tambor servomotor de la válvula. Algunos diseños de válvulas, tienen un tapón fundente en el tambor, el cual permite la liberación de gas cerrando la válvula en caso de presentarse un fuego en la cabeza de pozo.

La válvula está conectada a unos sensores de presión ubicados en la línea de flujo que la mantienen abierta, permitiendo el suministro de gas al tambor, y cuando sensan una presión anormal por alta presión (PSH) o por baja presión (PSL) interrumpen el circuito de gas y liberan la presión acumulada en el tambor ocasionando el cierre de la válvula.

Como se puede observar, la válvula lateral automática es una protección de la línea de flujo evitando daños en ella por obstrucción (PSH) e interrumpiendo el fluido del pozo en caso de una ruptura de la misma (minimizar el impacto ambiental consecuencia de un accidente o terrorismo).

En los pozos de PERENCO COLOMBIA el PSL se calibra a 45 PSI y el PSH a 1000 PSI aproximadamente.

La válvula lateral automática cuenta con una herramienta denominada operador manual, que permite el cierre o apertura controlada de la válvula, en ciertas

situaciones especiales, (regular la apertura del pozo cuando no existe la posibilidad de hacerlo con otra válvula del árbol).

- **Portachoke** Es un accesorio en acero fundido, con tapa de inspección superior, que permite alojar dentro de él una restricción artificial a la producción del pozo denominado choke positivo.
- **Choke Positivo** Es un accesorio en acero fundido y forjado, el cual en algunos casos posee un recubrimiento en tungsteno resistente a la abrasión del fluido y la arena, el cual se instala en pozos con flujo natural y tiene por objeto obtener una producción regulada del mismo, evitando cambios bruscos en las condiciones naturales del pozo; se busca evitar la pérdida prematura de presión de gas del yacimiento, la cual permite al pozo fluir naturalmente.

El choke de producción (positivo o en manifold) de un pozo en flujo natural es regulado por el Estado Colombiano a través del Ministerio de Minas y Energía; la empresa operadora no puede de manera unilateral modificar éstas condiciones.

Para cambiar o retirar el choke positivo proceda como sigue:

- 1A. Informe siempre al operador de la estación cualquier cambio que vaya a realizar en el pozo.
- 1B. Asegúrese siempre de contar con todos los elementos requeridos para realizar el trabajo con el fin de evitar pérdidas de producción y doble esfuerzo.
 1. Cierre el pozo de acuerdo con la instrucción del presente manual.
 2. Cierre la válvula de bola de bloqueo de la línea de flujo ubicada en la locación del pozo.

3. Libere la presión acumulada en el tramo utilizando las válvulas de desfogue que se encuentren a mayor altura (generalmente el desfogue de ½” que posee el portachoke. En la medida que el gas salga seco ayude a desfogar la presión a través de las diferentes válvulas ubicadas en la línea; en pozos con bajo GOR es conveniente llevar recipientes para recolectar el crudo que pueda salir, evitando contaminar el área.
4. Cuando la línea se encuentre totalmente despresurizada, abra la tapa del portachoke utilizando una maceta de bronce.
5. Retire la tapa e introduzca la llave apropiada de acuerdo con el tipo de fabricante de portachoke. Desenrosque y retire.
6. Instale el nuevo choke si es el caso, enroscándolo utilizando la llave; asegúrese que quede firmemente roscado para evitar que el flujo lo libere.
7. Cierre la tapa teniendo la precaución de no dañar los empaques de la misma (debe girar fácilmente). Ajuste vigorosamente utilizando maceta de bronce.
8. Cierre todos los venteos.
9. Abra lentamente la válvula de bola de corte de la línea de flujo.
10. Abra el pozo de acuerdo con el procedimiento indicado en este manual.
11. Conecte todos los accesorios retirados para despresurizar la línea.
12. Asegúrese que no existan fugas.
13. Entere siempre al personal operador de la estación cualquier cambio que vaya a realizar en el pozo.

- **NOTA:** En caso que no exista válvula de bola de bloqueo de la línea de flujo, cierre el pozo y pase la línea de flujo de éste por el separador de prueba despresurizando el equipo a cero (0) psi, utilice las válvulas de desfogue superior de la vasija. En lo posible coordine la operación con otra persona ubicada en la cabeza del pozo para realizar el trabajo lo más rápido posible (sin descuidar la seguridad). Cuando la presión en cabeza esté en cero (0) psi, cambie el choke aplicando el mismo procedimiento descrito anteriormente.

- **Casing Valve** Válvulas de compuerta en acero fundido, ubicadas en el costado de conexión superior del casing final (generalmente 7") y a través de las cuales se realizan múltiples trabajos en la operación habitual de un pozo, (inyección de gas en bombeo neumático, producción de pozos de bombeo hidráulico, toma de mediciones de nivel estático y dinámico en pozos de bombeo electrosumergible, etc.), el diámetro de las casing valve es de 2" (pozos PERENCO COLOMBIA).

- **Otras Válvulas** Son válvulas en acero fundido, de compuerta de 2" ubicadas en los casing aislados del pozo (13-3/8" y 9-5/8") y tienen por objeto permitir realizar tomas de presión que monitoreen la estanqueidad de estos espacios anulares, comprobando la eficiencia de la aplicación del cemento utilizado en la perforación y/o el buen estado del casing final.

2.3.2. Operación Del Equipo De Superficie

→ **Cierre de Pozo** Esta operación se realiza con el fin de suspender totalmente la producción de fluidos del pozo y se procede como sigue.

1. Tome nota de los datos de cabeza de pozo (presión y temperatura).
2. Cierre la válvula master superior

3. Cierre la válvula lateral automática, absténgase de hacerlo empujando el botón del piloto de relevo (puede ocasionar daños en los empaques del mismo), hágalo cerrando el paso de gas hacia los sensores, utilizando el regulador de baja, el botón del piloto caerá por sí sólo y exhostará la presión del tambor de la válvula a través del venteo.

☞ Si el piloto de relevo tiene válvula de regulación de ¼”, ciérrela antes de suspender el gas hacia los sensores, y hecho esto, ábrala lentamente para regular el venteo de gas del tambor.

4. Tome la hora exacta del cierre.

☞ NOTA: Si existe wing valve, cierre primero ésta, posteriormente la master superior y por último la lateral automática.

→ **Apertura del pozo en flujo natural**

1. Abra la válvula lateral automática, restableciendo la presión hacia los sensores con el regulador de baja (la presión de salida del regulador debe ser cercana a 50 PSI; ayude manualmente a restablecer la posición del botón del piloto del relevo. Si se encuentra activo el PSL de la línea por la ausencia de flujo, utilice el pin o pasador para mantener el botón del piloto arriba; en este momento la válvula se abrirá.

NOTA: Si el piloto del relevo tiene adaptado válvula de regulación de ¼”, ésta se debe cerrar antes de normalizar la presión hacia los sensores, y hecho esto, abrirla lentamente para dar paso de gas hacia el tambor de la válvula.

2. Abra lentamente la válvula master superior con el fin de descargar poco a poco la presión del pozo (tenga mucha precaución en pozos con alto GOR o cuando la presión aguas debajo de la válvula sea elevada.

3. Quédese un tiempo prudente en el área y tome datos de cabeza de pozo (presión y temperatura).

4. Regrese al pozo cuando éste se haya estabilizado, y tome nuevamente datos de cabeza de pozo; confróntelos con los datos tomados al momento de abrir el pozo y con los obtenidos antes de cerrar el pozo; analice cualquier cambio o alteración de los valores.

☞ NOTA: Si el pozo posee wing valve proceda como sigue:

1. Repita el paso 1.

2. Abra la válvula master superior lentamente hasta que se equilibre la presión aguas arriba y abajo hasta la tee o cruz.

3. Abra lentamente la wing valve para descargar poco a poco la presión del pozo, tenga suma precaución en pozos con alto GOR o para aliviar altas presiones acumuladas en el pozo.

4. Repita los pasos 3 y 4 de apertura de pozo sin wing valve.

☞ NOTA: Si por alguna circunstancia requiere cerrar la válvula master inferior (trabajos de registro de presión estática del pozo con memorias sentadas en fondo presentando paso la master superior, la wing valve si la hay, y la lateral automática) -- Ojo; sentadas más no colgadas. Ya que cuando están colgadas no se puede cerrar ni la master inferior ni la master superior ni la swab valve, ya que se cortaría el cable y se generaría un “pescado”--. Al momento de abrir nuevamente el pozo, abra primero la master inferior y las restantes válvulas de acuerdo con los pasos descritos anteriormente.

Se debe evitar siempre regular el fluido del pozo con la válvula master inferior, por tal motivo si se requiere cerrar, cierre primero las restantes válvulas del árbol como se describió anteriormente, dejando ésta para cerrarla al final.

2.4. LINEA DE FLUJO

Es la línea que une el árbol de navidad con el cabezal del manifold o múltiple, y transporta los fluidos del pozo hasta la batería o módulo de producción.

El material de construcción es acero al carbón, y el diámetro de ella varía de acuerdo con la producción estimada del pozo; se calcula con el fin de disminuir al máximo las pérdidas por fricción. En PERENCO COLOMBIA las líneas son típicamente de 4" y 6"; y se prueban a 2.500 psi (prueba hidrostática). El espesor de la pared del tubo es schedule 80 comúnmente.

Cuando se realiza el montaje del oleoducto, la línea se recubre con un material denominado poliquen, el cual la protege de la humedad evitando la corrosión exterior del material. Las líneas van enterradas a una profundidad de 1.20 mts. aproximadamente, en los extremos de la línea, (locación del pozo y estación) se instalan unas bridas de conexión con juntas especiales denominadas juntas de aislamiento; el tramo de línea así aislado y enterrado, es protegido por medio de un sistema denominado protección catódica, el cual provee corriente continua a la línea a través de un ratificador. El cátodo en este caso es el oleoducto, el ánodo lo constituye el material de hierro (chatarra) enterrado en un sitio conocido como cama nódica o ánodo de sacrificio y electrolito en este circuito es el suelo; el ánodo cede y reemplaza los electrones perdidos por el oleoducto (cátodo) como consecuencia de la humedad del terreno y de un deficiente recubrimiento de la tubería (poliquen deteriorado). Las juntas de aislamiento se utilizan para que la corriente no circule hacia las vasijas de la estación o los accesorios de cabeza de pozo, perdiéndose de esa manera la utilidad de la protección catódica.

☞ **NOTA:** Revise periódicamente el estado de las líneas de conexión eléctrica al tubo, verifique que no estén rotas o sueltas, que el área de terreno esté limpia y libre de accesorios que puedan aterrizar la corriente, el buen estado de las juntas de aislamiento, (asegúrese que durante el montaje se instalen adecuadamente) informe al supervisor cualquier novedad.

Reporte al departamento de mantenimiento cualquier daño en el rectificador de corriente; los valores típicos en PERENCO COLOMBIA son: voltios 12, amperios 15; y/o valores similares.

2.4.1. Accesorios de la Línea de Flujo Son los elementos que debe poseer la línea, los cuales deben ser instalados durante los trabajos de construcción de la misma, con el fin de evitar la necesidad de realizar trabajos en caliente cuando la línea se encuentre ya en uso.

➤ **En cabeza de pozo (línea oblicua)**

- ⇒ Coupling de ½” a las 12:00 M. (instalar seguridades de cabeza de pozo).
- ⇒ Coupling de ¾ ó 1”, a las 9:00 A.M. o 3:00 P.M. (instalar termopozo en acero que resista altas presiones).
- ⇒ Coupling de ½” a las 9:00 A.M. o 3:00 P.M. (instalar tomamuestra).

➤ **En cabeza de pozo (línea horizontal)**

- ⇒ Coupling de ½” a las 6:00 P.M. en la tee que une la línea oblicua y la línea horizontal (muestreo de arena en pozos ESP y J.P.).
- ⇒ Coupling de 1” a las 12:00 M. (reserva posible instalación accesorio para evaluar corrosión o incrustación).
- ⇒ Coupling de ½” a las 12:00 M. (instalar manómetro para visualizar presión de la línea).
- ⇒ Coupling de ½” a las 12:00 M. (reserva posible aplicación de producto químico).

➤ **Llegada a manifold**

- ⇒ Coupling de ½" a las 12:00 M. (instalar manómetro).
- ⇒ Coupling de ½" a las 9:00 A.M. o 3:00 P.M. (instalar tomamuestra; evite sitios con flujo laminar).
- ⇒ Coupling de 1" a las 12:00 M. (reserva, permite instalar equipo evaluar corrosión o incrustación).
- ⇒ Coupling de ½" a las 12:00 M. (reserva, permite aplicar químico).
- ⇒ Coupling de ¾ ó 1" a las 12:00 M. (instalar termopozo en acero que resista alta presión).

3. MULTIPLE DE RECIBO

3.1. DESCRIPCIÓN

Es el equipo que une la línea de flujo del pozo con los equipos de la batería de producción, generalmente el separador general y/o de prueba; también en algunos casos existen conexiones para derivar la producción directamente a tanques u otros equipos del módulo de producción (tanques de prueba, gun barrel, etc.)

El manifold o múltiple, típicamente está compuesto por líneas, válvulas y accesorios que permiten soportar presiones hasta 2.250 psi (válvulas de 4"*900'). Se diseñan para soportar altas presiones en el evento de un cierre del separador (ESDV), el pozo que fluye por él puede alcanzar la presión de cierre en cabeza (PSH normalmente calibrada a 1.000 psi).

3.2. PARTES

En el sentido de flujo el manifold está compuesto por.

3.2.1. Válvula de bola alta presión Construida en acero fundido resistente a altas presiones y temperaturas (magnitudes inversamente proporcionales; a mayor temperatura soporta menos presión y viceversa). En las estaciones de PERENCO, son usadas con frecuencia válvulas de paso restringido de 4"*3"*4"*900#; lo anterior indica que las bridas de conexión son de 4" para un rating de 900#, al cual sí le aplicamos el factor de tolerancia de 2.25 nos da una presión máxima de operación de $900' * 2.25 = 2.025$ psi, y que el área interna de flujo es de 3" (es muy importante comprobar que en las trampas del raspador no existan ese tipo de válvulas, ya que el marrano no pasaría a través de ella).

Objetivo: Permite aislar la línea de flujo del pozo del manifold, para realizar labores de limpieza, mantenimiento y/o cambio de la válvula cheque o del choke ajustable.

3.2.2. Válvula de retención o cheque Al igual que el anterior está construida en acero, cuyo material es resistente a la presión y a la temperatura de operación, y consta de una lengüeta en acero fundido que permite el flujo en un solo sentido (en PERENCO son generalmente de 4’’*900’).

Objetivo: Evitar el reflujo de los pozos y vasijas a los cuales está conexas el cabezal, especialmente en los casos de ruptura de la línea de flujo.

3.2.3. Choke ajustable Diseñado en acero fundido y forjado, apto para soportar las presiones y temperaturas que se puedan presentar en el manifold. Consta de silla y obturador en tungsteno, el cual es resistente a la abrasión producto del aumento de velocidad, al caer la presión del fluido al paso de la restricción y a partículas finas que transporta en algunos casos el fluido (pozos productores de arena).

El choke se encuentra graduado en 64^{avos} de pulgada, y tiene una apertura máxima de 2’’ (128/64). El sitio donde se visualiza la apertura interna se conoce como bernier, y es donde coincide la ranura del cuerpo cilíndrico exterior con la línea numerada del bernier, el cual es solidario con el desplazamiento del obturador.

De suma importancia es la correcta calibración del bernier y se procede como sigue:

1. Suelte la mariposa y/o tornillo que fija el bernier al obturador (el bernier se moverá libremente).
2. Proceda a cerrar totalmente el choke hasta que sienta el contacto con la silla (procurar no generar fricción innecesaria entre el obturador y la silla para prevenir daños prematuros del material de recubrimiento).
3. Ubicar la línea del cero (0) del bernier coincidente con la ranura del cuerpo cilíndrico fijo del choke y ajustar la mariposa y/o el tornillo de fijación del bernier (ahora el bernier se moverá solidario con el desplazamiento del obturador).

4. Ajustar el choke requerido manipulando el volante del mismo.

El choke se encuentra provisto de un mecanismo de inspección interna a través del uso de herramienta de golpe (maceta de bronce).

Cuando vaya a inspeccionar el estado del obturador de la silla, se debe garantizar el aíslé y despresurización del tramo, cerrando para ello todas las válvulas de bola ubicadas aguas arriba y abajo del cabezal y desfogando la presión a través del punto de toma ubicado en la parte superior del cabezal.

Objetivo:

9.1. Permite crear un choke o restricción de producción a un pozo de flujo natural.

- Controlar regímenes intermitentes de producción de un pozo inestable “batch” cuando el separador no lo maneja eficientemente (cierre continuo por PSH y/o LSH).
- Descargar de forma controlada y segura una alta presión represada aguas arriba de él (cierre del separador y presurización de la línea de flujo hasta el punto del PSH del pozo).
- Por norma, el choke ajustable debe estar totalmente abierto en pozos de levantamiento artificial.

3.2.4. Válvulas de bola de conexión Presentan las mismas características de la válvula de bola de 4”*900# referenciada al inicio de la descripción del manifold.

Objetivo: A través de su manipulación, permite seleccionar la vasija hacia donde se desea trasegar la producción del pozo. En PERENCO generalmente seleccionamos entre el separador general o el de prueba los cuales operan a la misma presión; en este caso se debe primero abrir y luego cerrar las respectivas válvulas de conexión.

Es de suma importancia que cuando en una estación los separadores operan a diferente presión y la presión de cabeza de los pozos varia ostensiblemente (ejemplo 1.500 y 100 psi) cualquier cambio en el manifold requiere de mucho cuidado con el fin de no generar un golpe de ariete en una vasija (si se pasa bruscamente un pozo de alta presión a un separador de baja presión y/o si en un momento dado quedan comunicados dos separadores de diferente presión de operación, ejemplo 600 y 60 psi –caso Estación Tocaríá--), o “matar” un pozo de baja presión (150 psi en cabeza) si se hace pasar por un separador de alta presión (600 psi). Los datos del rating de presión de las válvulas son calculadas a 100 °F de temperatura.

3.3. OPERACIÓN

Esquema del manifold con dos pozos en flujo natural con diferente presión en cabeza y fluyendo a separadores con diferentes presiones de trabajo (ver figura 1).

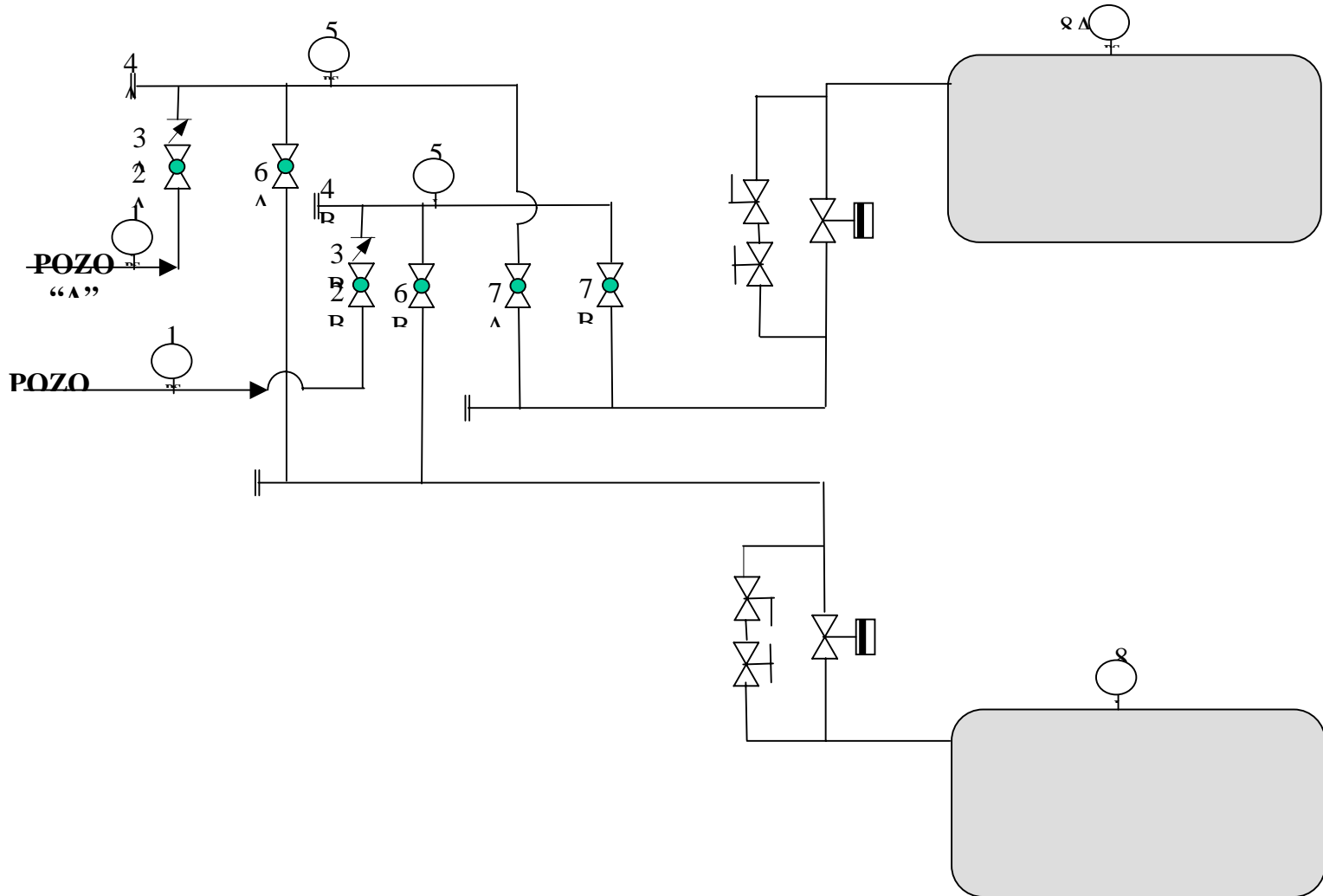
Pozo A:

Presión de cabeza	1.000 psi
Choke en cabeza	½” (32/64)
Choke manifold	full open 2” (128/64)
Presión de la línea	560 psi
Presión del separador	540 psi

Pozo B:

Presión de cabeza	180 psi
Choke en cabeza	½” (32/64)
Choke manifold	full open 2” (128/64)
Presión de la línea	115 psi
Presión del separador	70 psi

Fig.1.Manifold



Fuente: autor

El pozo A fluye a través de las válvulas del manifold A, encontrando la válvula de conexión 6A cerrada y la válvula de conexión 7A abierta, por lo tanto la producción se recibe en el separador A.

El pozo B fluye a través de las válvulas del manifold B, encontrando la válvula de conexión 6A abierta y la válvula de conexión 7B cerrada. Por lo tanto, la producción se recibe en el separador B.

Como se observa, la presión del pozo A es muy superior a la presión del pozo B y la presión de trabajo del separador A es muy superior a la presión del separador B.

Si se requiere hacer mantenimiento y/o limpieza interna del separador A que implique abrir la vasija a la atmósfera, la producción del pozo A se puede hacer pasar a través del separador B (suponiendo que el diseño permita manejar el volumen adicional de fluidos -agua, crudo y gas-) realizando la operación como sigue:

1. Cierre el choke 4A desde 128/64 hasta 8/64 (se evita cierre total para manipular fácilmente el volante –equilibrio presión aguas arriba y abajo del choke- y no cerrar totalmente el pozo). Visualizando la presión en el manómetro 1A, si se desea se puede instalar Cap en cabeza de pozo (válvula lateral automática) para evitar cierre por PSH en la línea.
2. Cierre la válvula de conexión 7A.
3. Abra lentamente la válvula de conexión 6A observando que la presión en el manómetro 5A caiga de 550 a 70 psi.
4. Comience a abrir lentamente el choke ajustable 4A visualizando las presiones de los manómetros 1A y 5A (ahora este manómetro registra la presión del separador B) observe también el comportamiento de niveles en el separador B.

5. Con todas las variables controladas, abra lentamente el choke ajustable 4A hasta 128/64 las presiones de los manómetros 1A, 5A y 8B deben ser muy similares.
6. Retire el cap de la cabeza de pozo.

Finalizado el trabajo en el separador A, restablezca el sistema así, (teniendo en cuenta sólo la operación del manifold; se asume un correcto trabajo de puesta en servicio del separador, el cual veremos más adelante).

1. Choke nuevamente el pozo A cerrando el choke 4A desde 128/64 hasta 16/64 aproximadamente (con el fin de regular aquí la presión y no con la ayuda de la válvula de conexión 7A).
2. Cierre válvula conexión 6A.
3. Abra lentamente válvulas conexión 7A (bajar presión de 70 psi, vasija vacía y despresurizada).
4. Abra el choke ajustable 4A de manera sostenida y sin prisa hasta 128/64; los manómetros 1A, 5A y 8A deben ir incrementando el valor de sus lecturas hasta obtener los valores iniciales del ejemplo +/- 550 psi (verificar condiciones de operación de presión y nivel del separador A).

El mismo caso anterior con el separador B no se puede realizar, ya que como dijimos atrás “matamos” el pozo.

Existe la alternativa de bajar primero la presión de operación del separador A hasta el valor de trabajo del separador B y realizar el cambio en manifold sin ningún problema abriendo y luego cerrando la válvula de conexión respectiva.

Otro aspecto para resaltar, analizando el ejemplo y el gráfico del manifold anterior, se observa una obstrucción muy posiblemente en el choke ajustable, ya que se determina una delta de presión de 45 psi entre la línea de flujo y el separador, debido a una restricción en algún punto del manifold, que crea un choke adicional a la producción del pozo, repercutiendo negativamente en ella.

4. TRATAMIENTO QUIMICO

4.1. GENERALIDADES

La empresa ha contratado los servicios de la compañía CHAMPION para el suministro de los diferentes productos químicos que a diario se utilizan en el tratamiento del crudo y el agua producidos; dentro de los productos utilizados se encuentran rompedores de emulsión directa, inversa, antiespumante, inhibidores de incrustaciones, inhibidores de corrosión, secuestrantes de sulfuros y oxígeno, biocidas, etc.

Las dosis y aplicaciones de los diferentes químicos, son estudiadas por la contratista, y son ellos mismos son quienes proponen posibles modificaciones; todo esto bajo la supervisión de la empresa.

4.2. DOSIS Y CANTIDADES A INYECTAR

Los biocidas se aplican así:

- BACTRON K-103: 2 gal cada vez que se envía raspador (dos veces en la semana).
- BACTRON K-54: 30 gal al mes
- BACTRON JKM-17: 30 gal al mes. Espaciado 15 días con el anterior.

Tabla 1. Dosis de producto químico a inyectar

PRODUCTO	FUNCION	PUNTO	DOSIS
		REF. MANIF.	3
		WH LGL # 3	3
		WH LGL # 4	1
		WH LGL # 5	1
EMULSOTRON EXP C-172	ROMPEDOR DIRECTO	WH LGL # 7	1
		WH LGL # 8	2
		WH LGL # 11	1,25
		WH LGL # 12	3
		WH LGL # 13	10,5
		WH LGL # 14	16
		TOTAL	41,75
		WH LGL # 5	1,75
		WH LGL # 7	1
		WH LGL # 8	1,75
DEFOAMER EXP C-173	ANTIESPUMANTE	WH LGL # 11	1,25
		WH LGL # 12	3,75
		WH LGL # 13	5
		WH LGL # 14	9
		TOTAL	23,5
		WH LGL # 8	3,75
GYPTRON JT-192	INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES FONDO DE POZO	WH LGL # 12	3
		WH LGL #13	4,5
		WH LGL #14	5,5
		TOTAL	16,75
		WH LGL # 3	0,225
CLEARTRON EXP C 176	ROMPEDOR INVERSO	WH LGL # 5	0,25
	AL 10 %	WH LGL # 10	0,3
		TOTAL	0,775
		IN DS GEN.	3
		IN ZATEO	1
GYPTRON JT- 325	INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES	WH LGL # 3	1,5
		WH LGL # 4	3,5
		WH LGL # 5	1
		TOTAL	10
		IN TK AGUA	3
CORTRON EXP C-204	INHIBIDOR DE CORROSIÓN	OUT ATM	3
		WH LGL # 7	3
		TOTAL	9
CLEARTRON EXP C-177	CLARIFICADOR	OUT AGUA DS'S	7
CORTRON JRU-209	SECUESTRANTE DE OXIGENO	IN ZATEO	1
		OUT DS'S GEN.	3
SURFATRON DQ-86	DISOLVENTE SULFUROS	IN ZATEO	1
		TOTAL	4

Fuente: autor

5. ETAPA DE SEPARACIÓN

5.1. SEPARADOR

Los fluidos en la cabeza del pozo son una mezcla multicomponente de moléculas de hidrógeno y carbono principalmente, donde cada componente tiene diferente densidad, presión de vapor y otras características físicas y químicas. Estos fluidos pueden estar presentes dentro del yacimiento en una o dos fases (líquida y/o gaseosa) a la presión y temperatura de confinamiento; cuando se encuentran en una sola fase y se le somete a cambios de presión y temperatura, el fluido experimenta alteraciones en sus características fisicoquímicas, con ello se genera en la cabeza del pozo la liberación de gas en el seno del líquido, con lo cual se requiere de la separación física de estas dos fases, siendo esta operación una de las más básicas en el proceso de producción y tratamiento del aceite y gas.

La selección de las condiciones de operación y del equipo requerido de separación en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos que se pretendan alcanzar. Generalmente estos se orientan a incrementar el ritmo de producción, reducir los costos por compresión de gas, maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos, y a la obtención de productos estabilizados.

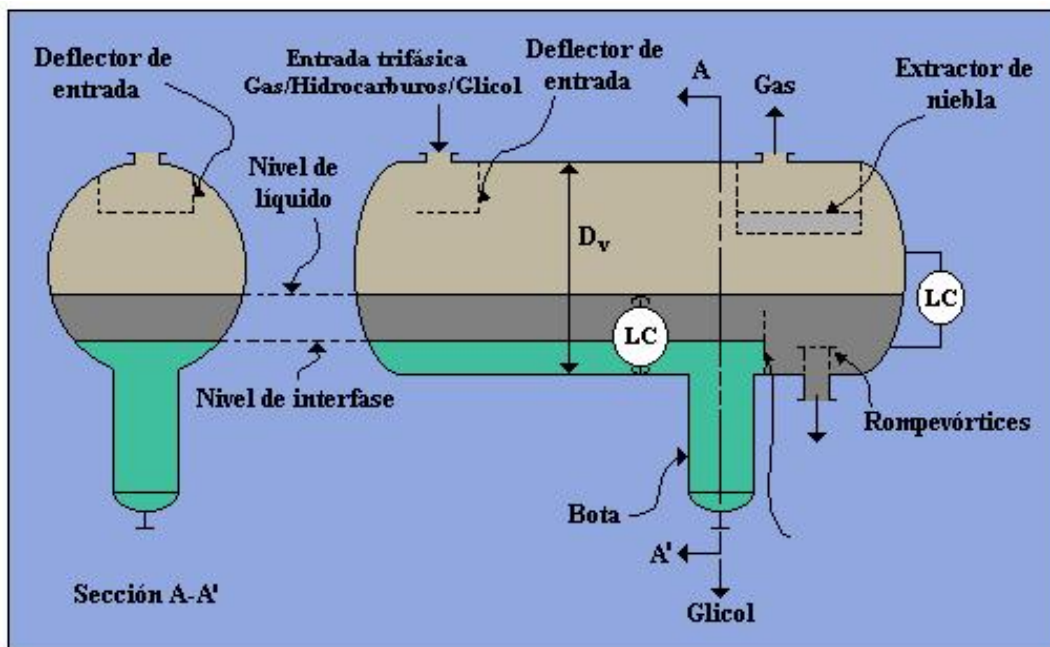
Para establecer las condiciones de separación mas apropiadas, de acuerdo a las características de los fluidos producidos, se tiene que considerar las siguientes variables de control: el tipo, el tamaño y los dispositivos internos del separador, el tiempo de residencia del aceite, las etapas de separación, las presiones y temperaturas de operación y el lugar de instalación de los separadores, por citar algunos ejemplos. Es evidente que existirá una combinación de todas estas variables que nos permita obtener la separación requerida a un costo mínimo. La selección de las condiciones

de separación depende, fundamentalmente de los Fundamentos de la separación de Hidrocarburos

5.1.1. Definición En la industria del petróleo y del gas natural, un separador es un cilindro de acero que por lo general se utiliza para disgregar la mezcla de hidrocarburos en sus componentes básicos, petróleo y gas. Adicionalmente, el recipiente permite aislar los hidrocarburos de otros componentes indeseables como la arena y el agua, citadas a modo de ejemplo.

Otras veces, cuando se utiliza en plantas de tratamiento este equipo se emplea para separar el glicol (fig.1) (que se usa como deshidratante del gas natural), de las naftas que se condensan dentro de las torres de absorción; o, cuando entran en contacto con las aminas, que circulan en contracorriente con el gas natural para eliminar los componentes ácidos, como el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono.

fig. 2. Separador de glicol

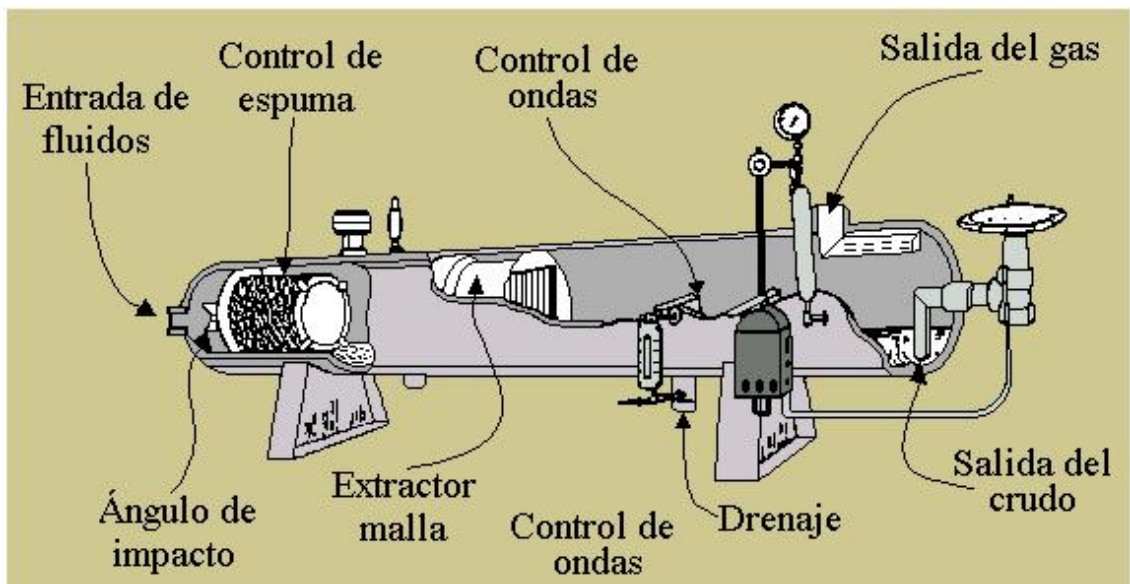


Fuente Internet

Gracias a que el operador los utiliza para un fin determinado, el nombre que se le asigna a estas unidades está muy determinado por la función que realiza en cada caso en particular.

En primera instancia es conveniente aclarar que la primera clasificación está en función del número de fases que separa; se les llama separadores bifásicos (cuando separan dos fases, como petróleo y gas o agua y petróleo). Siempre se deberá especificar las fases que entran en juego. Se conoce como separadores trifásicos (Fig. 2) a los que se diseñan para separar tres fases (agua, petróleo y gas) y tetrafásicos, aquellos en los cuales se ha previsto, adicionalmente, una sección para la separación de la espuma que suele formarse en algunos tipos de fluidos.

fig. 3. Separador trifásico.



Fuente Internet

Si se toma en cuenta la posición del cilindro, habrá que reconocerlos como verticales u horizontales. Adicionalmente si al calificativo por la posición del recipiente se le agrega el trabajo que realiza se hablará de separadores horizontales bifásicos o trifásicos, según sea la posición del recipiente y el número de fases que separan.

Al referirse a la ubicación relativa que ocupa el separador con respecto a los otros equipos, también aparece otra clasificación:

Separador de entrada, cuando están ubicados a la entrada de la planta, para recibir los fluidos en su condición original, cruda; obviamente en este caso habrá que esperar la posibilidad de recibir impurezas de cualquier tipo. La mezcla del fluido determina que tipo de separador debe instalarse.

En PERENCO COLOMBIA, se utilizan separadores horizontales, y existen tanto de tres fases como de dos fases (separadores de alta de Tocaría). LA GLORIA cuenta con separadores de tres fases horizontales para el fluido del pozo, y verticales de dos fases para el gas de consumo (sistema neumático de instrumentación, combustible de equipos, sistema de gas lift).

5.1.2. Partes Un separador de producción sirve para separar gases del fluido a una presión y temperatura específicas. Para el funcionamiento eficaz y estable de un separador expuesto a diferentes condiciones, el separador de dos fases incluye una sección de separación primaria, otra sección de separación secundaria, la sección de acumulación del líquido, la sección de extracción de la neblina del aceite, junto con los dispositivos de control y seguridad.

Las secciones de un separador son:

- ✓ Sección de separación primaria
 - ✓ Sección secundaria de separación
 - ✓ Sección de extracción de la neblina
 - ✓ Sección de acumulación de líquido
- **Flujo de los líquidos dentro del tanque.** Los fluidos provenientes de los pozos entran al separador, para entrar en contacto con el deflector fijo o de entrada.

Estos fluidos cambian de dirección y velocidad al ponerse en contacto con este deflector.

Los fluidos más pesados resisten el cambio de dirección y los menos pesados fluyen en dirección de la deflexión. Algunos líquidos son empujados hacia las paredes del separador donde son drenados hacia la parte inferior del mismo.

El gas sube llevando consigo partículas de aceite en forma de neblina. Esta mezcla es filtrada por el extractor. Por lo general, el extractor es una malla metálica. Este extractor captura las partículas en la neblina en forma de pequeñas gotas, las cuales al aumentar en tamaño, caen en la sección de acumulación del líquido. El gas sale del separador a través del orificio de escape localizado en la parte superior del tanque.

Los líquidos y sólidos se acumulan en la sección de acumulación. En vista de que ésta sección está aislada de la turbulencia de la corriente del líquido, la gravedad separa los sólidos más densos tales como la arena y el barro, para asentarlos en el fondo del tanque. Estos sólidos son constantemente eliminados durante las faenas de mantenimiento.

Los líquidos continúan acumulándose hasta que alcanzan un nivel límite. Luego, el controlador del nivel líquido abre la válvula que controla el líquido, de manera que éste fluya del separador a las instalaciones de almacenamiento u otras instalaciones.

➤ **Capacidad** Está determinado por las dimensiones del equipo (diámetro y longitud) para un cálculo rápido se puede asumir como un cilindro con las dos bases planas, despreciando el volumen que pueda contener las dos porciones de esfera de sus extremos con la fórmula $V = \pi r^2 h$ y/o $V(\text{bbl}) = \frac{\text{long}(\text{ft}) \times (\text{Din})^2}{1029}$

En la primera fórmula el volumen se obtiene en las unidades trabajadas; y en la segunda, el volumen se obtiene directamente en barriles.

➤ **Tiempo de retención** Indica el tiempo que tarda una gota de líquido desde el momento que entra hasta que sale del equipo, está en función de la capacidad del equipo, y la rata de producción que entra al mismo. Se debe tener en cuenta descontar al volumen total del equipo, el volumen ocupado por el gas (generalmente una tercera parte del volumen total).

El procedimiento para el cálculo es el siguiente (fluido de producción del pozo)

1. Se determina el volumen del separador preferiblemente por datos de placa.
2. El volumen hallado se multiplica por 66 y se divide para 100.
3. Se toma el nuevo volumen hallado en barriles y se divide para el caudal (BFPD) del pozo que pasa por el separador.
4. El valor obtenido se multiplica por 24 y luego se multiplica por 60, hallando el tiempo de residencia en minutos.

Ejemplo:

Producción pozo A	=	1000 BFPD
Capacidad total del separador	=	50 barriles
Tiempo residencia	=	$\frac{50 \text{ Bbls} * 0.66 * 60 * 24}{1000 \text{ BOPD}} = 47.52 \text{ min.}$

5.1.3. Instrumentación y dispositivos de seguridad Los separadores de producción funcionan utilizando las propiedades naturales del gas y de los líquidos. Los líquidos más pesados caen en la sección de acumulación, mientras que los gases se elevan. Si el nivel de los líquidos no es debidamente controlado, éste podría salir accidentalmente por el orificio de salida de gas.

Para mantener la presión debida de los gases y los niveles de los líquidos, los separadores están equipados con reguladores de presión y controladores. Además, a los separadores se les pueden adaptar alarmas, válvulas de seguridad y discos de ruptura.

➤ **Controladores del nivel de los líquidos** El control del nivel de los líquidos reacciona con el nivel de acumulación. Este control podría ser un flotador, un contador, o un dispositivo neumático conectado a la válvula que controla el nivel del líquido.

Esto previene que los niveles de los líquidos suban demasiado alto y que salgan por el orificio de escape del gas. Estos controles también previenen que el nivel del crudo disminuya extremadamente en volumen haciendo que el gas salga también por el orificio de salida del crudo.

➤ **Controles de la presión del gas** Los controladores de presión de los gases podrían ser controladores externos o válvulas de contrapresión cercanas al separador. Estos controles también podrían ser otros tanques, válvulas o reguladores. Las válvulas de contrapresión podrían ser controladas por el peso, por un resorte a presión o por un piloto.

La presión del separador es mayor que la del tanque de almacenamiento, pero menor que aquella en la boca del pozo. Esta diferencia de presión es necesaria para separar los gases de los líquidos. Los controladores de la presión de los gases son regulados de manera que los gases salgan sin ningún problema y los vapores permanezcan en su estado líquido.

➤ **Dispositivos de seguridad** Dependiendo de la localidad y el servicio del separador, éste podría tener orificios, válvulas de escape y cabezas de seguridad. Estos dispositivos están diseñados para proteger al tanque de presiones extremas.

Tanto la válvula de escape como el orificio de escape son activados antes de que la presión exceda la máxima presión del tanque.

- **Sistema de alarmas** Los separadores de PERENCO COLOMBIA están provistos del siguiente sistema de alarmas.

LSH (Level Switch High) interruptor por alto nivel.

LSL (Level Switch Low) Interruptor por bajo nivel.

PSH (Pressure Switch High) interruptor por alta presión.

PSV (Pressure Safety Valve) válvula de seguridad por sobrepresión.

El disco de ruptura no existe en los separadores de PERENCO COLOMBIA; la Torre de Glicol B de Tocaría (PESCO), es el único equipo del distrito provisto de disco de ruptura en la torre contactora y en el desgasificador.

La activación de algunos de los tres “switch” descritos anteriormente provocan cierre del separador (válvula cierre ESDV – emergency shut down valve -), alarma sonora y visualización del problema en el respectivo panel.

En algunos casos especiales por lógica del proceso, la activación de una alarma en un separador puede ocasionar el cierre de otro equipo (cierre simultáneo separadores generales TCA crudo ocasionan cierre ESDV salida líquido separadores de alta, ocasionando cierre de los mismos por LSH).

➤ **LSH (Interruptor por alto nivel)** Se presenta cuando el nivel de crudo activa el flotador interno de la vasija, el cual viene a ser empujado por éste hacia arriba. Se da esta condición de seguridad con el fin de evitar un atascamiento de la vasija, que ocasionaría salida de crudo por la tea, y en caso de que el campo cuente con sistema de gas lift, llenaría rápidamente de líquido el scruber de succión de

compresores, generando parada de todos ellos debido al alto nivel de líquido en este depurador.

Ocasiona:

- ◆ Activación de alarma sonora y visual.
- ◆ Cierre de la válvula ESDV.

➤ **PSH (Interruptor por alta presión)** Se presenta esta condición, cuando la presión del equipo supera la tensión ejercida por el resorte de ajuste de calibración del instrumento, esta seguridad previene el disparo de la válvula de seguridad garantizando presiones de operación aptas bajo las condiciones de diseño del equipo.

Ocasiona:

- ◆ Activación de alarma sonora y visual
- ◆ Cierre de la válvula ESDV.

➤ **LSL (interruptor por bajo nivel)** Se presenta cuando el nivel de crudo se ubica por debajo de flotador de bajo nivel, permitiendo la acción de la fuerza de gravedad sobre éste instrumento; en la mayoría de los casos, se presenta por escaso volumen de crudo manejado por el separador, períodos de tiempo prolongado sin recibir carga (pozos con flujo intermitente) unido a un deficiente sello de la LCV; esta situación, ocasiona la salida de gas por el orificio de la válvula hacia el equipo ubicado aguas abajo (generalmente un tratador térmico).

Ocasiona:

- ◆ Activación de alarma sonora y visual
- ◆ Cierre de la válvula ESDV.

5.1.4. Operación Los parámetros de operación son específicos de acuerdo con el diseño del equipo y obedece a las condiciones bajo las cuales va a operar la vasija.

Todo equipo posee una placa soldada al cuerpo del mismo donde se especifican las características de operación.

☆ **Máxima presión de trabajo disponible** Generalmente relaciona la presión de diseño con la temperatura máxima de operación (magnitudes inversamente proporcionales).

☆ **Mínima temperatura de diseño** Relaciona la temperatura mínima del metal con la presión de diseño.

☆ **Temperatura de diseño** Relaciona la temperatura máxima de operación para trabajar bajo las condiciones de presión de diseño.

☆ **Radiografía** Determina el código de estudio de la radiografía empleada en el control de calidad del equipo.

☆ **Capacidad** Determina el volumen total de líquido que puede almacenar la vasija.

☆ **Fluido contenido** Determina los fluidos para los cuales fue diseñado.

☆ **Peso total vacío** Determina el peso del equipo y es importante al momento de transportar la vasija.

☆ **Peso total en operación** Determina el peso total del equipo cuando se encuentra en operación y es importante para hacer el análisis del tipo de resistencia que debe tener la base o placa de concreto que lo soporta.

☆ **Reglas y códigos** Menciona las reglas y códigos estándares de construcción internacional bajo las cuales fue construido el equipo.

☆ **Servicio** Determina el uso que va a prestar en el módulo de producción y para el cual fue adquirido, generalmente es la notación interna de la vasija en campo.

- ☆ **Item** Es el código bajo el cual se conoce el equipo contablemente.

- ☆ **Certificado por** Es la certificación emanada de un instituto reconocido a nivel internacional que recibe la empresa o taller constructor del equipo.

- ☆ **Presión de diseño** Es la presión a la cual debe trabajar la vasija y/o inferior a ella.

- ☆ **Presión de prueba** Es un valor superior a la presión de operación y es un margen de calidad del fabricante respecto a los materiales, empalmes, soldaduras y juntas empleadas en su construcción.

- ☆ **Temperatura** Generalmente se relaciona con la presión y es inversamente proporcional a ésta. En la mayoría de los casos, la presión de diseño está relacionada con una temperatura de 32°F.

- ☆ **Espesor del material** Es un valor dado generalmente en pulgadas y/o fracciones de ella. Los valores de espesor del material suelen ser mayores a los puntos donde se presume una acción más agresiva de los agentes corrosivos (comúnmente las partes superior e inferior de las vasijas presurizadas son de mayor espesor).

- ☆ **Corrosión disponible** Es un valor dado generalmente en fracciones de pulgada y hace referencia al valor de corrosión máxima permitida en la vasija, que permite aún una operación segura bajo condiciones de presión de operación o diseño.

- ☆ **Año de construcción** Como su nombre lo indica, es el año en el cual fue construido el equipo.

- ☆ **Construido por** Indica el nombre del fabricante. Ejemplo: Talleres Klein.

☆ **Diseñado por** Generalmente determina la empresa cliente. Ejemplo: PERENCO COLOMBIA LIMITED.

☆ **Campo de operación** Indica el campo o batería para el cual fue diseñado. Ejemplo: La Gloria.

☆ **Número del serial de manufactura** Es la ficha técnica donde aparecen todas las características de construcción del equipo, pudiéndose remitir a ella en cualquier momento de la vida operativa de la vasija, contactando al fabricante.

- **Puesta en servicio del separador** Compruebe que las líneas conectadas al separador estén instaladas; línea de entrada del fluido, línea de salida de crudo, agua, gas y drenaje.

1. Revise que todas las válvulas de bloqueo operan normalmente (abran y cierren)

2. Revise el gas de suministro a los instrumentos y accione las válvulas neumáticas para comprobar su operación (salida de crudo, agua y gas, si ésta también se encuentra fuera de servicio)

3. Antes de cerrar los manholes de inspección, revise que el separador esté libre de suciedad, materiales o herramientas. Cuando se hayan realizado las revisiones y el equipo esté listo, haga una prueba de presión a 80 psi en separadores de baja (hidrostática si es un arranque) o con fluido del pozo si estaba en mantenimiento y limpieza con el fin de corregirlos antes de entrar en línea; (asegúrese de desfogar el aire de la vasija por la parte superior del equipo, utilizando una válvula para ello, hasta que salga crudo por ésta en pozos con bajo GOR; en pozos con alto GOR es suficiente con desfogar gas por la parte superior durante un tiempo prudente con el fin de hacer un barrido del aire contenido en el equipo; realice la operación con la

prudencia del caso para evitar una contaminación del área, es importante desfogar el aire, ya que al unirse con el gas genera una mezcla explosiva y además el oxígeno es uno de los agentes más corrosivos que existen) cuando la prueba de presión es satisfactoria el separador está en condiciones de entrar en operación.

4. Si es un arranque de batería de producción, compruebe que el tratador esté listo para recibir el fluido.

5. Si fue presurizado con fluidos de producción, abra las válvulas de bloqueo y ajuste los niveles y la presión de operación manipulando los controles correspondientes.

6. Si fue presurizado con agua, drene ésta hacia la caja API o la piscina de almacenamiento, cerrando el drenaje cuando el equipo esté vacío.

1. Repita los pasos de presurización con líquido de producción; tenga en cuenta el procedimiento de apertura de la válvula ESDV.

• **Parada del equipo (cuando se va a realizar un trabajo programado)**
Cierre la salida del agua (válvula de bloqueo), permitiendo que el pozo continúe pasando por el separador; esto se hace con el fin de evacuar la mínima cantidad posible de crudo hacia el Oil Skimer o la caja API, (tenga en cuenta el incremento del BSW hacia las vasijas de tratamiento ubicadas aguas abajo del separador).

1. Manipulando las válvulas en manifold desvíe la producción del pozo hacia otro equipo.

2. Cierre la válvula de entrada del separador.

3. Cierre la salida de gas con la válvula de bloqueo.

4. Drene el volumen de crudo manipulando el control de la LCV hasta alcanzar la activación del switch de bajo nivel. Cierre nuevamente la válvula de bloqueo para prevenir reflujo, en caso que la válvula de retención (cheque) dé paso.

5. Drene el volumen de agua acumulado, abriendo la válvula de bloqueo lentamente hacia el Oil Skimer (tenga en cuenta el incremento de la rata de entrada, controle con la LDCV si es necesario, manipulando el controlador o hacia la caja API. Cierre nuevamente la válvula de bloqueo para evitar reflujo, en caso que la válvula de retención (cheque) dé paso.

6. Despresurice totalmente el equipo utilizando las válvulas de desfogue ubicadas en la parte superior del equipo.

7. Abra las válvulas de drenaje.

8. Abra el manhole y permita que se liberen los vapores antes de realizar el trabajo, en lo posible utilice un equipo de extracción de gases y vapores. Si se requiere una inspección rápida utilice equipo de respiración autónoma.

9. Utilice equipo de protección personal adecuada y respete las normas de seguridad industrial y medio ambiente.

10. Asegure el área, monitoree todos los trabajos que se llevan a cabo.

- **Prueba de pozo** La prueba de pozo es una labor de suma importancia en el desarrollo de las operaciones de un campo petrolero, y los valores consignados en el son la herramienta de decisión de los departamentos de producción y yacimientos, ya que permiten evaluar y hacer seguimiento al comportamiento de un pozo y/o un yacimiento; son decisivas para evaluar el potencial de producción diaria del campo, determinar posibles errores de procedimiento operativo al confrontar la producción

neta por prueba contra lo recibido neto diario en tanques (factor de producción de la estación) hacer inversiones, aplicar el método más eficiente de levantamiento artificial y/o modificar el existente; en fin, cuando se genere una prueba en campo se debe tener total confianza en los datos reportados y si existe una duda al respecto, ésta debe aclararse antes de transmitir la información al personal de ingeniería involucrado en su interpretación y estudio.

5.2. TRATADOR TERMICO HORIZONTAL

Este tratador está ubicado en la estación la Gloria y su función primordial es la de calentar y romper la emulsión proveniente de los separadores de la estación. Consta básicamente de una sección compuesta por dos pirotubos (separados por una lámina) que imprimen calor a la emulsión y una sección de asentamiento en donde el agua y el aceite son separados y evacuados por diferentes tuberías hacia el oil skimmer y el separador atmosférico respectivamente.

5.2.1. Generalidades

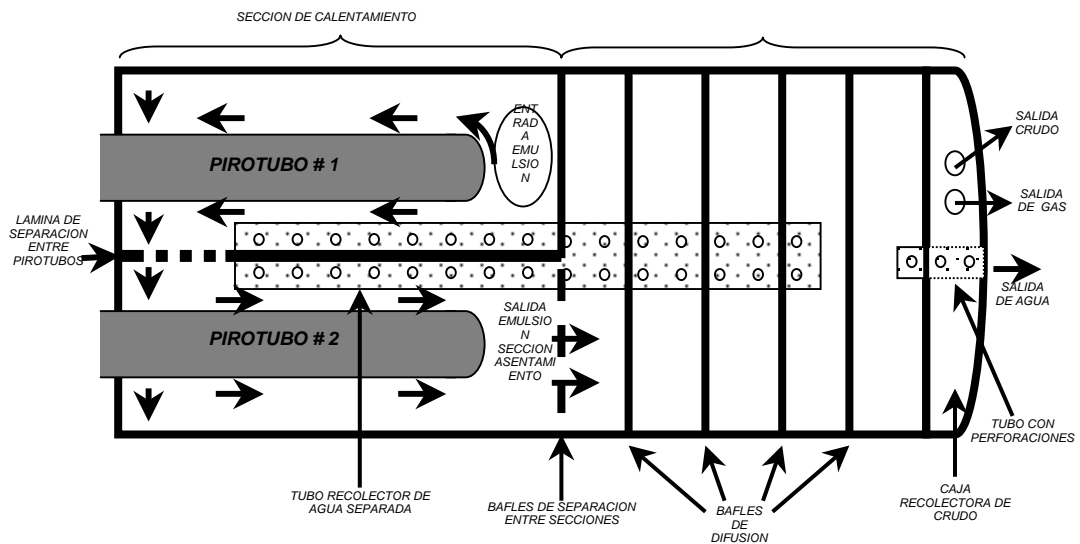
- **Funcionamiento sección de calentamiento** La emulsión entra por la parte superior del equipo y se encuentra contra el final del piro tubo número 1, posteriormente esta emulsión recorre este piro tubo hasta llegar al comienzo del mismo, en donde por intermedio de una compuerta ubicada en la parte superior de la lámina que separa los pirotubos, pasa al segundo piro tubo en donde lo recorre de manera completa para finalizar así la etapa de calentamiento; Luego el crudo pasa a la sección de asentamiento por intermedio de una ranura ubicada en la parte media del baffle que separa la sección de calentamiento de la sección de asentamiento (ver figura 4).

El agua libre que es separada en la sección de calentamiento se decanta y fluye hacia la parte inferior del equipo y entra a un tubo que tiene forma triangular y que posee

perforaciones que permiten la comunicación del agua decantada en los piro tubos con la sección de asentamiento.

El gas que se separa en esta sección busca el tope del equipo y pasa a la sección de asentamiento por intermedio de un espacio existente en la parte superior del baffle que separa la sección de calentamiento de la sección asentamiento.

Fig. 4. Flujo de dentro del tratador



Fuente: autor

- **Funcionamiento sección de asentamiento** Una vez la emulsión calentada pasa a la sección de calentamiento esta debe superar una serie de 4 baffles los cuales promueven la coalescencia de las gotas de agua ya que imprimen un paso tortuoso a la emulsión. Posteriormente el crudo rebosa a una caja recolectora ubicada en la parte final del equipo y cuyo nivel es mantenido por intermedio de un desplazador que da señal a un controlador y este a su vez gobierna una válvula controladora de nivel que permite la salida de crudo limpio hacia el separador atmosférico.

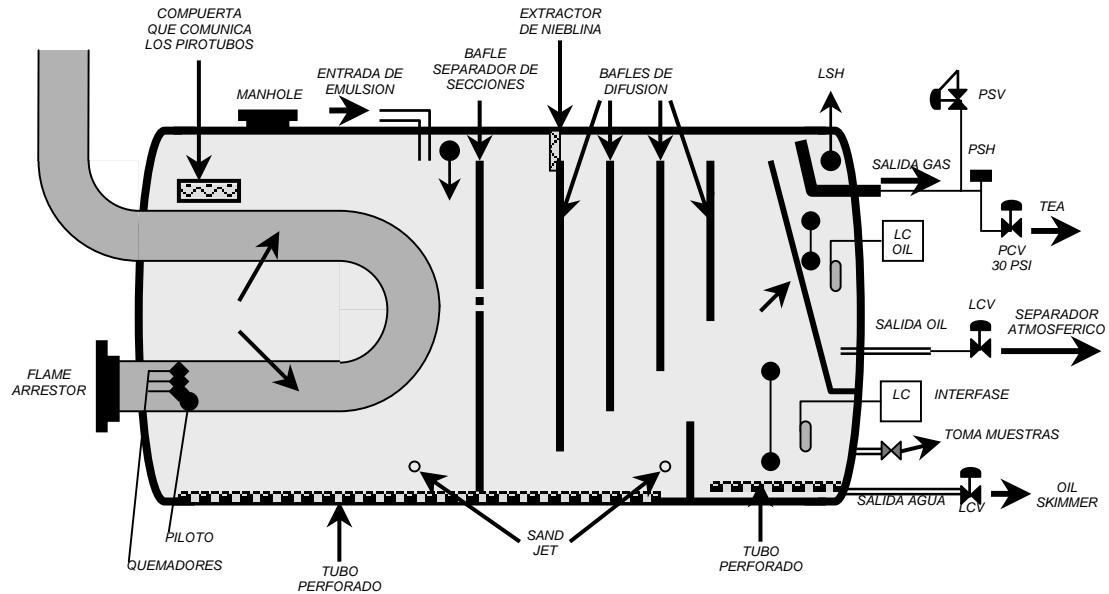
El agua proveniente de la sección de calentamiento debe vencer un baffle ubicado en la parte inferior del tubo que cumple la función de retener arena y reducir la turbulencia dentro del equipo. En la sección de asentamiento el agua que se separa del crudo se une con el agua libre proveniente de la sección de calentamiento y sale por la parte inferior del equipo por intermedio de un tubo que posee orificios por la parte inferior. El control de nivel de la interfase en el equipo es hecho por un desplazador que envía una señal a un controlador que a su vez gobierna una válvula de control de nivel, la cual permite la salida de agua hacia el oil skimmer.

El gas proveniente de la sección de calentamiento y el gas separado antes del primer baffle de la sección de asentamiento pasa a través de un extractor de neblina (en forma de panel de abeja) en el cual son condensados los líquidos que puedan haber sido arrastrados. Posteriormente todo el gas que logre salir de solución buscará la parte superior del equipo y saldrá por un tubo cuya punta esta muy cerca al tope del equipo. El gas que sale posteriormente se encuentra con una PCV que permite mantener presurizado el equipo a 30 PSI. El gas evacuado de este equipo es finalmente quemado en la Tea.

- **Funcionamiento de los pirotubos** Existen dos pirotubos en el tratador térmico horizontal. Cada pirotubo consta de tres quemadores y de un piloto.

El gas que consume los pirotubos tiene dos fuentes que son: el gas de instrumentación (100 psi) y el gas de salida de los separadores (90 psi). Normalmente se emplea el gas que sale de los separadores para disminuir el consumo del gas de instrumentación. Por lo general los quemadores consumen 100 mscfd.

Fig. 5. Tratador térmico (visto lateral)



Fuente: autor

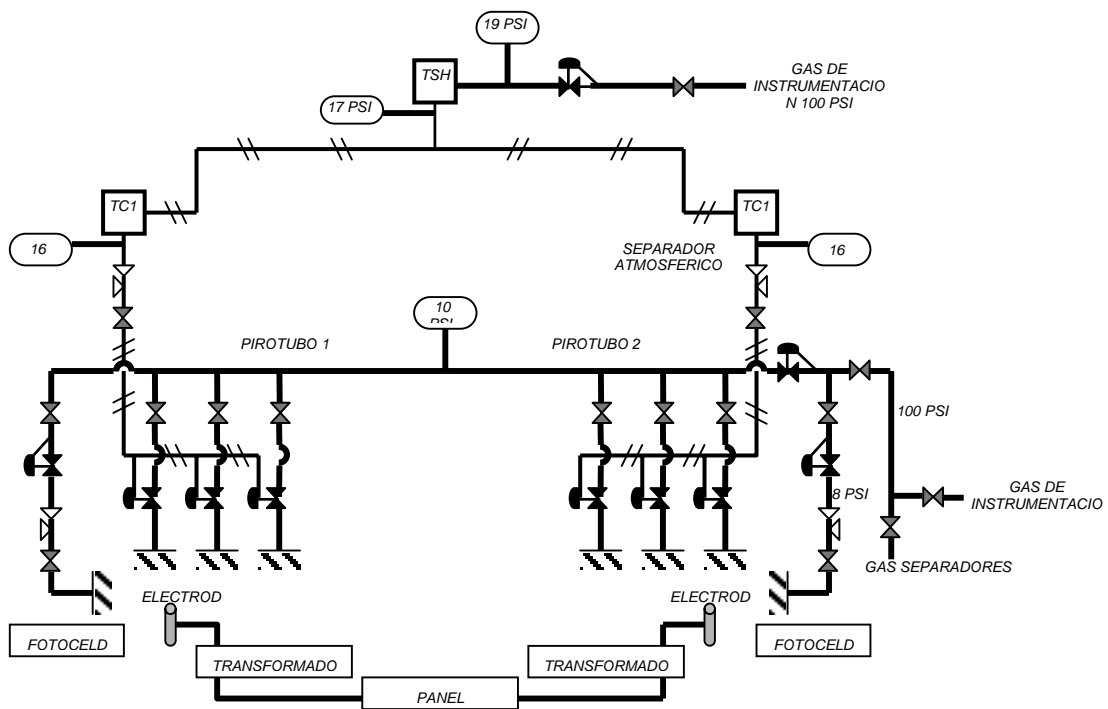
El gas que se emplea como combustible (90-100 psi) es conducido por una línea de una pulgada. Posteriormente el gas pasa por un regulador que baja la presión a 10 psi, para luego ser regulado por unas válvulas de diafragma (normalmente cerradas) que son gobernadas por el controlador de temperatura del pirotubo que envían la señal a una solenoide que a su vez transmite esta señal a la válvula de diafragma que controla el paso de gas. A partir de las válvulas de diafragma la tubería se reduce a 5/8 in y el gas es conducido al quemador. Con esta tubería entra a cada uno de los quemadores.

El gas combustible que viene con 100 psi es bajado por un regulador a una presión de 8 psi y luego pasa al solenoide del pirotubo y finalmente por intermedio de una tubería de 1/4 in el gas es conducido hacia el piloto ubicado dentro del pirotubo.

Cuando se apaguen los quemadores y adicionalmente los pilotos, el pirotubo puede ser prendido directamente desde el tablero eléctrico ubicado en un costado del equipo.

Para esto es necesario resetear la señal y dar start en el tablero (llevar el switch a off y luego a on) lo que ocasiona que sucedan dos cosas: lo primero que la solenoide del piloto se abra durante 30 segundos; Si el piloto no se enciende durante este tiempo una foto celda volverá a dar señal al solenoide para que suspenda el paso de gas al piloto. La segunda acción que se sucede al resetear y dar start en el tablero eléctrico es la de enviar 120 voltios y 1.5 amp a un transformador que convierte la energía eléctrica a 6000 voltios y 0.02 amp y luego la electricidad se transmite a un electrodo que crea un arco y posteriormente una chispa que enciende el piro tubo y luego los quemadores.

Fig. 6. Circuito de gas de los piro tubos



Fuente: autor

El equipo cuenta con un TSH (switch de alta temperatura) que cuando se alcanza una temperatura indeseable (superior a 185 °F) suspende la señal de gas a los controladores de temperatura que a su vez suspenden la señal de gas a la solenoide

cortándose esta misma señal en las válvulas de diafragma las cuales se cerrarán y suspenderán el paso de gas hacia los quemadores. Adicional a este TSH, existen dos controladores de temperatura (uno para cada pirotubo), los cuales regulan la temperatura del equipo incrementando el paso de gas en los quemadores cuando la temperatura cae o en su defecto disminuyendo el paso de gas en los quemadores cuando la temperatura se sube.

5.2.2. Operación Diariamente el operador de batería debe tomar datos de BS&W tanto a la entrada como a la salida para confirmar el adecuado funcionamiento del mismo. Si la calidad del crudo de salida no es la óptima el operador debe revisar lo siguiente:

- Que el rompedor de emulsión directo se esté aplicando en la dosis adecuada.
- La temperatura del equipo debe de estar dentro de los rangos normales.
- El nivel de la interfase debe estar en la altura adecuada.
- Que el BS&W de entrada corresponda a los valores normales si no es así se debe verificar el nivel de interfase en los separadores.
- También diariamente se debe observar la calidad del agua para realizar los ajustes correspondientes tanto a nivel de interfase como a nivel de las dosis de aplicación de los rompedores inversos y directos.
- No olvide chequear la presión del equipo y la temperatura del mismo, también es vital observar el color de la llama de los pirotubos la cual debe ser siempre azul. Algunas veces se puede observar una llama de color amarillo la cual no corresponde a los tres quemadores si no a la llama del piloto.
- Cuando se requiera sacar el equipo de servicio simplemente se pasa el fluido de entrada directamente hacia el separador atmosférico y operarse como se hacia anteriormente cuando no existía el tratador térmico horizontal; obviamente el BS&W de despacho se va a incrementar.

5.2.3. Seguridades Del Equipo El equipo cuenta con un tablero en el cual se pueden visualizar tres señales: LSHH (switch de alto nivel), LSH (switch de alto

nivel) y PSH (switch de alta presión). Cuando se activa cualquiera de estas señales se escucha una alarma sonora y cambia un relay indicador de verde a rojo.

La condición de LSHH y LSH se puede presentar cuando cualquiera de las válvulas de evacuación ya sea de crudo o agua se quedan cerradas o exista una obstrucción en las líneas de evacuación o algún equipo aguas abajo de las LCV del tratador térmico tiene problemas. Otra condición que puede ocasionar un LSHH o LSH es la entrada excesiva de fluido ya sea porque el yacimiento lo aporta o porque los separadores están funcionando de manera inadecuada. Lo que se busca con estas dos señales es evitar que el crudo sea arrastrado por la línea del gas.

La condición de PSH (45 psi) se puede presentar cuando la PCV se queda cerrada o en su defecto hay obstrucción de la línea o algún equipo aguas abajo de la salida de gas del tratador térmico. Otra condición de alta presión se puede presentar cuando hay una entrada excesiva de gas al equipo y/o el diámetro de la línea de evacuación del mismo es insuficiente.

Cuando el equipo adquiere una presión superior a los 50 psi una válvula PSV se dispara y permite que la presión dentro del mismo se alivie.

- **Datos de placa del tratador térmico horizontal**

- Marca = Hidrotek
- Presión de trabajo = 60 psi
- Temperatura de trabajo = -20 + 650 °F
- Espesor de la lamina = 5/16 in
- Año de construcción = 1981
- Fl rating = 5 MM BTU/HR

- **Datos de placa flame arrestor assembly (Natco)**

- Quemador = eclipse
- Heat release = 995685

→ Orificio = 13/64 in

→ Presión de prueba = 9 psi

5.3. CAJA API ó SEPARADOR API

5.3.1. Generalidades Básicamente es una especie de piscina ó alberca expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Está construida por lo general en cemento y ladrillo. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV provenientes de algunos de los equipos presentes en la batería. Su principio de funcionamiento se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite.

La mezcla agua aceite entra por medio de un tubo con codo descendente el cual logra que el fluido se estrelle contra la base de la caja. Posteriormente el fluido pasa a la sección de separación en donde tiene un tiempo de retención que le permite la separación del aceite y el agua. El aceite forma una nata en la parte superior la cual es removida por medio de un colector cilíndrico que la envía a un compartimiento separado. Este aceite recuperado es bombeado periódicamente a los tratadores y/ó Gun Barrel. El agua limpia que se asienta en la caja API pasa a otro compartimiento por medio de unos tubos ubicados en la parte inferior de la vasija, de allí haciendo uso del mismo mecanismo (tubos ubicados en la parte inferior) el agua sale hacia las piscinas aledañas a la estación.

5.3.2. Partes Las cajas API constan de dos secciones básicamente:

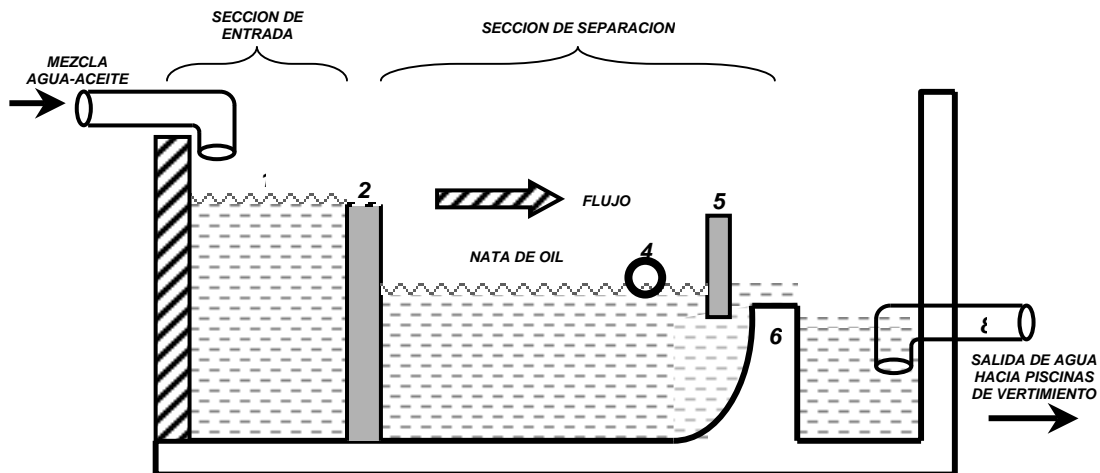
La sección de entrada correspondiente a la zona de reducción de velocidad del flujo y de la turbulencia, remoción de materiales sólidos de gran tamaño como palos, piedras, y disminución de la carga a las cámaras de separación.

La sección de separación conformada por los conductos de entrada a las cámaras, los dispositivos de distribución de flujo, tubo desnatador, el baffle de retención de aceite,

el vertedero de salida, tubo para el paso de agua entre las secciones y el colector de aceite recuperado.

- **Caja API clásica:** El elemento desnatador en la caja API consiste en un tubo con abertura el cual está colocado en la parte superior al final de la sección de separación. La abertura coincide con el contacto interfacial petróleo-agua, el petróleo entra al tubo y sale a través de este hacia una caja anexa a la caja API. La posición de la abertura depende de él espesor de la capa de aceite.

Fig. 7. Caja API clásica



- | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|
| 1. CAMARA DE ENTRADA | 5. BAFFLE DE RETENCION DE ACEITE |
| 2. DISTRIBUIDOR DE FLUJO DENTADO | 6. VERTEDERO DE SALIDA |
| 3. CANAL SEPARADOR | 7. CONDUCCION DEL EFLUENTE |
| 4. TUBO DESNATADOR | 8. TUBOS PASO DE AGUA ENTRE SECCIONES |

Fuente: autor

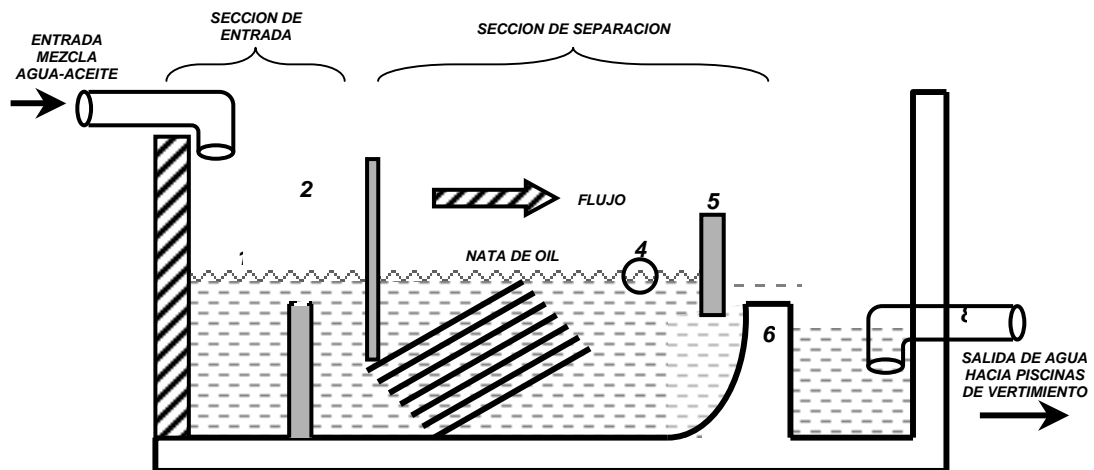
- **Caja API con placas paralelas inclinadas:** La presencia de placas paralelas inclinadas en el camino a recorrer por el agua a tratar, aumenta la eficiencia de separación.

Estas placas se colocan inclinadas a 45° sobre el eje horizontal de la caja API y separadas entre sí aproximadamente una pulgada.

Los glóbulos de crudo solo tienen que recorrer una corta distancia vertical para chocar contra la cara inferior de las placas en donde coalescen para formar glóbulos de mayor tamaño que son arrastrados por el flujo, deslizándose sobre la placa. La aplicación del principio anterior ha resultado en el diseño de cajas API que solo tienen una quinta parte del volumen requerido por la caja API y con mayor eficiencia de separación.

La eficiencia de la caja API clásica es fácil de mejorar con la instalación descrita

Fig. 7. Caja API con placas paralelas



- | | |
|----------------------------------|---------------------------------------|
| 1. CAMARA DE ENTRADA | 6. VERTEDERO DE SALIDA |
| 2. DISTRIBUIDOR DE FLUJO DENTADO | 7. CONDUCCION DEL EFLUENTE |
| 3. CANAL SEPARADOR | 8. TUBOS PASO DE AGUA ENTRE SECCIONES |
| 4. TUBO DESNATADOR | 9. PLACAS PARALELAS |
| 5. BAFFLE DE RETENCION DE ACEITE | |

Fuente: autor

5.3.3. Operaciones De Rutina Periódicamente se debe de recoger la nata de crudo que se forma sobre la superficie de la caja API y debe ser enviada nuevamente al sistema de tratamiento de crudo (separadores o mezclador). Algunas veces es necesario sacar de operación la caja API para realizar reparaciones ó limpiezas de la

misma. A continuación se da un breve procedimiento que nos sirve para aislar la caja API:

- Desnate completamente la caja API para retirar la mayor cantidad de crudo.
- Cierre todas las válvulas que tengan los equipos y conduzcan hacia la caja API.
- Desocupe la caja API haciendo uso de motobombas si es necesario.

Una vez realizado el trabajo, el procedimiento para habilitar la caja API es el siguiente:

- Verifique que no queden herramientas u otros objetos dentro de la caja API.
- Abra todas las válvulas que cerró en el proceso de aislamiento del equipo.

6. TRATAMIENTO DEL AGUA

6.1. GENERALIDADES

El agua que resulta del tratamiento de la producción de un campo petrolero debe ser tratada antes de ser dispuesta. En tres los métodos de disposición más comunes se pueden mencionar: inyectar el agua residual a formaciones no productoras, (implementando la inyección de agua como una necesidad ambiental, evitando así el vertimiento de agua provenientes de los yacimientos petrolíferos a la superficie, disminuyendo la contaminación de ríos y terrenos); inyectarla en los estratos del subsuelo para sostener la presión de los yacimientos de crudo y así obtener un recobro secundario de aceite de las zonas productoras; ser utilizada como refrigerante o como agua de dilución en otros procesos en el mismo campo, y, en algunos casos, vertida a las corrientes de agua naturales.

Las agua residuales en campos petroleros, generalmente contienen ciertas cantidades de aceite disperso en forma de partículas microscópicas de aceite extremadamente pequeñas que forman emulsiones y mantienen sólidos en suspensión. El aceite en el agua puede causar la disminución de la rata de inyección, debido a bloqueos por emulsión en la formación y además actúa como excelente pegante para algunos sólidos como el sulfuro de hierro, incrementando el taponamiento. El aceite puede quedar atrapado en los poros de la formación, alrededor de la cara de está, creándose una saturación de aceite que reduce la inyektividad. Las aguas residuales se caracterizan también por poseer un contenido alto de minerales, gases disueltos y compuestos ácidos. El método de disposición a aplicar definirá cuales contaminantes y en que cantidad deben ser retirados del agua mediante el proceso de tratamiento.

Cada proyecto de inyección se agua se realiza como un caso individual e independiente de otro, debido a los diversos factores que se toman en cuneta, tales

como diferentes tipos de formación, distintas fuentes de agua y compatibilidad química.

6.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

Los componentes o facilidades de un sistema de inyección de agua se diseñan con el propósito de mover el agua desde la fuente receptora hasta las formaciones a ser inyectadas, realizar un tratamiento químico del agua e inducirle suficiente presión para que realice un adecuado barrido a las formaciones productoras de hidrocarburos.

Las facilidades de un sistema de inyección de agua son:

6.2.1. Sistema de Transporte Comprende todas las líneas de tuberías, válvulas y accesorios usados para el transporte del agua desde la fuente hasta el área de tratamiento, almacenamiento e inyección. Las líneas en el sistema de transporte deben ser diseñadas pensando en la expansión futura del proyecto en cuanto a volumen captado e inyectado de agua, pérdidas de presión, problemas de incrustación y por tanto pérdida de la capacidad de flujo y la corrosión causada por el medio ambiente de las zonas que cruzará.

El tamaño y tipo de tubería se determina de acuerdo al volumen de agua a ser manejado y a las presiones internas que soportará. En general, las tuberías de mayor tamaño requieren más baja presión para la bomba, minimizando los costos de operación.

6.2.2. Sistema de Tratamiento El sistema de tratamiento comprende algunas vasijas, *filtros*, controles y bombas de inyección de química. La finalidad de este sistema es optimizar la calidad del agua, para que sea lo más compatible con las formaciones a ser inyectadas por medio del tratamiento químico, sedimentaciones y/o filtración.

Cada sistema de tratamiento es particular de cada campo, ya que este se basa de acuerdo a las características propias del agua de cada región o campo en particular.

La tabla 1 muestra los problemas más frecuentes en los procesos de inyección de agua, sus efectos y sus más acertadas soluciones.

Tabla 2. Problema – Efecto – Solución (Sist. de Inyección de Agua)

PROBLEMA	EFECTO	SOLUCION
Sólidos Disueltos	Taponamiento de la Formación	Filtración
Gases Disueltos (O ₂ , CO ₂ , H ₂ S)	Corrosión de Equipos y Taponamiento de la Formación con Productos de la Corrosión	Desgasificación Secuestrante de Oxígeno
Aceites Suspendidos	Taponamiento de la Formación	Flotación y Rompedores de Emulsión.
Precipitación de Sales Disueltos (CO ₃ , CO ₄ SO ₄)	Incrustación en Equipos y Taponamiento de la Formación	Inhibidores de Incrustación
Reacciones con la Formación	Pérdida de Inyectividad	Alterar la Composición del Agua por Desionización o Mezclar con otra Agua
Bacterias	Corrosión de Equipos y Taponamiento de la Formación	Biocida

Fuente: autor

6.2.3. Sistema de Almacenamiento Después de realizare un adecuado tratamiento, en algunos casos donde el agua proviene de la producción del crudo como agua asociada se hace necesario mantener el agua en condiciones estáticas almacenándola en recipientes (tanques) donde se pueda extraer las natas de crudo remanentes en el agua y los sedimentos, con el fin de proporcionar agua de buenas condiciones para las bombas de recibo y retro – lavado del sistema de filtración. Los tanques de acuerdo a la concentración de agentes agresivos a la corrosión son fabricados en fibra de vidrio o acero galvanizado.

6.2.4. Sistema de Inyección Comprende desde las válvulas de salida del tanque de almacenamiento hasta las conexiones en cabeza de pozo. Los elementos del sistema de inyección comprenden los motores, bombas, controles automáticos, cabezas de descarga, líneas de distribución, cabezas de inyección, tuberías de inyección y conexiones de cabeza de pozo.

Las bombas usadas en proyectos de inyección son bombas centrifugas y las bombas de desplazamiento positivo. Las primeras se encargan generalmente de aportar el caudal necesario para que las bombas de desplazamiento positivo suministren la presión necesaria de inyección al agua cuando la cabeza que aporta los tanques no es suficiente. Las bombas centrifugas también se usan en las operaciones de filtración, retro – lavado y transferencia entre tanques.

6.3. OIL SKIMMER (DESNATADOR)

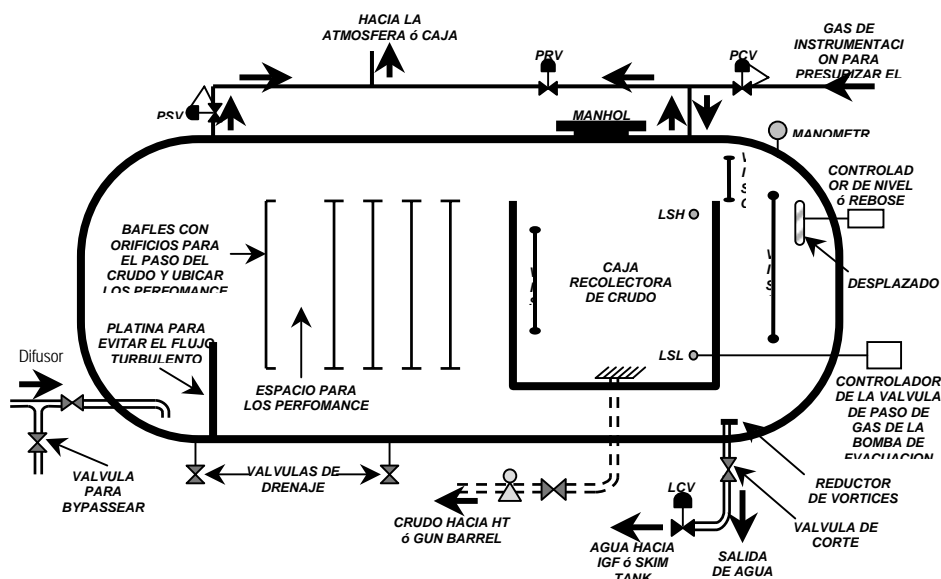
6.3.1. Generalidades Es una vasija a presión que trata el agua aceitosa proveniente de los separadores y de los tratadores. Su objetivo principal es el de remover la mayor cantidad de crudo que venga disuelto en el agua. Por lo general opera a una presión entre 13 y 15 PSI y el agua tratada (con menos crudo) es conducida hacia otro equipo para que continúe su purificación. La nata de crudo que se logra recuperar en este equipo por lo general es bombeada hacia los tratadores.

El principio de operación básico de este equipo se basa en la obtención de una baja velocidad de flujo que permite el asentamiento de los fluidos por diferencia de densidades entre los mismos. Algunas veces se emplean performance, baffles coalescentes y manto de carbón activado para dar un tratamiento mecánico adicional al proceso de separación agua-aceite. En PERENCO se han manejado tres clases de oil skimmer.

6.3.2. Oil skimmer con performances El agua proveniente de los separadores y tratadores entra al equipo por medio de un tubo que tiene un codo descendente en la punta y que hace que el fluido se estrelle contra la parte inferior de la vasija; posteriormente el fluido se encuentra con una platina vertical cuya función es la de evitar un flujo turbulento en el equipo, además de ayudar a la retención de arena en el mismo. Luego la mezcla agua-aceite pasa a través de unos performance cuya función es la de hacer una distribución adecuada del fluido dentro del equipo y de la de crear un medio coalescente para el agrupamiento de las gotas de aceite.

Básicamente los performance son especies de panales de abejas ubicados generalmente en un ángulo de a 60° con respecto a la horizontal que inducen un camino laberíntico y son construidos con materiales sintéticos (fibra de vidrio) resistentes a las condiciones de presión, temperatura, características de fluidos, etc. Los performance son colocados dentro de la vasija en forma de paneles los cuales son soportados por baffles ó láminas perforadas que permiten el paso de fluido a través de ellas.

Fig. 9. Oil Skimmer con performances



Una vez el fluido ha pasado por la sección de performance, las gotas de aceite que lograron agruparse tienden a subir y desnatarse en la caja recolectora de crudo; poco a poco esta caja se va llenando hasta que llega un momento en que el nivel de crudo activa de él LSH del equipo, lo que ocasiona que se encienda la bomba de evacuación de crudo hacia el tratador; posteriormente el nivel de crudo en la caja va bajando hasta llegar a un punto en que se activa él LSL que apaga la bomba de evacuación.

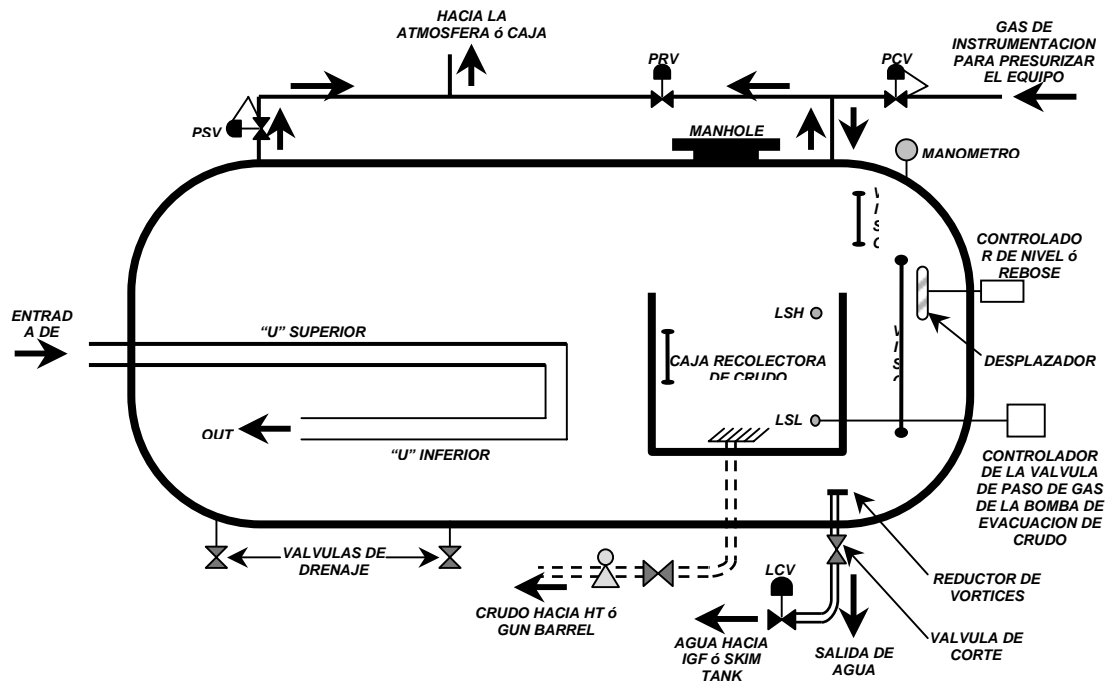
El agua que sale de los performance tiende a asentarse y pasa por la parte inferior externa de la caja recolectora de crudo, para luego salir hacia la IGF ó el skim tank. En la salida de agua existe un reductor de vórtices que impide que se presenten remolinos en la salida del agua y por ende arrastre de crudo.

6.3.3. Oil skimmer con baffles coalescentes: El agua proveniente de los separadores y los tratadores entra por un costado del equipo en donde es inmediatamente introducido en un sistema de baffles coalescentes que realiza el siguiente recorrido: el agua de entrada pasan a un baffle coalescente superior que forma una “U” y posteriormente baja a otro baffle coalescente inferior cuya salida hace que el fluido se estrelle contra el casquete de entrada del oil skimmer. El objetivo de los baffles coalescentes es proporcionar un medio laberíntico para que las gotas de crudo se unan y puedan ascender fácilmente.

Una vez la mezcla agua-aceite sale de los baffles coalescentes el agua tiende a decantarse y el aceite a ascender gracias a la diferencia de densidades entre los dos fluidos. Las gotas de aceite que lograron agruparse tienden a subir y desnatarse en la caja recolectora de crudo; poco a poco esta caja se va llenando hasta que llega un momento en que el nivel de oil activa él LSH del equipo, lo que ocasiona que se encienda la bomba de evacuación de crudo hacia el tratador; posteriormente el nivel de crudo en la caja va bajando hasta llegar a un punto en que se activa él LSL que apaga la bomba de evacuación.

El agua que sale de los baffles coalescentes como se dijo anteriormente, tienden a asentarse y pasa por la parte inferior externa de la caja recolectora de crudo, para luego salir hacia la IGF ó el skim tank. En la salida de agua existe un reductor de vórtices que impide que se presenten remolinos en la salida del agua y por ende arrastre de crudo.

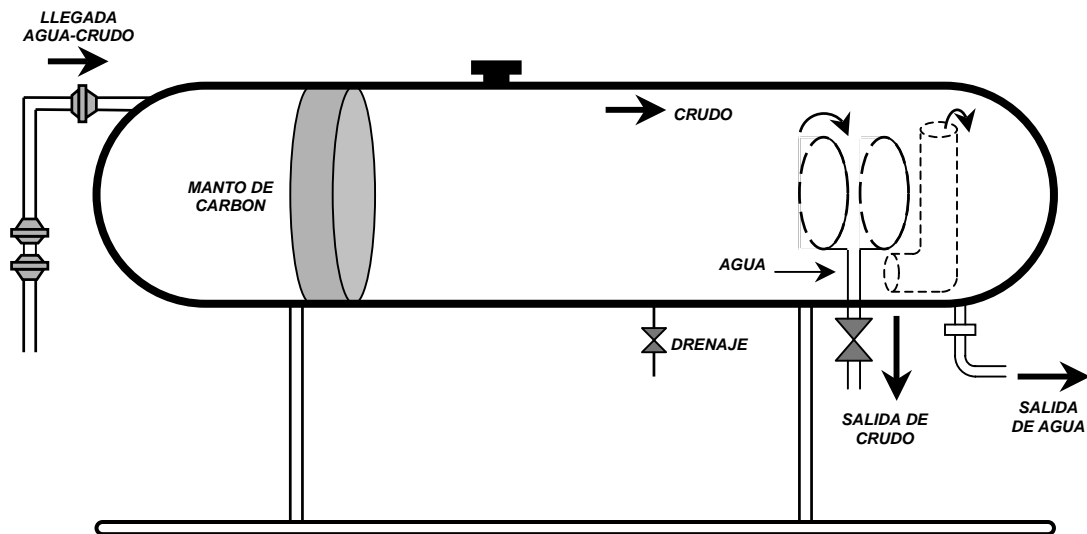
Fig. 10. Oil Skimmer con baffles coalescentes



6.3.4. Oil skimmer con manto de carbón activado (antracita) Estos son los oil skimmer más antiguos que se han empleado en la empresa. Inicialmente el fluido entra y pasa a través de una sección de coalescencia y distribución que consiste en un empaque de diámetro igual al del recipiente y de un espesor entre 1 y 2 pies elaborado con grava o gránulos de carbón activado, aunque se prefiere este último por ser menos pesado, inerte y no sujeto al ataque de bacterias; además se puede limpiar fácilmente mediante retrolavados y no necesita reemplazarse.

Las funciones de esta sección de coalescencia y distribución son retener algo de basura, distribuir la corriente de flujo por todo el recipiente y ayudar a la coalescencia de las partículas de aceite. Luego la mezcla agua crudo pasa a una segunda sección o compartimiento llamada sección de asentamiento en la cual se separan las fases por diferencia de densidades viajando el agua hacia la parte inferior para luego rebosar hacia una caja de agua limpia que se encuentra al final del equipo. El crudo por tener una menor densidad asciende a la parte superior del equipo y rebosa en una caja de donde es posteriormente bombeado hacia los tratadores.

Fig. 11. Oil Skimmer con manto de carbon



6.3.5. Operación Diariamente se deben tomar los datos de temperatura y presión del equipo y realizar al menos dos análisis de la calidad del agua tomando registros de TSS y aceite en agua, a la entrada y la salida del equipo para hacer los ajustes necesarios tanto a nivel de rompedor inverso y clarificador, como del nivel de rebose del equipo dentro de la caja de crudo. Algunas veces es necesario sacar el equipo de servicio para realizar ciertos ajustes en su parte interna u externa.

A continuación se da un breve procedimiento para realizar dicha operación:

- Suba el nivel del agua haciendo uso del controlador de nivel para que desnate la totalidad del aceite presente en el equipo. Cuando se observe que en el visor de la caja de crudo hay solo agua, se puede suponer que todo el crudo fue desalojado del equipo.
- Bypassee el equipo abriendo la válvula que conduce el agua de la salida de los separadores y tratadores hacia la IGF y/o caja API y cierre la válvula de entrada de agua al equipo.
- Abra las válvulas de salida del agua llevando el set point del controlador de la LCV a cero para que el equipo quede totalmente desocupado. El agua que contiene el equipo puede ser llevado hacia la caja API y/o hacia la IGF. Si el equipo no se desocupa rápidamente entonces se puede introducir presión al mismo por medio de una manguera que comunique el gas de instrumentación con el equipo.
- Una vez se observe que el equipo quedó totalmente desocupado, cierre las válvulas de salida de agua y crudo del equipo.
- Suspnda el gas de instrumentación y de cobertura del equipo.
- Despresurice el equipo por los tomamuestras, válvula de drenaje y visores.
- Proceda a destapar el equipo por los manhole.
- Déjelo aireando durante un tiempo prudencial.

Una vez realizado el trabajo uno de los tantos procedimientos sugeridos a seguir para habilitar nuevamente el equipo es el siguiente:

- Verifique que no queden herramientas u otros objetos dentro del oil skimmer.

- Cierre los manhole recordando siempre que es aconsejable aplicar grasa a los empaques y a los tornillos. Apriete los tornillos de los manhole siempre en cruz para asegurar un sello hermético.
- Cierre todas las válvulas de los visores, tomamuestras, etc., por donde despresurizó el equipo.
- Cierre las válvulas y accesorios por donde dreno el equipo.
- Abra la válvula de suministro de gas instrumentación y gas de cobertura del equipo.
- Abra la válvula de entrada de agua al equipo y cierre las válvulas con las cual bypasseó el mismo.
- Abra las válvulas de salida de agua y crudo del equipo.
- Calibre nuevamente el set point del nivel de rebose dentro del oil skimmer.

6.3.6. Control Basico Y Seguridad El nivel en el oil skimmer es controlado por una LCV ubicada en la salida de agua; esta válvula recibe órdenes de un controlador que a su vez emplea un desplazador instalado internamente dentro del equipo.

La presión del equipo normalmente oscila entre 13 y 14 PSI y es suministrada por el gas disuelto en el agua ó en su defecto por una PCV que permite la entrada de gas de instrumentación para mantener presurizado el equipo. Cuando la presión excede los 15 PSI se abre una PRV (Pressure Relief Valve) la cual permite la despresurización momentánea del oil skimmer; si se adquiere una condición de sobrepresión en el equipo entonces una válvula PSV se dispara despresurizando el mismo.

6.4. UNIDADES DE FILTRACION

6.4.1. Generalidades Como se había anotado anteriormente, el sistema de tratamiento tiene como finalidad la optimización de la calidad del agua, para que sea lo más compatible con las formaciones que van a ser inyectadas. Una parte importante en un proceso de tratamiento de aguas residuales, es la existencia de las unidades de filtración.

Las unidades de filtración o *filtros* son recipientes cerrados y a presión que se usan para filtrar sólidos y aceites contenidos en el agua los cuales son indeseables o perjudiciales en la operación de inyección.

Al pasar el fluido sucio a través de un *filtro*, la mayoría de los sólidos y aceites son removidos. El fluido una vez ha sido filtrado fluye a la descarga de agua limpia. El flujo continúa de esta forma hasta que el lecho filtrante debe ser regenerado.

6.4.2. Clasificación De Las Unidades De Filtración Los *filtros* pueden clasificarse en cuatro (4) tipos así:

- ❶ *Filtro* de Lecho Gradado con Flujo hacia Abajo (Downflow Media Filter).
- ❷ *Filtro* de Lecho Gradado con Flujo hacia Arriba (Upflow Media Filter).
- ❸ *Filtro* de Lecho Gradado con Flujo hacia Arriba y hacia Abajo (Dual – Flow Media Filter).
- ❹ *Filtro* de Placas Permeables con Flujo hacia Abajo.

Un *filtro* de lecho gradado consiste en un recipiente que posee en su interior un medio filtrante formado por una sucesión de capas de arena de tamaño de grano variable, las arenas de grano grueso se encuentran localizadas en la parte por donde entra el fluido y las arenas de grano más fino se encuentran ubicadas en la parte por donde sale el fluido; estas capas están sostenidas en la parte inferior por una lámina perforada y el aparte superior del *filtro* se tiene un sistema de distribución de la corriente del fluido.

La longitud del empaque (medio filtrante) puede ser de cuatro a ocho pies (4 – 8 fts) dependiendo de la calidad de la filtración que se desee y puede ser elaborado con arena común, arena de Ottawa o gránulos de carbón.

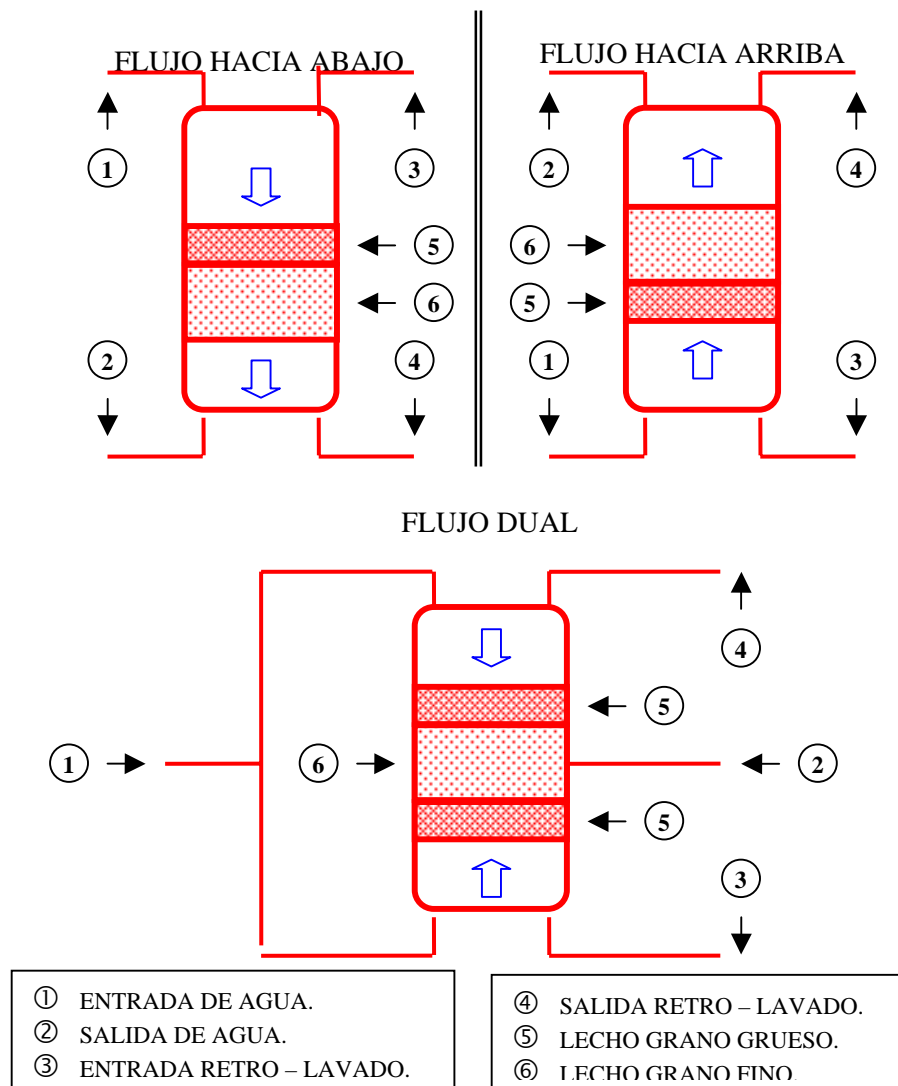
En el *filtro* de placas permeables se tiene a una serie de placas a base de óxido de aluminio superpuestas.

Tanto los *filtros* a base de lechos gradados como de placas permeables tienen flujo hacia arriba y hacia abajo; hacia abajo en el proceso de filtración y hacia arriba en el proceso de retro – lavado.

Las tasas normales de filtración son de cinco a diez galones por minuto por pie cuadrado de *filtro* (5 – 10 gpm / ft²). Los *filtros* de flujo hacia abajo tienen la entrada por la parte superior y la salida por la parte inferior; los de flujo hacia arriba todo lo contrario. Los *filtros* de flujo dual poseen entrada tanto por encima como por debajo, pero la salida se encuentra ubicada en la parte central. El proceso de retro – lavado en todos los *filtros* se realiza en dirección hacia arriba.

La figura 11, muestra los esquemas de *filtros* de lecho gradado y en ella se puede observar que la capa de grano grueso es la primera que debe cruzar el fluido en el proceso de filtración y, por tanto, si el flujo es hacia abajo, dicha capa esta ubicada en la parte superior; por el contrario si el flujo es hacia arriba, esta capa se debe encontrar en la parte inferior. Si el flujo es dual, hay una capa de grano grueso tanto en la parte de arriba como la parte inferior del *filtro*. En el *filtro* de flujo hacia arriba, el retro – lavado es en la misma dirección de la filtración y por tanto las partículas atrapadas en el *filtro*, son forzadas a atravesarlo, por tanto la velocidad del retro–lavado debe ser mayor que la velocidad de filtración; para poder así expulsar las partículas. El *filtro* con flujo hacia arriba es raramente usado.

Fig. 12. Filtros de lecho gradado



Las unidades de filtración se instalan por parejas, para poder mantener continuamente el proceso de filtración; pues mientras una unidad se está retro - lavando, la otra unidad puede encontrarse efectuando el proceso de filtración.

De acuerdo con resultados experimentales, un *filtro* elaborado a base de tierra de diatomáceas (producto de la acumulación de frústulas silíceas de algas diatomeas), es

más efectivo que el de flujo dual y éstos a su vez son más efectivos que los de flujo hacia abajo.

6.4.3. Filtros en la industria del petróleo Uno de los *filtros* bastante conocidos en la industria del petróleo es el *filtro* de cáscara de nuez. Estos *filtros* están hechos para el tratamiento de altos volúmenes de agua producida con sólidos en suspensión e hidrocarburos. Son capaces de remover aceites y grasas en concentraciones desde cuarenta a sesenta partes por millón (40 –60 ppm) hasta menos de tres partes por millón (3 ppm). Las propiedades de la cáscara de nuez y el método de retro – lavado empleado, tienen la gran ventaja que no requiere la aplicación de aditivos químicos para facilitar la filtración.

Los *filtros* de cáscara de nuez consisten en un recipiente vertical a presión, que contiene una malla de soporte de acero inoxidable sobre la cual la cascarilla está colocada. El agua sucia bajando a través del medio, es despojada de los contaminantes y sale por la malla. Los contaminantes son retirados del medio filtrante con un sistema de fluidización, que puede activarse manual o automáticamente, ya sea sincronizado con un reloj en el que se establece el tiempo de regeneración del *filtro* o cuando el transmisor diferencial de presión del *filtro* envíe la señal respectiva.

Los *filtros* de cáscara de nuez trabajan con flujo hacia abajo y con un medio filtrante compuesto básicamente por un ochenta por ciento (80%) de cáscara de pecano y un veinte por ciento (20%) de cáscara de nuez. Están diseñados para remover el noventa y ocho por ciento (98%) de los sólidos de más de dos micrones (2μ) de tamaño y reducir el contenido de aceite por lo menos a tres partes por millón (3 ppm).

En el mercado existen muchas marcas de *filtros*, entre los cuales se destacan los *Filtros Wemco Silver Band*, *Filtros Natco SFX*, entre otros.

- **Filtros Wemco Silver Band** Son *filtros* del tipo de lecho gradado con flujo hacia abajo. Están en capacidad de remover el noventa y ocho por ciento (98%) de los sólidos suspendidos y de los hidrocarburos insolubles generalmente en la mayoría de las aplicaciones.

El sistema de *filtros* y las propiedades del medio filtrante proporcionan la separación de volúmenes eficaces de aceites y sólidos contaminantes de la corriente del líquido. En el sistema del *filtro* (Figura 12), un medio de acero inoxidable sostiene un tamiz (o cedazo) limpiador cuyo soporte se encuentra ubicado en el fondo del cilindro.

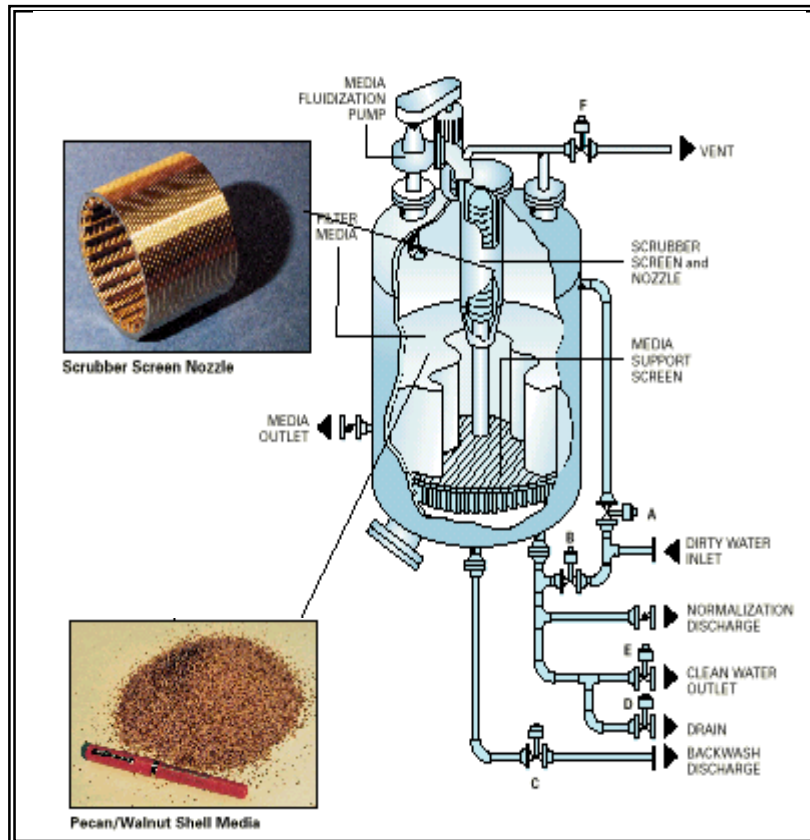
Una boquilla de fluidización localizada en el centro en la cima del filtro se extiende hacia abajo hacia la cima del medio filtrante. En el interior de la boquilla de fluidización se encuentra un tamiz de acero inoxidable. Este tamiz permite el paso de los fluidos sucios, reteniendo cierta cantidad de estos antes de que el fluido ingrese del todo a la vasija. Las razones para que el sistema sea simple, de diseño superior y de bajo costo son las siguientes:

- El sistema requiere menos espacio que otros filtros de lecho profundo.
- La proporción de flujo excelente, diseñada para operar entre 13.5 y 15 galones por minuto por pie cuadrado (13.5 – 15.0 gpm / ft²); hace necesario que se utilicen filtros más pequeños y en menor número para aplicaciones específicas.
- Los *filtros* usan agua de producción para la regeneración, eliminando la necesidad de tanques de almacenamiento de agua limpia para el retro – lavado.
- Cada filtro contiene su propia bomba para el retro-lavado fluidizado, eliminando la necesidad de grandes bombas auxiliares de retro-lavado, de las tuberías de conducción y los controles de mando asociados.

- Generalmente no son requeridos químicos, aire o gas para elevar la eficiencia en la remoción o la limpieza del medio filtrante durante la filtración o regeneración.

Fig. 13. Filtro WENCO

Fuente Filtros WENCO manual del usuario



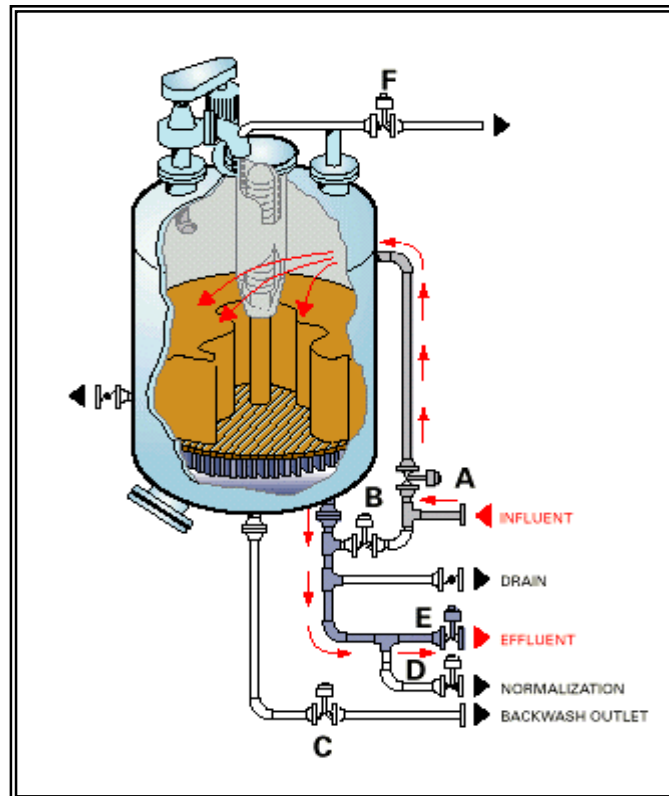
➤ Operación

○ **Proceso de separación – ciclo de filtración** Durante el ciclo de filtración del sistema los fluidos sucios (agua de producción) pasan a través de la válvula A y entran a la vasija por uno de sus costados. El fluido es forzado a atravesar el medio, donde los sólidos y aceites libres flotan al tope y son sangrados (ventilados) fuera de la vasija a través de la válvula F. El fluido filtrado y limpio sale de la vasija a través de la válvula E. El ciclo de filtración termina en alguna de estas tres formas:

- Por lapso de tiempo (automáticamente – máximo 30 horas).

- Por presión diferencial (automáticamente – 16 psig).
- Manualmente (por acción manual).

Fig. 14. Ciclo de filtración



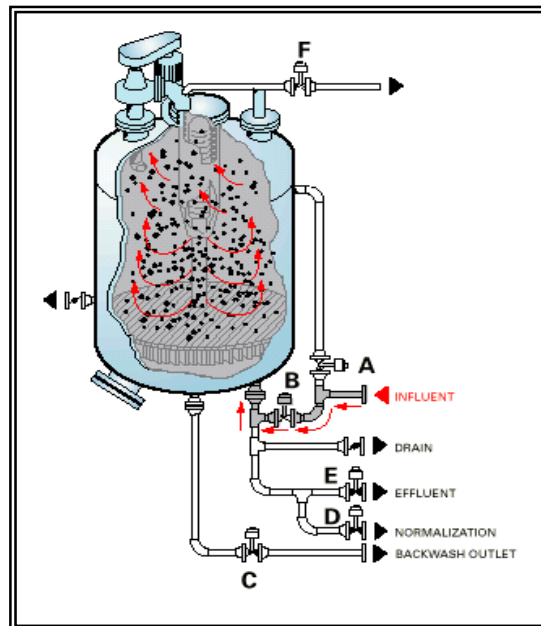
Fuente, Filtros WENCO manual del usuario

- **Ciclo de regeneración** Una vez el *filtro* es aislado, se inicia el ciclo de regeneración, este ciclo consiste en cuatro pasos, uno de los cuales se repite:
 - Fluidización (dos veces)
 - Descarga.
 - Asentamiento.
 - Normalización.
- **Fluidización** El primer paso en el ciclo de la regeneración es la fluidización del lecho. Durante este paso, las válvulas E y A se encuentran cerradas, la válvula B

abierta, y las bombas de fluidización se han encendido. El fluido en la vasija pasa a través de la bomba de fluidización y baja por dentro de la boquilla de fluidización que rodea el tamiz separador. Esta “acción tipo jet” del fluido pasando a través de la boquilla despeja el lecho filtrante.

El medio entonces se pone en circulación por medio de las bombas de fluidización, causando una acción de esquila que despeja al medio de los aceites y contaminantes. El lecho entero es fluidizado en unos pocos segundos.

Fig. 15. Ciclo de fluidización

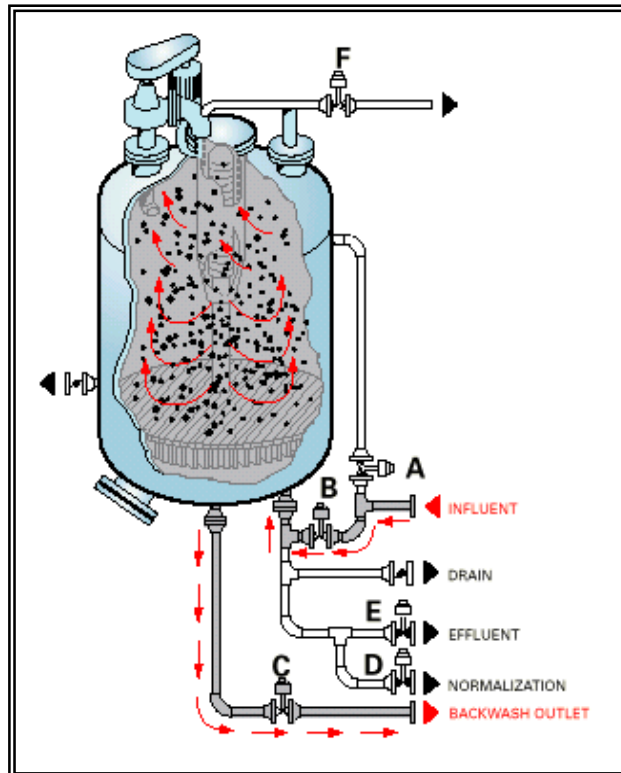


Fuente, Filtros WENCO manual del usuario

- **Descarga** Después de que el lecho es fluidizado, la descarga real de la acumulación de contaminantes acumulado empieza. La válvula C es abierta. El agua de alimentación entra a través de la válvula B por el fondo de la vasija, limpiando así el fondo del tamiz.

Los sólidos y aceites contenidos en el fluido pasan a través del tamiz separador por medio de la bomba de fluidización y baja al exterior del tamiz separador.

Fig. 16. Proceso de descarga



Fuente, Filtros WENCO manual del usuario

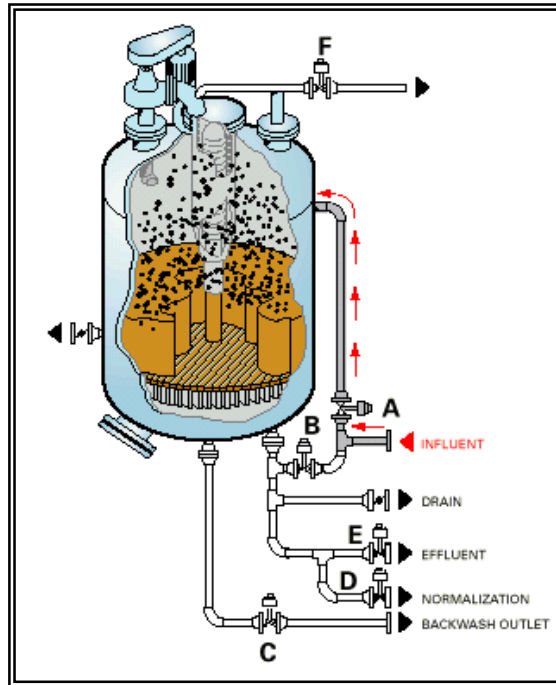
Esto previene que cualquier medio salga de la vasija; pero permite que el contaminante pueda fluir a través de la línea de descarga.

El proceso de la última descarga se ajusta para un tiempo total, normalmente de once minutos (11 min). El paso de la fluidización se repite en este momento para asegurar que el cedazo limpiador esta limpio.

- **Asentamiento** El próximo paso en la regeneración es un ciclo de retraso que permite que los gránulos del medio se estabilicen. La válvula C se cierra deteniendo el ciclo de descarga. Entonces la válvula A se abre, la válvula B se cierra y las

bombas de fluidización se detienen; permitiendo al medio asentarse por gravedad. El retraso dura aproximadamente treinta segundos (30 seg).

Fig. 17. Proceso de asentamiento



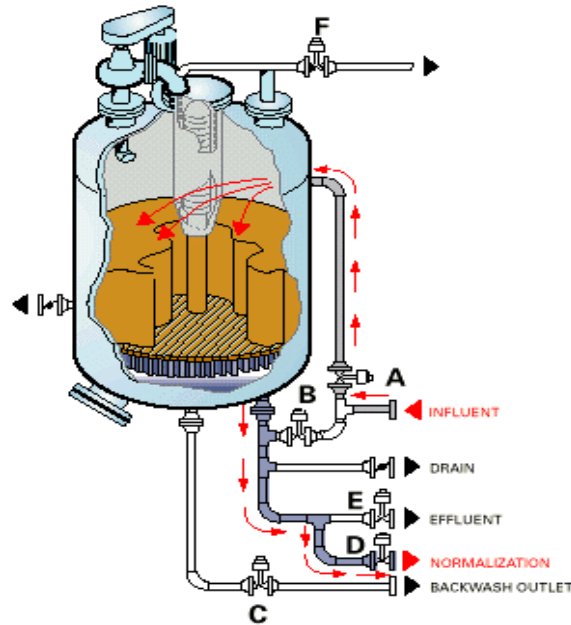
Fuente, Filtros WENCO manual del usuario

○ **Normalización** El paso final en la regeneración del lecho del filtro es la normalización. Es necesario normalizar el filtro para retirar el fluido sucio, y posibles contaminantes que permanezcan en el fondo de la vasija y para que se compacte el lecho filtrante.

La válvula D se abre, permitiendo que el influjo sea filtrado mientras pasa a través del medio del lecho y forzando a salir del filtro todos los fluidos contaminantes. Puesto que este fluido de entrada es introducido en una porción más baja durante la secuencia del retro – lavado, en el procedimiento normal de operación estos fluidos retornan hacia atrás al tanque corriente arriba. Esto reduce el gasto de agua en el

retro-lavado hasta un treinta a cincuenta por ciento (30% - 50%), reduciendo el tamaño del tanque asociado y equipo manejado.

Fig. 18. Ciclo de normalización



Fuente, Filtros WENCO manual del usuario

Cuando el ciclo de normalización está completo, todos los contaminantes son removidos y el lecho filtrante es comprimido. La filtración esta ahora lista para reiniciar. Esta se inicia con la apertura de la válvula E y cierre de la válvula D.

El sistema fue diseñado para poseer menor costo e incurrir en menos tiempo fuera de servicio que cualquier otro filtro de lecho profundo. El resultado de este diseño se enfoca en:

El sistema fue diseñado para poseer menor costo e incurrir en menos tiempo fuera de servicio que cualquier otro filtro de lecho profundo. El resultado de este diseño se enfoca en:

Tabla 3. Secuencia de la Válvulas – Sistema Wemco Silver Band

MODO	A	B	C	D	E	F	BOMBA DE FLUIDIZACION	TIEMPO NOMINAL
Filtración	X				X	X		18-24 hrs
Filtro aislado		X						10 sec
Fluidizado #1		X					On	10 seg
Descarga		X	X				On	11 min.(ajust.)
Fluidizado #2		X					On	10 seg
Asentamiento	X							30 seg
normalización	X			X				3 min.(ajust.)

- No se requieren volúmenes altos de agua de retro – lavado, proporcionando el valor de filtración más bajo por galón de agua limpia disponible para este nivel de limpieza.
- La regeneración del medio es rápida, y eficaz; realiza la limpieza del medio en un promedio de catorce minutos (14 min), con una interrupción del flujo corriente arriba de solo uno o dos minutos (1 – 2 min).
- La limpieza no requiere la remoción del medio de la vasija, eliminando la necesidad de bajar y limpiar la tubería si la potencia es baja durante el retro– lavado.
- El desempeño del filtro dura mucho más tiempo, debido a:
 - ✓ La regeneración positiva del ciclo previene la canalización del lecho y el taponamiento con lodo.
 - ✓ Limpieza completa del medio que mantienen la eficacia de la filtración.

Los *filtros* usan un paso de establecimiento para permitir que la gravedad se establezca antes de presurizar, y de reiniciar el flujo. Es establecimiento de la presión, común en muchos otros *filtros*, puede causar daño y taponamiento en el fondo del tamiz. En contraste con otros *filtros*, el tamiz del los *filtros* Wemco es limpiado durante todo el ciclo de regeneración.

El *filtro* es diseñado para uso en campos de petróleo. Sus seis válvulas operan (comparado con casi una docena de otros sistemas de *filtros*) con un funcionamiento más simple, costo más bajo y mantenimiento más bajo. Estos factores son más críticos en campos de petróleo más engastados, dando una ventaja a este sistema sobre otros *filtros* de volumen. En el caso de suspensión de la operación este puede estar en un ambiente de campo petrolero, el *filtro* se recupera automáticamente aun cuando ha sido alcanzado por el ciclo de la regeneración.

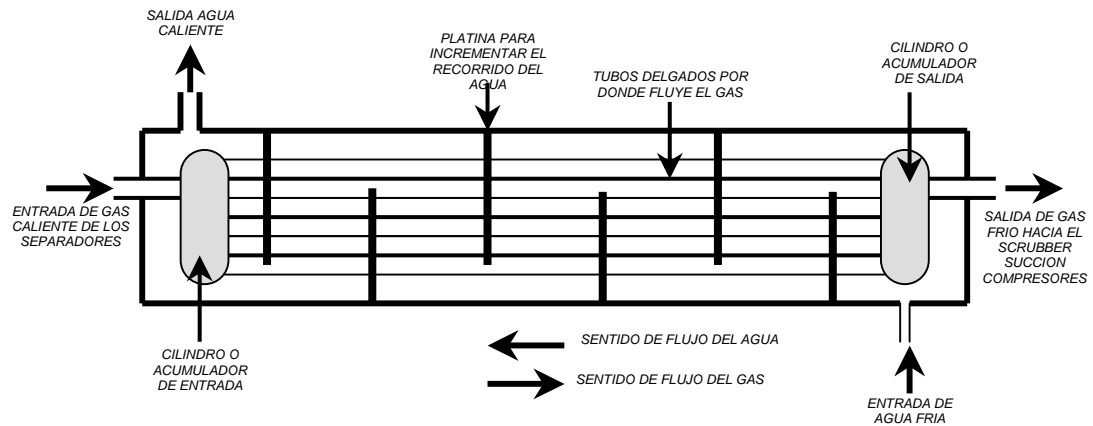
7. GAS DE CONSUMO

7.1. INTERCAMBIADOR DE CALOR GAS-AGUA

Este equipo se encuentra en la estación la Gloria y es conocido comúnmente como la palomera. Su función principal es la de bajar la temperatura del gas proveniente de los separadores de la estación para posteriormente ser inyectado. Para lograr este objetivo se bombea agua fría de una piscina de agua dulce la cual se encuentra a temperatura ambiente; el agua fría entra al equipo por una tubería de 2 pulgadas y luego fluye en contra corriente (sentido opuesto) a la dirección del gas es decir si el gas fluye de izquierda a derecha el agua lo va hacer de derecha a izquierda. El agua fría al entrar al equipo recubre un juego de 22 tubos de una pulgada en acero inoxidable los cuales conducen el gas. El recorrido realizado por el agua dentro del equipo es de tipo laberíntico, el cual es inducido por siete láminas instaladas de forma transversal dentro del intercambiador de calor. Posteriormente el agua caliente retorna al medio ambiente por intermedio de una tubería de 6 pulgadas.

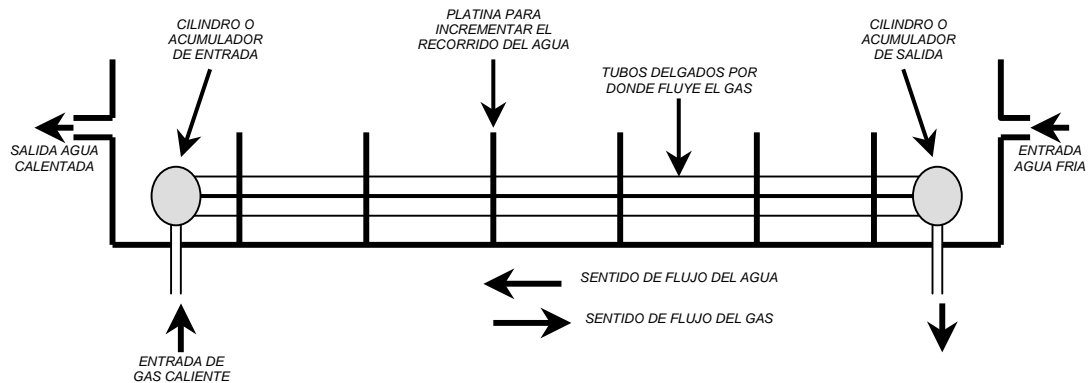
El gas caliente proveniente de los separadores entra al intercambiador de calor a través de una tubería de 6 pulgadas y posteriormente pasa a un cilindro o acumulador de 12 pulgadas de diámetro; de ahí el gas es distribuido en 22 tubos de una pulgada en acero inoxidable con el objetivo de incrementar el área de intercambio de calor con el agua que fluye en contra corriente; luego estos 22 tubos se unen a un cilindro acumulador de un diámetro de 8 pulgadas; y finalmente el gas enfriado sale del equipo por una tubería de 4 pulgadas que lo conduce hacia el scrubber de succión de los compresores, en donde los condensados formados por la disminución de temperatura son retirados del gas.

Fig. 19. Intercambiador de calor agua-gas, vista superior



Fuente: autor

Fig. 20. Intercambiador de calor agua-gas, vista lateral



Fuente: autor

Las especificaciones técnicas y las condiciones de trabajo del intercambiador gas-agua son descritas a continuación:

- Largo = 7 mts
- Ancho = 1.20 mts
- Alto = 0.85 mts
- Diámetro del cilindro de entrada = 12 pulgadas
- Diámetro del cilindro de salida = 8 pulgadas
- Diámetro de la tubería de gas de entrada = 6 pulgadas
- Diámetro de la tubería de gas de salida = 4 pulgadas
- Número de tubos para paso de gas dentro del intercambiador de calor = 22

- Diámetro de los tubos para el paso de gas = 1 pulgada
- Material de los tubos para paso de gas = acero inoxidable
- Material de los cilindros de entrada y salida = acero al carbón
- Material de la soldadura = argón
- Diámetro de la tubería de entrada de agua = 2 pulgadas
- Diámetro de la tubería de salida de agua = 6 pulgadas
- Temperatura de gas entrada o gas caliente = 69 °C
- Temperatura de gas de salida o gas frío = 57 °C
- Temperatura del agua de entrada o agua fría = 25 °C
- Temperatura de agua de salida = 53 °C

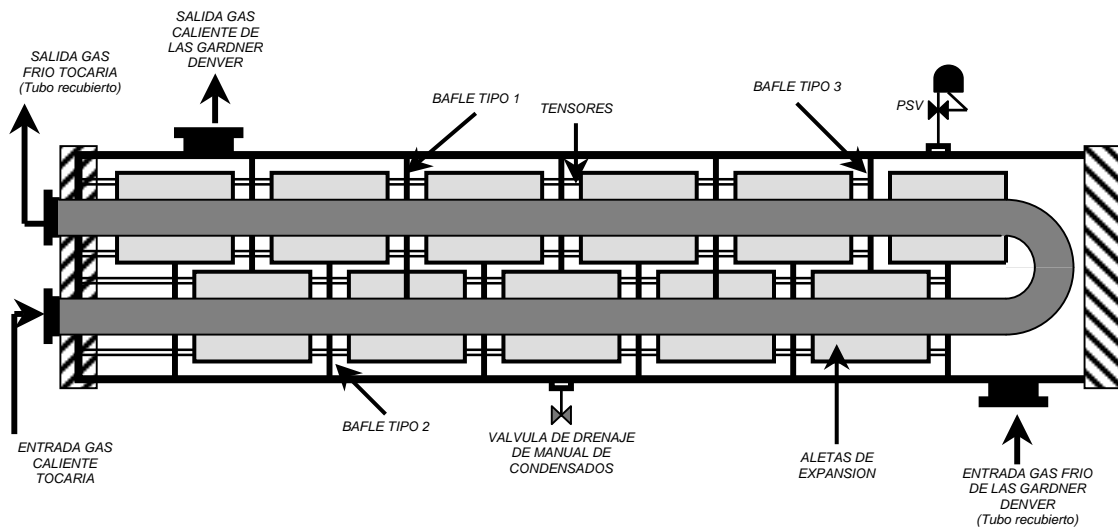
7.2. INTERCAMBIADOR DE CALOR GAS-GAS

Este equipo se encuentra ubicado en la estación la Gloria y su función primordial es la de bajar la temperatura del gas que va hacer utilizado como gas de instrumentación con el objetivo de retirar la mayor cantidad de condensados en el scrubber de instrumentación. En la estación la Gloria se emplea como gas de instrumentación el gas proveniente de la torre de glicol ubicada en la estación Tocaría, claro que también puede ser empleado el gas producido por el mismo campo. El gas empleado para el intercambio de calor gas-gas es el proveniente de las Gardner Denver (frío) y el gas de la estación Tocaría (caliente). El gas utilizado en las bombas Gardner Denver proviene de los separadores; La activación o funcionamiento de la bomba con gas se hace aprovechando la presión del gas, convirtiéndola en movimiento y liberando el gas a presión atmosférica. Esta caída rápida de presión (95 PSI-14 PSI) se traduce en una caída rápida temperatura, por lo tanto, el gas frío es llevado al intercambiador de calor por intermedio de una tubería recubierta con un material que impide la transferencia de calor entre la tubería y el medio ambiente. El gas frío entra por la parte inferior del intercambiador de calor y sale por la parte superior del mismo para ser quemado en la Tea, pero antes de salir el gas frío debe recorrer un camino laberíntico conformado por 11 baffles y 44 aletas de expansión, lo que permite un mayor área de contacto entre los gases que van a intercambiar calor e impide la

conificación del gas frío, lo cual se traduciría en poco tiempo de contacto y baja eficiencia del intercambiador de calor. El gas frío en su recorrido laberíntico intercambia calor con el gas de Tocaría enfriando este último.

El gas Tocaría realiza el recorrido interno en el intercambiador de calor gracias a un tubo en “U” que le permite entrar por la parte inferior de ese tubo como gas caliente y salir por la parte superior del mismo como gas frío, el cual es conducido por intermedio de un tubo recubierto al Scrubber de instrumentación en donde se le retirarán la mayor cantidad de condensados.

Fig. 21. Intercambiador de calor gas-gas



Fuente: autor

Periódicamente se deben drenar manualmente los condensados que se pueden acumular dentro del equipo y que son transportados por el gas frío proveniente de las bombas Gardner Denver.

Los datos técnicos del intercambiador de calor son los siguientes:

- ➔ Peso total vacío = 1815 kg
- ➔ Presión de trabajo del cuerpo = (14 PSI)

- Presión de trabajo del tubo en “U” = 100 PSI
- Presión de diseño del cuerpo = 14.5 PSI
- Presión de diseño del tubo en “U” = 116 PSI
- Temperatura de trabajo del cuerpo = 5 °C
- Temperatura de trabajo del tubo en “U” = 50 °C
- Número de aletas de expansión = 44
- Número de baffles tipo 1 = 3
- Número de baffles tipo 2 = 6
- Número de baffles tipo 3 = 2
- Tipo de tubería del tubo en “U” = 4” SCH 80

7.3. FUEL GAS SCRUBBER

Este equipo básicamente es un scrubber horizontal. En la estación la Gloria se emplea para retirar la mayor cantidad de condensados posibles al gas sobrante de la succión de los compresores y el cual posteriormente va a ser quemado en la Tea. El gas húmedo entra al equipo y choca contra una serie de deflectores o performances los cuales promueven un camino laberíntico permitiendo la coalescencia de las gotas líquidas de condensados o crudo que viajan con la corriente de gas. Posteriormente el gas semi-seco sale por la parte superior de la vasija hacia las PCV de succión de los compresores para luego ser quemado.

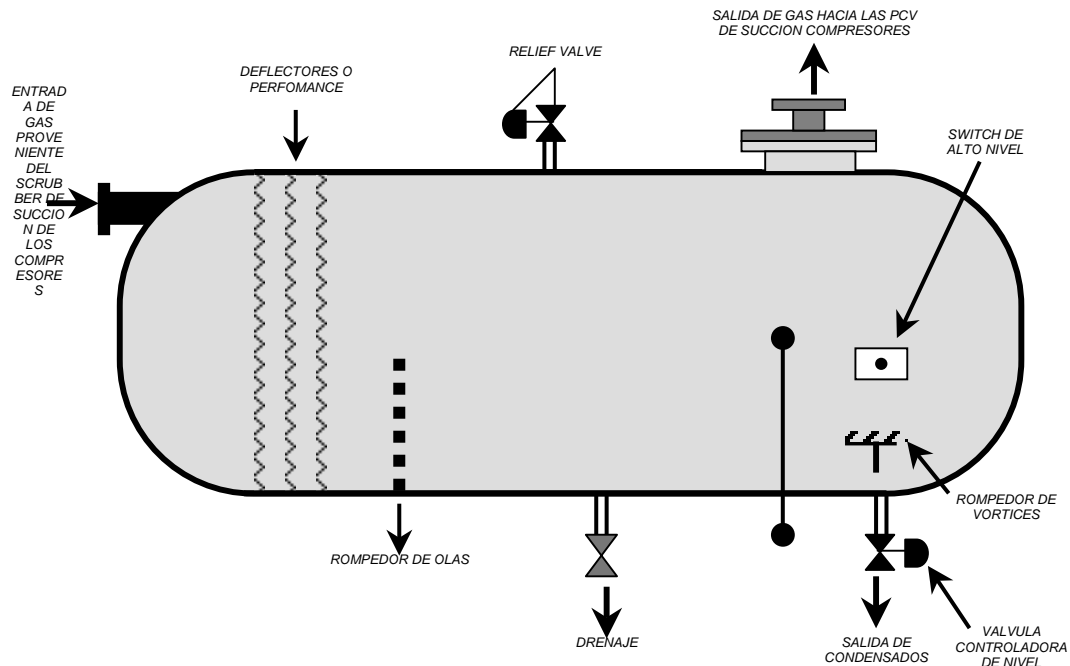
Los condensados formados en la sección de deflectores o de performances son evacuados por la parte inferior del equipo haciendo uso de una válvula controladora de nivel la cual mantiene sin condensados el equipo . La válvula abre cuando se acciona el LSH.

Este scrubber posee una válvula de seguridad la cual se abrirá en la eventualidad de que se alcance una condición anómala de presión para evitar el daño prematuro de los componentes del equipo.

A continuación se darán algunos datos técnicos de este equipo:

- Diámetro externo = 6 pulgadas
- Longitud = 7 pies
- Presión de diseño = 131 PSI 148 °F / -20 °F)
- Presión de operación = 102 psi a 77 °F
- Presión hidrostática de prueba = 197 PSI

Fig. 22. Fuel gas scrubber



Fuente: autor

7.4. TORCH GAS SCRUBBER

La función básica de este equipo es retirar la mayor cantidad de condensados y crudo que vayan en el gas que va a ser quemado en la Tea o mechero. El principio de funcionamiento de este equipo se basa en la operación de una serie de performances o extractores de neblinas cuya función es la de inducir un camino laberíntico y tortuoso al gas, lo que ocasiona el agrupamiento o coalescencia de las gotas de aceites y condensados.

El gas sobrante de la succión de los compresores y los condensados provenientes de los mismos entra al torch gas scrubber por una línea de 10 pulgadas la cual posee

ranuras que permiten una mejor distribución del gas dentro del equipo. Posteriormente el gas debe atravesar una sección de extractores de nieblina formado por ángulos de acero con una inclinación de aproximadamente 45 grados. El gas choca contra esta barrera de performances y las gotas de líquido (aceite y condensados) se agrupan y caen por peso a la parte inferior del equipo. Una vez el gas a vencido esta barrera pasa a una segunda sección de performances constituida por ángulos de acero que están ubicados de forma horizontal para finalmente salir el gas por una línea de 10 pulgadas hacia el mechero.

El líquido que se condensa en el equipo es evacuado a través de una línea de 2 pulgadas que interiormente dentro del equipo forma una U para garantizar que se tome la mayor cantidad de líquidos (sin gas) existentes dentro del tanque. El líquido es evacuado hacia la caja API.

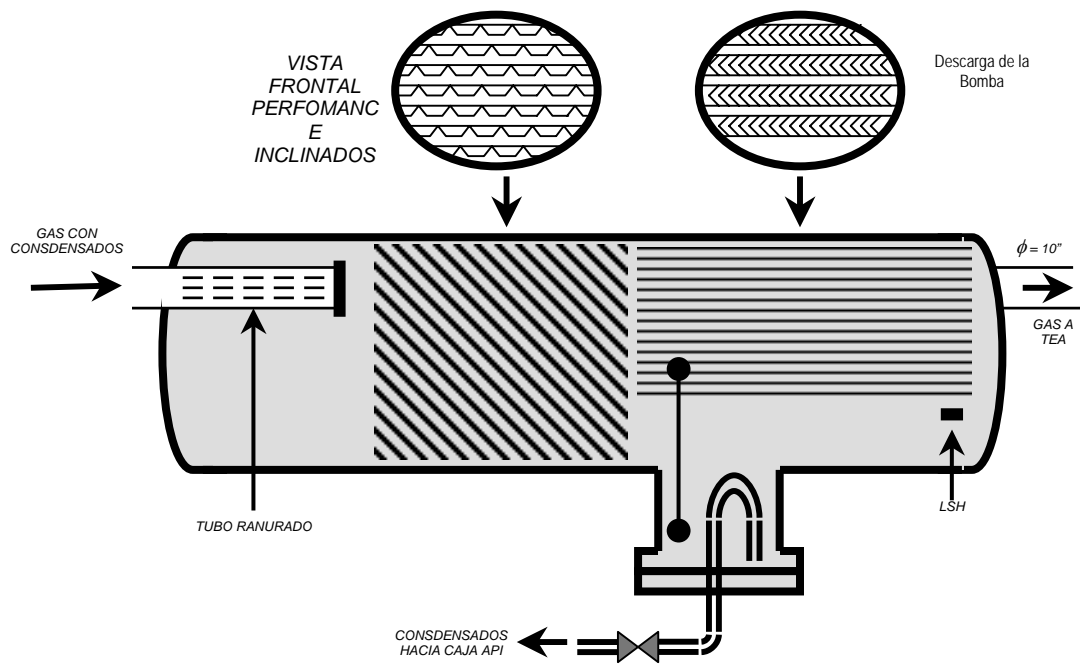
La única seguridad de este equipo es una señal de alto nivel de líquidos (LSH) la cual activa una bomba, la cual drena el exceso de líquidos. Adicionalmente a esto el torch gas scrubber posee un visor que permite observar el nivel de líquido dentro del equipo.

A continuación se dan los datos de placa del equipo:

- Industrias metálicas colombianas
- Diseñado por: E.A.C.
- Construido para: E.A.C.
- Ítem = DS-1909
- Servicio = Torch gas scrubber
- Número de serie = 055
- Año de construcción = 1990
- Presión de diseño = 0.84 Kg/cm^2 / 12 PSi
- Temperatura = -29 a 343 °C
- Presión de prueba = 1.4 kg/cm^2 / 20 PSI

- Radiografía = spot
- Capacidad = 3.57 m³
- Fluido contenido = gas crudo
- Peso total vacío = 2050 kg
- Reglas / código = Asme
- Diámetro = 1.2 mts
- Largo = 4 mts

Fig. 23. Torch gas scrubber



Fuente: autor

8. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

8.1. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS Ó GAS LIFT (LAG)

8.1.1. Generalidades Este sistema utiliza como energía la alta presión de gas almacenada dentro de una burbuja para levantar el líquido. Este método de levantamiento puede funcionar inyectando el gas en forma continua o intermitente por el anular a una presión ligeramente mayor a la que se tiene en la tubería de producción.

8.1.2. Componentes de Fondo

- **Mandril** Forma parte integral de la tubería de producción y cumple la función de sujetar la válvula a la profundidad determinada, además de controlar el paso de gas a través de ella.
- **Válvulas** Permiten el flujo de gas del anular hacia la tubería de producción y lo impiden en sentido contrario, sin embargo, el gas se inyecta únicamente por la válvula de operación en tanto que las válvulas que se encuentran por encima de está permanecen cerradas cuando el pozo esta en producción y solo se usan para descargarlo.

Las válvulas están constituidas por un domo en el que se aloja el elemento de carga (aire, gas o nitrógeno), un fuelle o elemento de respuesta, un obturador y un asiento sobre el cual descansa este.

8.1.3. Componentes de superficie

- **Compresor** suministra la presión y caudal de inyección requerido.

- **Líneas de distribución** Llevan el gas al pozo.
- **Equipo de control** compuesto por válvulas automáticas y un aparato de medición (Barton), instaladas en las líneas de distribución, para controlar el caudal y presión de inyección.

8.1.4. Mecanismo de operación Al inyectar el gas por el anular, este pasa a la tubería de producción a través de la válvula de operación la cual se abre en el momento en que la presión del anular es mayor a la ejercida por el elemento de carga. Una vez en la tubería de producción el gas se disuelve en el aceite reduciendo el peso de la columna de fluido y al expandirse en su movimiento ascendente desplaza el líquido hacia la superficie.

Básicamente este sistema tiene 3 puntos de control de caudal de inyección, dos de los cuales están en la operación del compresor y el otro en la válvula automática.

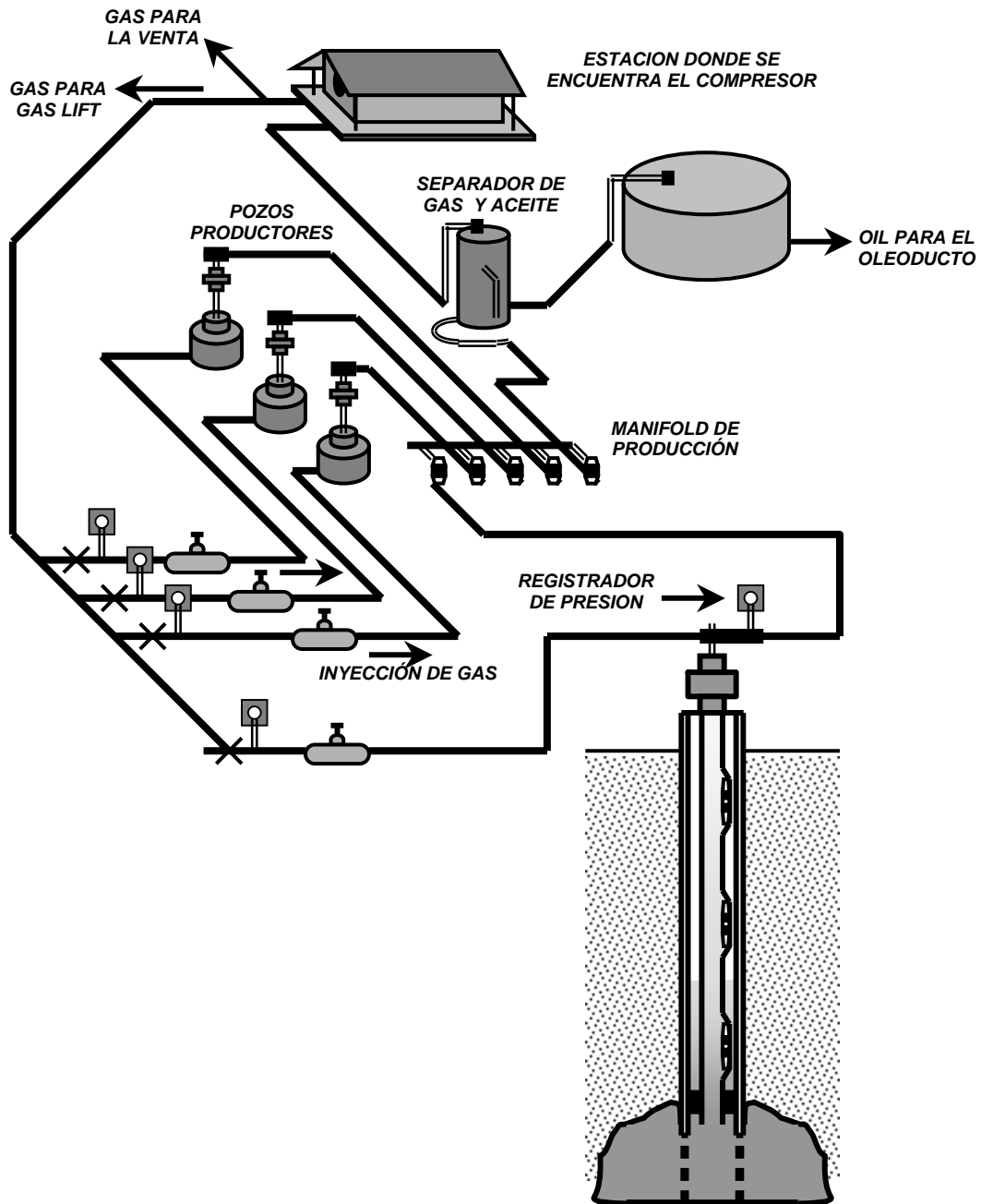
Se puede controlar el caudal de inyección operando la válvula automática, dándole más o menos apertura dependiendo de las necesidades. Aunque es de operación automática, se puede setear manualmente y luego ella automáticamente controla en dicho punto.

Otro punto de control del gas inyectado está en la manipulación de las revoluciones del motor del compresor, a mayor revolución más gas, a menores revoluciones menor cantidad de gas inyectado, esto se logra operando la entrada de gas combustible al motor; todo esto se puede hacer mientras la máquina se mantenga dentro de los rangos de operación para no ocasionar daños mayores en el equipo, lo que ocasionaría paro de la máquina y por ende pérdidas de producción.

El tercer punto del que se hace mención, tiene que ver con la operación de la presión de succión del compresor, la cual tiene una incidencia directa en el caudal de gas inyectado a los pozos. Tal presión está ligada a la presión de trabajo de los

separadores de la batería de producción y esta sería la presión máxima de succión a la cual podrían operar los compresores.

Fig. 24. Sistema típico de gas lift



Los problemas que se presentan más a menudo en la operación de dicho sistema tienen que ver con la mecánica de los compresores, pues es lo que falla con mayor frecuencia y lo que mayores pérdidas de tiempo y producción conllevan.

Caso La Gloria 2

➤ *Problema:* incremento repentino de la presión de casing de 1500 psi a 1680 psi en una hora. el incremento se presento entre el medio día y la una de la tarde. la salinidad del agua producida cambio.

➤ *Causas:* aumento en el peso de la columna del fluido producido por incremento instantáneo en el bs&w.

➤ *Recomendaciones:*

1. revisar con slick line si algún tapón o camisa de la sarta de producción no esta haciendo sello adecuado en alguna de las perforaciones aisladas.
2. revisar el cbl del pozo para determinar posibles daños o imperfecciones en la sedimentación del mismo.
3. analizar los registros eléctricos para determinar si las arcillas que separan los estratos productores son muy delgadas y puedan haberse roto.

Caso La Gloria 7

➤ *Problema:* la presión estática fluctúa cíclicamente de una manera poco brusca. el pozo produce por baches.

➤ *Causas:* el bs&w del pozo aumento progresivamente y la columna se hizo mas pesada.

➤ *Recomendaciones:* incrementar el caudal de gas inyectado.

Caso La Gloria 3

- *Problema:* el pozo produce por baches. esto se observa por las fluctuaciones de la presión del casing y tubing.
- *Causas:* diseño del pozo desactualizado.
- *Recomendaciones:* revisar y/o cambiar el diseño del pozo.

8.2. BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET

8.2.1. Generalidades El sistema de bombeo hidráulico es un sistema de levantamiento artificial de fluidos del pozo que consiste en transmitir energía a alta presión (2000 – 4000 PSI) al fondo del pozo por medio de un fluido presurizado (fluido motriz ó de potencia), permitiendo que el pozo fluya desde el fondo hasta la superficie.

El bombeo hidráulico tipo jet es relativamente nuevo en la industria del petróleo. Las primeras instalaciones de bombas hidráulicas tipo jet datan de 1852 en Inglaterra y es Hames Thompson a quien se le acredita como el primero en usar este tipo de bombas para el levantamiento de pozos de agua. El primer sistema de bombeo hidráulico comercialmente exitoso fue introducido en 1932.

En la década del setenta se obtiene el primer éxito comercial con la instalación de una bomba jet en un pozo de petróleo, y por más de dos décadas los sistemas de bombeo hidráulico tipo jet han ofrecido una solución a los ingenieros de producción para resolver una amplia gama de problemas en el campo de levantamiento artificial.

El bombeo hidráulico puede ser clasificado en las siguientes categorías:

- Según la bomba de subsuelo:
Bombeo reciprocante (de pistón).

Bombeo jet (de chorro).

➤ Según el manejo del fluido motriz

Sistemas de fluido motriz abierto (FMA).

Sistemas de fluido motriz cerrado (FMC).

➤ Según el sentido del flujo del fluido motriz en la bomba de subsuelo

Flujo normal.

Flujo inverso.

➤ Según el acople en fondo de la bomba de subsuelo

Bombas insertas

Bombas libres

• **Algunas de las ventajas más relevantes del bombeo hidráulico son:**

1. Los costos iniciales en equipos son menores en comparación a la mayoría de los otros sistemas de levantamiento artificial.
2. El bombeo tipo “libre” puede ser llevado a la superficie sin el costo o la demora del workover ó cuadrillas de servicio que resultan en un aumento de los costos de operación.
3. Comparados a las bombas mecánica, el sistema de bombeo hidráulico es capaz de elevar un volumen diario superior.
4. El bombeo hidráulico es compatible con la centralización y operación automática (sistematización).
5. Las ratas de desplazamiento pueden ser controladas más fácilmente sobre un rango más amplio con el bombeo hidráulico que en el bombeo mecánico.
6. El bombeo hidráulico puede ser usado en perforaciones desviadas, pozos perforados con dirección controlada y a sitios inaccesibles.
7. Los equipos poseen excelentes posibilidades de salvarse debido a la aplicación tanto en pozos profundos como en pozos con poca profundidad.
8. Las indicaciones de la presión superficial pueden ser usados para determinar el nivel del fluido de producción y para evaluar la operación del equipo subterráneo.

9. El tratamiento químico para parafinas y control de corrosión puede agregarse fácilmente al sistema hidráulico. También puede inyectarse agua fresca para disolver los depósitos de sal.
10. Pozos ó caballos de fuerza adicionales pueden ser agregados a la instalación de bombeo hidráulico original con un mínimo de costos extras.
11. Caudales de producción desde 100 hasta 15000 BPD, ajustables en superficie desde 20% a 100% de la capacidad.
12. Es capaz de funcionar a profundidades de operación mayores de 15000 pies.
13. Uso de agua ó crudo producido como fluido motriz.
14. Puede manejar crudos pesados.
15. Facilidades de superficie disponibles para aplicaciones de pozos individuales ó múltiples.

- **Algunas de las desventajas más importantes del bombeo hidráulico son:**

1. Requiere motores de alta potencia.
2. En pozos productores de arena no es recomendable.
3. Tendencia a la cavitación cuando se presentan bajas presiones y caudales bajos a la entrada de la bomba, especialmente en pozos que fluyen a baches.
4. En unidades con alta vibración el potencial de contaminación por fugas ocasionadas por rupturas de piezas es bastante alto.
5. El fluido motriz requiere de limpieza cuando se emplea fluido de la formación.

8.2.2. Bombas Tipo Jet La bomba jet pertenece a las del tipo de desplazamiento no positivo. Ella imparte energía al fluido bombeado a través del intercambio de momentum del chorro del fluido motriz a alta velocidad con los fluidos provenientes de la formación.

En un pozo de petróleo la presión generada debe ser suficiente para llevar los fluidos a superficie y a través del sistema de superficie al tanque de almacenamiento. La capacidad de levantamiento de la bomba es una función de la velocidad del fluido

motriz y de la relación de áreas la boquilla y la garganta, ya que esta relación determina la velocidad de la mezcla que sale de la garganta.

Para un tamaño de boquilla dado, el reducir la garganta aumentara la velocidad del fluido motriz a la salida de la garganta, aumentando así la capacidad de levantamiento, mientras se reduce la cantidad de fluido bombeado. Un aumento en la presión de la boquilla aumentará la velocidad de jet y las capacidades de levantamiento de la bomba.

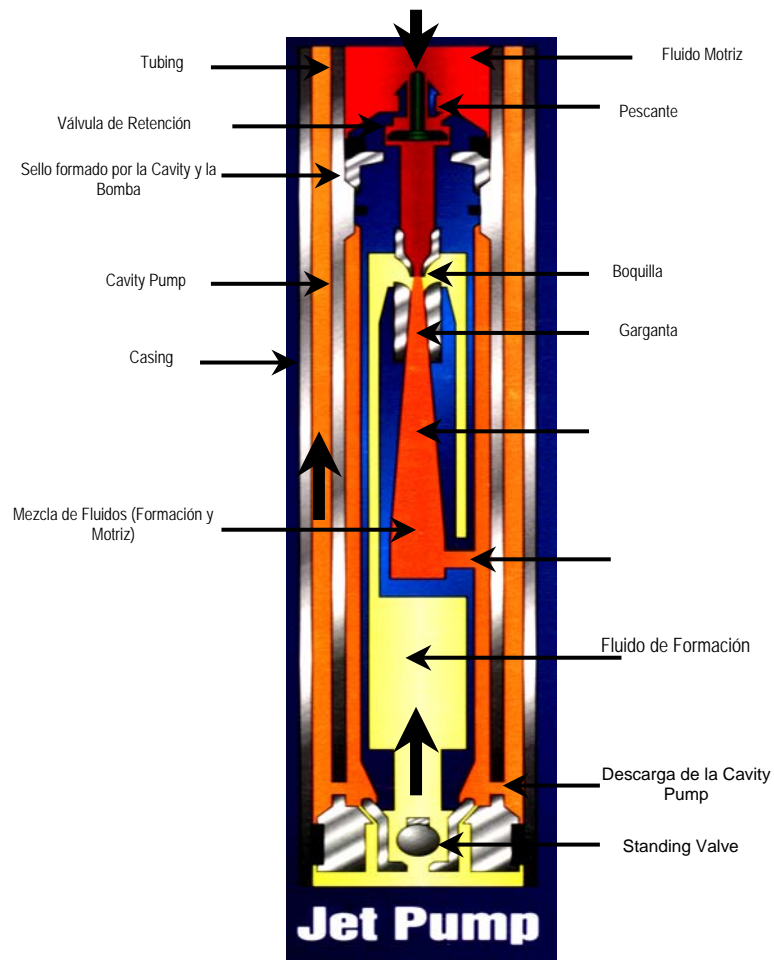
- **Funcionamiento** La figura siguiente ilustra el funcionamiento y los componentes down-hole más importantes en el sistema jet-pumpig. El proceso operativo es el siguiente: El fluido motriz inyectado a alta presión (baja velocidad) continuamente desde superficie, entra en la bomba jet por la parte superior a través del pescador y la válvula de retención para dirigirse hacia el interior de la boquilla. La alta presión del fluido motriz, al pasar a través de la boquilla en dirección a la garganta, cae apreciablemente y se convierte en velocidad, la cual genera un vacío a alrededor del espacio de separación entre la boquilla y la garganta (creándose la sección de succión del fluido de formación), suministrando así fuerza de succión a la bomba jet.

El fluido de la formación succionado fluye hacia el interior de la bomba a través de la cámara de entrada del fluido de formación y luego hacia el interior de la garganta. El fluido motriz a medida que avanza a través de la garganta pierde velocidad y gana cabeza de presión hasta llegar a la sección difusora, en la cual toda la energía cinética (velocidad) se convierte en cabeza de presión suficiente para impulsar la mezcla a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

El momento es transferido del fluido motriz a muy alta velocidad al fluido producido, causando un aumento de energía en la corriente de flujo. La energía cinética es convertida a presión estática mediante la disminución de la velocidad del fluido,

desarrollando la suficiente presión para levantar el fluido hasta la superficie. Esta transferencia de energía se logra en un ensamble de bomba compacta que no tiene partes móviles. Esta omisión de movimiento mecánico, ya sea dentro de la bomba o dentro del sistema de transmisión del fluido motriz, elimina muchas de las causas que acorta la vida de la bomba en la mayoría de los diseños de bomba de subsuelo.

Fig. 25. Partes de la bomba jet



Fuente, Archivo Perenco

El diseño de una bomba jet puede algunas veces llevarse a cabo con materiales y acabados especiales los cuales extienden la vida útil de la misma en pozos con producción de fluidos corrosivos y abrasivos. Usualmente las boquillas y la garganta

son construidas de carbono de tungsteno ó materiales cerámicos, cumpliendo tal fin. La bomba puede manejar significativos volúmenes de gas libre sin presentar los problemas creados en otros tipos bajo esta condición.

- **Componentes** Los componentes del equipo para el bombeo tipo jet los dividimos en dos grupos: los elementos instalados en superficie y los elementos instalados en el subsuelo.

- **Equipo de subsuelo** La sarta de subsuelo es la articulación entre el equipo de superficie y la unidad de producción del subsuelo. Este ofrece los canales de flujo necesarios a través de los cuales el fluido motriz y de formación van hacia y desde la unidad de producción. El arreglo de estos canales de flujo y el equipo requerido está determinado por el tipo de instalación a ser usada. El equipo de subsuelo se puede decir que está conformado por: La unidad de producción de subsuelo (la bomba de subsuelo), el casing, el tubing, los empaques, la cavity pump, la standing valve y en general todos los accesorios que son parte de la sarta de producción y del completamiento del pozo.

- **Unidad de producción de subsuelo** Es el corazón del bombeo hidráulico y en sí es la bomba de subsuelo y sus componentes (ver figura diagrama de flujo de la bomba jet). Para el caso de la bomba tipo jet son:

- **La boquilla** Cuya función es originar una caída de presión en el fluido motriz que pasa a través de ella, con la cual toda la presión es convertida en energía cinética en el jet. La boquilla es considerada como el motor de la bomba jet.

- **La Garganta (ó tubo de mezcla)** Es la parte de la bomba donde se unen los fluidos de la formación y el fluido motriz. La garganta es considerada la bomba del sistema jet.

→ **El Difusor (área expandida)** Es el elemento en el cual se convierte la energía cinética remanente a cabeza de presión, lo suficientemente alta para llevar los fluidos a superficie.

→ **La Cámara de succión** Es el área comprendida entre la boquilla y la garganta. Su función es permitir el paso de los fluidos de la formación hacia el interior de la garganta. El fluido penetra a la garganta por acción succionante que origina la caída de presión del fluido motriz a través de la boquilla.

- **Equipo de superficie** La secuencia de operación comienza con el fluido motriz el cual es succionado desde el tanque del sistema hidráulico hasta los pistones de la bomba de superficie. La bomba de superficie circula el fluido motriz a la presión requerida por el sistema de subsuelo. Allí, el fluido motriz es dirigido a cada pozo del sistema a través de líneas de fluido individuales y a través de la tubería del fluido motriz, a la unidad de producción de subsuelo. En la mayoría de los sistemas el fluido regresa a la superficie como una mezcla de fluido de producción y fluido motriz y es conducido a través de la línea de flujo a la estación. Después del tratamiento del agua, la separación del gas y la recuperación de sólidos, el petróleo va al tanque del sistema hidráulico para mantener un nivel de operación constante. El exceso de fluido motriz va a los tanques de almacenamiento. El tratamiento ó limpieza del fluido motriz anteriormente mencionado corresponde al sistema que involucra un tanque de almacenamiento de fluido de potencia; otros sistemas existentes son el unidraulic de recipiente sencillo y el unidraulic de doble recipiente, de los cuales se hablará extensamente más adelante.

→ **Unidad de potencia superficial** Es la fuente generadora de potencia para el sistema de bombeo hidráulico. Consiste de un generador de energía, una bomba con su respectivo sistema de seguridad y protección necesarias. Proporciona el flujo motriz para operar las unidades de producción. Las unidades de potencia son bombas

de desplazamiento positivo normalmente equipadas con pistones para el desplazamiento del fluido motriz.

La bomba de desplazamiento positivo debe tener:

- Camisas y pistones que estén fabricados de materiales adecuados para el servicio.
- Camisas y pistones de tamaños adecuados para proporcionar el volumen y la presión requerida para operar las unidades de subsuelo.
- Amortiguadores de descarga para ayudar a eliminar vibraciones.
- Válvulas de alivio de presión y de paso manuales.
- Sistema de seguridad de paralización del proceso por alta y baja presión de succión y descarga, por vibración, alto y bajo nivel de aceite en el sistema de engranajes de la bomba y el reductor.

La velocidad de una unidad de producción puede ser controlada por la velocidad de la bomba superficie si es accionada por un motor a gas. Si la bomba superficie es accionada a una velocidad constante por un motor eléctrico, entonces la velocidad de la unidad de producción es controlada por una válvula de control de flujo ajustable que regresa al fluido motriz en exceso hacia la unidad de acondicionamiento del fluido motriz (recirculación de fluido motriz).

Los sistemas de bombeo hidráulico implican el uso de presiones relativamente altas para reducir pérdidas de presión e incrementar la capacidad de levantamiento y eficiencia del sistema. La presión de operación en superficie generalmente se encuentra entre 2000-4000 PSI con presiones más altas utilizadas en pozos más

profundos. Caudales de fluido motriz van desde unos pocos BPD hasta más de 3000 BPD.

Mientras algunas bombas centrifugas multietapas son apropiadas para este rango de presión, son generalmente muy ineficientes para caudales bajos asociados con aplicaciones en pozos individuales.

Bombas centrifugas multietapas pueden ser usadas efectivamente cuando múltiples pozos son bombeados desde una batería central. La experiencia ha recomendado el uso de bombas de desplazamiento positivo para este tipo de aplicación. La mayoría de instalaciones de bombeo hidráulico utiliza bombas triplex ó quintuplex movidas por motores eléctricos ó de gas. Las bombas múltiplex manejan rangos de potencia de 30 a 625 HP. Para el servicio de aceite limpio a alta presión estas bombas usan émbolos y líneas metal a metal y válvulas tipo globo (componentes que requieren poco mantenimiento). Para el servicio con agua a alta presión se utilizan émbolos y líneas con empaquetadura.

Como elementos auxiliares se incluye una válvula de alivio, indicadores de presión y switch de seguridad.

Cada pistón bombea individualmente hacia una entrada y salida común del multiplex, debido a que la descarga ocurre solamente en la carrera ascendente hay pulsaciones en el flujo de descarga por esta razón generalmente se emplean dampers ó amortiguadores.

→ **Sistemas de control superficial** El sistema de control superficial es el cerebro de una instalación de bombeo hidráulico. Regula la rata y dirección del movimiento del fluido desde y hasta las unidades individuales de producción en el subsuelo. Dentro del equipo tenemos: El distribuidor-regulador, las líneas de fluido motriz y el cabezal del pozo como componentes del sistema de control superficial.

→ **El Distribuidor-Regulador del Fluido Motriz** De todos los elementos del sistema de bombeo hidráulico, el distribuidor-regulador ofrece mayor número de arreglos alternos y opcionales. Se debe seleccionar de tal manera que ofrezca seguridad y flexibilidad para agregar pozos adicionales y comodidad de operación.

Las funciones básicas del distribuidor-regulador son:

- Distribuir el fluido motriz desde la bomba de superficie hasta los pozos.
- Regular la cantidad de fluido motriz a cada pozo para obtener la velocidad de operación deseada.
- Ofrecer un medio para medir por contador el fluido motriz a cada unidad de producción de subsuelo de tal forma que la eficiencia del motor y de la bomba pueda ser calculada.
- Ofrecer un medio para circular tapones disolventes en las líneas superficiales del fluido motriz para disolver la parafina.
- Ofrecer un medio para medir la presión de operación para cada pozo.
- Ofrecer un medio para desviar el exceso de fluido motriz.
- Permitir la inyección de cualquier producto químico en el fluido motriz.

→ **Líneas de Fluido Motriz** Son el conducto para llevar el fluido motriz del distribuidor a las cabezas de pozos individuales. Estas líneas generalmente consisten en tuberías soldadas, las cuales han sido probadas a 5000 psi. la tubería generalmente se debe limpiar con un chorro de arena y enjuagarse con petróleo antes de su instalación para remover costras que pueden obstruir ó contaminar el fluido motriz. Las líneas de fluido motriz deben ser lo suficientemente amplias para que no se presenten pérdidas de presión por fricción y circulen los volúmenes de fluido

suficientes. El tendido de líneas sobre el suelo permite que la parafina se endurezca en el interior. Si la parafina es un problema se deben circular tapones de disolventes periódicamente para remover tales acumulaciones, en el caso de que el fluido motriz sea crudo.

→ **Equipo de Cabeza de Pozo** Para las instalaciones tipo convencional se requiere un equipo de cabeza que tenga un sistema de recepción de la bomba de subsuelo apropiada. Los sistemas de bombeo libre, requieren controles ó juegos de válvulas apropiados para dirigir el fluido motriz para la operación de recuperación de la bomba. Para una máxima conveniencia y economía, se usa un equipo de control de cabezal de pozo, frecuentemente referido como una “válvula de cuatro vías”. Esta válvula le permite al operador:

- Circular la bomba dentro del pozo y operarla
- Recuperar la bomba para reparaciones
- Desviar el fluido motriz dentro de las líneas de flujo
- Drenar los dos pasajes de flujo de tal manera que el receptor pueda ser removido para la recuperación de la bomba de superficie.

En nuestra compañía la válvula de 4 vías no es empleada, en su reemplazo el arbolito en cabeza de pozo hace uso de un juego de válvulas que involucra dos válvulas master, dos casing valves (válvulas para casing), dos wing valve (válvulas para el tubing), una swab valve y en algunos pozos un catcher. Los pozos que poseen catcher son los pozos más nuevos y en su sarta de producción no hay mandriles. Algunas veces cuando el pozo es de flujo natural, es necesario instalar una extensión (tubo) entre la swab valve y el catcher para crear un espacio suficiente en el arbolito de tal manera que la bomba de subsuelo se acomode en el mismo y se pueda cerrar una de las válvulas master para suspender el flujo de pozo.

Las cabezas de pozo que no contienen catcher son los pozos más antiguos y en su sarta de producción existen mandriles. Cuando la cabeza de pozo no contiene catcher, no existe la extensión y el juego de válvulas que se acopla al catcher. En su lugar se instala un CAP en el tope del arbolito.

- **Fluido Motriz O Fluido De Potencia** El fluido motriz o fluido de potencia es por decirlo así la sangre del bombeo hidráulico. Su función es la de dar la energía necesaria para que la bomba de subsuelo ya sea de pistón ó tipo jet funcione adecuadamente. El fluido motriz puede ser agua ó crudo dependiendo de las instalaciones superficiales montadas y de las necesidades y preferencia del operador de los equipos. El trabajo hecho por el fluido motriz es aquel requerido para vencer la fricción y elevar el fluido producido hacia la superficie. Las ventajas y desventajas del fluido motriz del tipo crudo y agua serán mencionadas a continuación.

→ **Ventajas Del Fluido Motriz Crudo:**

- × La columna a levantar es menos pesada.
- × Es poco corrosivo e incrustante.
- × Los pistones de la bomba sufren menos desgaste debido a que el fluido trabaja como un lubricante.
- × No se necesitan aditivos para mejoras la lubricación.

→ **Desventajas Del Fluido Motriz Crudo:**

- × Los problemas potenciales de derrames son difíciles de manejar.
- × Pérdidas de presiones grandes ocasionadas por la alta viscosidad.
- × Problemas eminentes de incendios.
- × Mayor dificultad para la remoción de sólidos.
- × Probabilidad de formación de parafinas y asfaltenos.
- × La presión requerida en superficie es alta.

→ **Ventajas Del Fluido Motriz Agua:**

- × La limpieza de sólidos (arena) es más sencilla.
- × Menor probabilidad de riesgos por incendios.
- × Si el agua empleada es dulce los derrames son menos perjudiciales.
- × Las pérdidas de presión son mínimas debido a la baja viscosidad.
- × La presión requerida en superficie es más baja.

→ **Desventajas Del Fluido Motriz Agua:**

- × Son necesarios algunas veces aditivos para la lubricación de los pistones.
- × Se pueden formar incrustaciones en la línea y en la boquilla de la bomba de subsuelo.
- × Se pueden presentar problemas de corrosión.
- × La columna a levantar es más pesada
- × Incrementos en los costos operativos debido al uso de inhibidores.

→ **Características Del Fluido Motriz**

- × No poseer sólidos abrasivos como arenas.
- × No ser espumoso para evitar la cavitación.
- × No poseer gas.
- × No ser corrosivo.
- × No ser incrustante.
- × No tener tendencia a la precipitación de parafinas y asfaltenos.
- × Ser homogéneo.
- × Ser compatible con los fluidos de formación del pozo.

➤ **Análisis Del Fluido Motriz (Base Aceite)** Basados en el procedimiento de prueba usado por la Wolf Petrolab y los resultados de cerca de 50 análisis individuales de fluido motriz en la Permina Basin, los siguientes valores máximos han sido establecidos como permisibles para un aceite de potencia aceptable.

Sólidos totales máximos – 20 partes por millón.

Máximo contenido de sal – 12 libras / 1000 barriles de petróleo.

Tamaño máximo de partículas – 15 micrones (en pequeñas cantidades)

La calidad del fluido motriz, especialmente el contenido de sólidos, es un factor importante que incide en la vida de la bomba y en costos de reparación. El contenido de sólidos permisibles varía dependiendo de la definición de "vida aceptable de la bomba" y también de la viscosidad del crudo, generalmente 10-15 ppm es aceptable para crudos de 30°-40°API. Para crudos más pesados, una mayor cantidad de sólidos puede ser tolerada, mientras que para agua menos cantidad de sólidos es permitida.

➤ **Sistemas O Instalaciones De Subsuelo** El sistema de subsuelo es la articulación conectora entre el equipo de superficie y la unidad de producción de subsuelo. Este ofrece los canales de fluido necesarios a través de los cuales el fluido motriz y la producción van hacia y desde la unidad de producción. El arreglo de estos canales de fluido y el equipo requerido esta determinado por el tipo de instalación a ser usada. Las instalaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

➤ Según el manejo del fluido motriz en : Instalaciones para fluido motriz abierto (**FMA**) e instalaciones para fluido motriz cerrado (**FMC**)

➤ Según la forma en que quede la bomba de subsuelo en: Instalaciones de **bomba fija** e instalaciones de **bomba libre**.

Una variedad de sistemas ó instalaciones de subsuelo se pueden utilizar. La instalación empleada en Perenco es la denominada “**tubería de revestimiento libre**”.

Cuando la bomba es enroscada al final de una sarta de tubería y es bajada dentro del pozo esta es llamada "**bomba de inserción fija**". Cuando la bomba es adecuada

dentro de la tubería del fluido motriz y es libre para ser circulada hacia el fondo del pozo y regresar afuera de nuevo, esta es llamada "**bomba libre**".

Sistema De Fluido De Potencia Abierto (F M A) En el sistema FMA, la bomba superficial obtiene el fluido motriz de un tanque de asentamiento ó de un recipiente separador ó reservorio. Hay cuatro disposiciones básicas de subsuelo en el sistema de FMA. A continuación se hablará de los sistemas ó instalaciones mas usados.

➤ **Inserción Fija** En este sistema la bomba de subsuelo se acopla ó inserta en una sarta pequeña ó delgada de tubería llamada “tubería de fluido motriz” dentro de la tubería de producción ó tubing. La bomba de subsuelo hace parte de la sarta de fluido motriz ó tubería delgada y descansa sobre una zapata de asentamiento que hace parte de tubing. El fluido motriz se inyecta a través de la tubería delgada y posteriormente entra a la bomba en donde se mezcla con el fluido producido por el pozo. La mezcla de fluido motriz gastado y el fluido producido por el pozo retornan a la superficie a través del espacio anular formado por el interior del tubing y la tubería delgada. El gas de formación es liberado por el espacio anular entre el diámetro externo del tubing y el diámetro interno del casing.

La tubería de fluido motriz es usualmente una tubería de $\frac{3}{4}$ ", 1" ó $1\frac{1}{4}$ ", dependiendo del tamaño de la tubería de producción.

➤ **Tubería De Revestimiento Fija** En este sistema la bomba de subsuelo se acopla a la punta de la sarta de producción o tubing y se apoya en un obturador de la tubería de revestimiento ó casing. El fluido de potencia se inyecta a través del tubing. Posteriormente el fluido motriz se mezcla con el fluido producido por el pozo y retorna la mezcla a superficie a través del espacio anular formado por el interior del casing y el diámetro externo del tubing. Todo el gas libre se debe producir a través de la bomba.

➤ ***Tubería De Revestimiento Libre*** En este sistema una sarta de producción ó tubing se inserta y apoya en un obturador de la tubería de revestimiento. En la sección inferior de la sarta de producción se instala una herramienta llamada CAVITY PUMP la cual debe cumplir las siguientes funciones:

- Permitir que la standing valve se asiente en la parte inferior de cavity pump
- Formar un sello con la bomba de subsuelo que impida la comunicación del fluido motriz con la mezcla que sale de la bomba (fluido motriz + fluido producido).
- Permitir la descarga de la mezcla (fluido motriz + fluido producido) desde el tubing hacia el casing, mejor dicho permitir la comunicación entre el tubing y el casing.

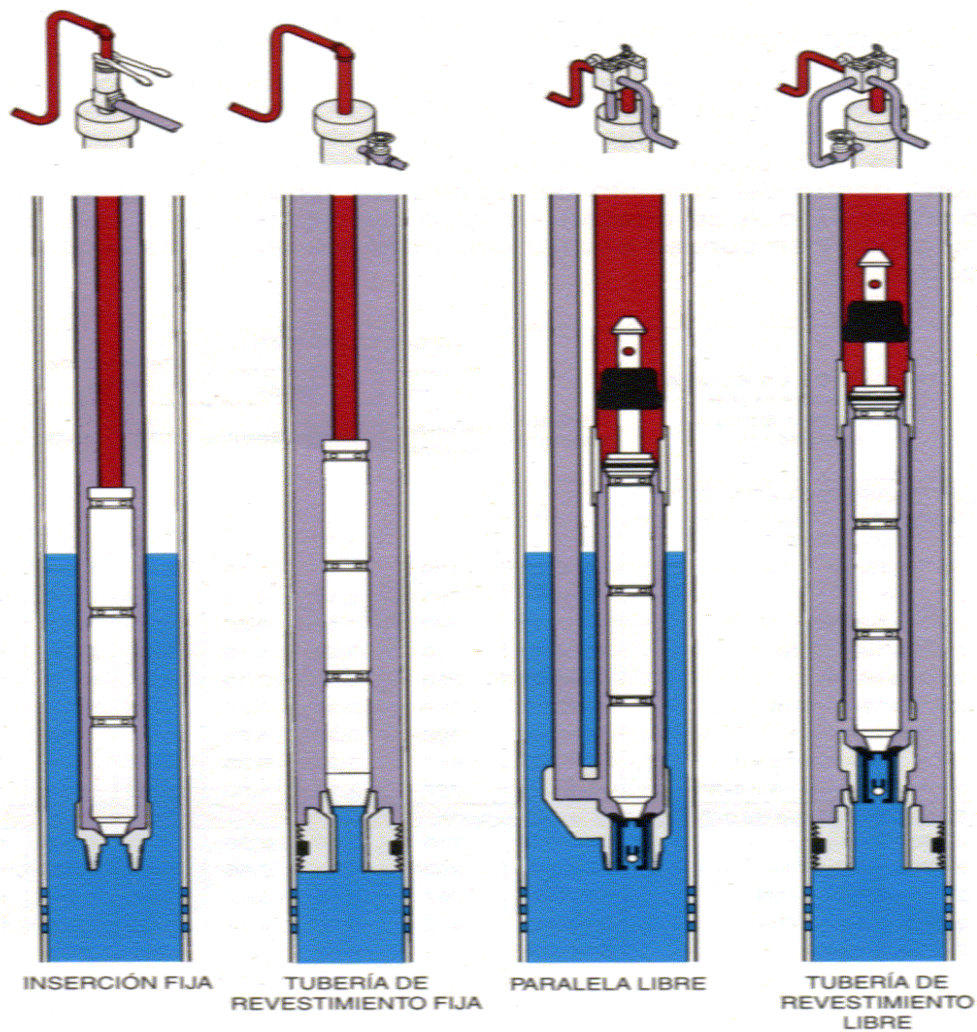
En esta instalación el fluido motriz es inyectado a través del tubing y posteriormente se mezcla con el fluido producido por el pozo dentro de la bomba. La mezcla retorna a superficie a través del espacio anular formado por el casing y el tubing. Todo el gas libre se debe producir a través de la bomba.

Para la operación de recuperación de la bomba de subsuelo, el fluido motriz es inyectado a través del anular y posteriormente regresa a la superficie a través del interior de tubing.

La instalación de la bomba libre tipo casing ó revestimiento debe ser usada solamente en pozos con relaciones bajas gas – petróleo.

Una modificación de esta instalación puede ser hecha para superar el problema creado al producirse gas a través de la bomba y esto es ventilando el gas. Para esto se instala una tubería de venteo de gas que trabaja independientemente y paralelamente a la tubería de fluido motriz ó tubing en este caso. La nueva tubería es insertada en el collar de venteo de gas localizado entre el obturador y la cavidad. Esto permite ventear hacia arriba el gas producido por el tubo en lugar de producirse a través de la bomba.

Fig. 26. Instalaciones más comunes de bombas jet.



Fuente, Archivo PERENCO

- **Sistemas Superficiales De Potencia Empleados En Bombeo Hidráulico Para El Tratamiento De Los Fluidos** Es evidente que la presencia de gas, sólidos ó materiales abrasivos en el fluido motriz, afectará seriamente la operación y la vida útil de la unidad. Por esta razón, el principal objetivo al tratar el petróleo ó el agua para usarse como fluido motriz es mantenerlo libre de gas y sólidos tanto como sea posible. Además, el tratamiento químico del fluido motriz puede ser benéfico para la vida de la unidad de producción.

La instalación de potencia superficial puede ubicarse en un lugar central para servir a múltiples pozos, empleándose un *tanque de fluido motriz* el cual alimentará a varias bombas de superficie las cuales inyectarán el fluido motriz a varios pozos. Otra instalación de potencia superficial es la llamada *unidraulic* que es un sistema montado sobre un patín y puede ser ubicada en cabeza de pozo. Las unidades unidraulic pueden ser: *unidraulic de recipiente sencillo* y *unidraulic de doble recipiente*.

➤ ***Instalación De Potencia Superficial Con Tanque De Fluido Motriz*** Este sistema emplea el proceso de decantación ó sedimentación como principio de operación. El objetivo básico del proceso de decantación es remover partículas extrañas del crudo por gravedad o por sedimentación en un sistema de flujo continuo. Todas las especificaciones para la tubería y tanques de un sistema de tratamiento de fluido motriz adecuado se hacen bajo este requerimiento de asentamiento.

En un tanque de fluido estático, se supone que todas las partículas contenidas en el petróleo se asentarán en el fondo. Algunas de estas partículas, tales como arena fina, ó gotitas de agua se asentarán lentamente. Otros sólidos más pesados ó gotas de agua más grandes, se asentarán más rápidamente. La diferencia en la rata de asentamiento se debe a la diferencia en la densidad del petróleo, el agua y los sólidos. La densidad de la mayoría de los sólidos es mayor que la densidad del petróleo por esta razón se asentarán más rápidamente, mientras que la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo es más pequeña. Luego la separación por gravedad será más lenta.

En un sistema de fluido motriz actual, no es ni práctico, ni económico suministrar un espacio que ofrezca asentamiento bajo condiciones perfectamente fijas. Es necesario, en lugar de ello, mantener un tanque del cual se pueda sustraer de manera automática crudo limpio. Una separación adecuada se puede lograr cuando el flujo ascendente a través del tanque de asentamiento es mantenido a una rata, la cual sea más baja que la

rata de asentamiento de las partículas. Si la rata ascendente del fluido es aún un poco mayor que la rata a la cual las partículas descienden, éstas ascenderán por el fluido.

Se ha deducido por experiencia que en la mayoría de los casos, una velocidad ascendente de 1 pie por hora es lo suficientemente baja para proporcionar una separación por gravedad.

Un sistema típico de fluido motriz abierto que emplea una instalación de potencia superficial de tanque de fluido motriz se muestra en la siguiente figura (tanque **de fluido motriz y accesorios**).

➤ ***Funcionamiento De Una Instalación De Potencia Con Tanque De Fluido Motriz*** La mezcla compuesta por el fluido producido y el fluido motriz gastado proveniente del pozo entra a la estación de producción y hace su paso por los separadores, tratadores, etc. Posteriormente el crudo separado se dirige hacia el tanque de almacenamiento de fluido motriz, en este recorrido se une con el fluido motriz recirculado por las bombas de superficie para luego entrar al tanque ó separador de gas que hace la separación final gas-petróleo de tal manera que el petróleo sea estable a presión atmosférica. Si no se separa completamente el gas del petróleo, el gas transportado puede entrar al tanque de asentamiento y puede alterar el sistema de asentamiento haciendo que el fluido del tanque se invierta y se revuelque.

Una vez el fluido sale del separador de gas entra al tanque de asentamiento por el fondo haciendo uso de un repartidor el cual tiene como objetivo distribuir el crudo por el tanque para evitar su canalización y por ende aumentar el tiempo de residencia del crudo en el tanque de asentamiento de fluido motriz.

El tanque posee un control de nivel ubicado cerca al tope del mismo el cual garantiza que solo el crudo en exceso vaya al tanque de almacenamiento. La salida de crudo al tanque de almacenamiento esta ubicada entre el repartidor y la salida de emergencia

de fluido motriz. La salida de crudo producido al tanque de almacenamiento y las de fluido motriz están ubicadas en lados opuestos para garantizar una distribución balanceada de fluidos dentro del tanque de asentamiento de fluido motriz.

El crudo limpio de sólidos, gas y agua sale por una línea principal ubicada cerca el tope del tanque pero por debajo del control de nivel, este crudo de salida ya está convertido en fluido motriz limpio y posteriormente es succionado por las bombas de superficie para luego ser inyectado al fondo del pozo, el fluido motriz sobrante es recirculado. Existe adicional a la línea de salida de fluido motriz otra línea de emergencia ubicada por debajo de la línea principal la cual permanece cerrada y solo se abre en casos extremos ó cuando se vaya a arrancar el sistema ó una bomba.

El fondo del tanque de asentamiento de fluido motriz es cónico para proporcionar un drenaje efectivo de sólidos y agua a través de una línea de drenaje.

Un tanque con estas especificaciones generalmente ofrecerá una carga adecuada para el flujo del crudo por gravedad desde el tanque hasta la succión de la bomba. Si más de una bomba de estas es requerida para este sistema, se pueden colocar tanques de fluido motriz individuales para cada bomba, ó puede usarse un solo tanque grande, lo cual es siempre más económico y reúne más eficientemente las necesidades de operación. Si un solo tanque suministra la succión a varias bombas, se recomienda tener líneas de succión individuales para cada bomba.

- ***Instalación De Potencia Superficial Unidraulic*** En 1969 la Armco-Fluid Packed Pump aprobó un programa para el desarrollo de un sistema de bombeo hidráulico unificado diseñado para competir con el bombeo mecánico. Los equipos de pozo de subsuelo y de superficie permanecieron iguales, pero la planta de potencia y el equipo de acondicionamiento del fluido motriz serían ensamblados sobre un solo patín, el cual podría ser colocado cerca del pozo. El nombre de ***UNIDRAULIC*** fue seleccionado para describir este nuevo concepto de bombeo hidráulico.

El corazón de este sistema es la unidad de acondicionamiento del fluido motriz la cual fue diseñada para proporcionar fluido motriz limpio y apropiado con el uso de un separador centrífugo que es diferente a aquel en el cual la separación de los sólidos se hace por gravedad dependiendo del tiempo de asentamiento. La UNIDRAULIC permite el uso de agua ó de petróleo como fluido motriz, contiene una planta de potencia para suministrar el caballaje necesario para el levantamiento artificial de un solo pozo ó más.

La primera unidad Unidraulic se instaló en un pozo de 5100 ft en el sur de Texas, 20 de Enero de 1970. Este es probablemente el desarrollo mas importante en el campo del bombeo hidráulico desde la introducción de la bomba libre en 1948.

Este sistema UNIDRAULIC ofrece algunas ventajas tales como:

- Es fácilmente transportable y los costos de instalación son mínimos
- Funciona tanto con bomba de pistón como de choro ó jet.
- Elimina el costo del tanque de fluido motriz.
- No requiere instalaciones de tratamiento superficial en la batería.
- Es un medio rápido, sencillo y económico de producir un solo pozo hidráulicamente.
- Las pruebas de pozo son más exactas y fáciles de hacer.
- Los riesgos de incendio son reducidos cuando se emplea agua como fluido motriz.
- Elimina las largas líneas de fluido motriz (líneas costosas de alta presión).

Un sistema de potencia para un pozo individual es un conjunto de componentes instalados cerca al lugar del pozo, que realiza las funciones normalmente desarrolladas por una planta central. Los componentes básicos son: Un separador gas-líquido, separadores centrífugos para la remoción de sólidos del fluido motriz y una bomba de superficie. Estas unidades son portátiles y requieren una mínima labor de instalación eliminando la necesidad del planeamiento avanzado que implica una planta central de potencia. Siempre se utilizan con el sistema FMA, pero tienen una

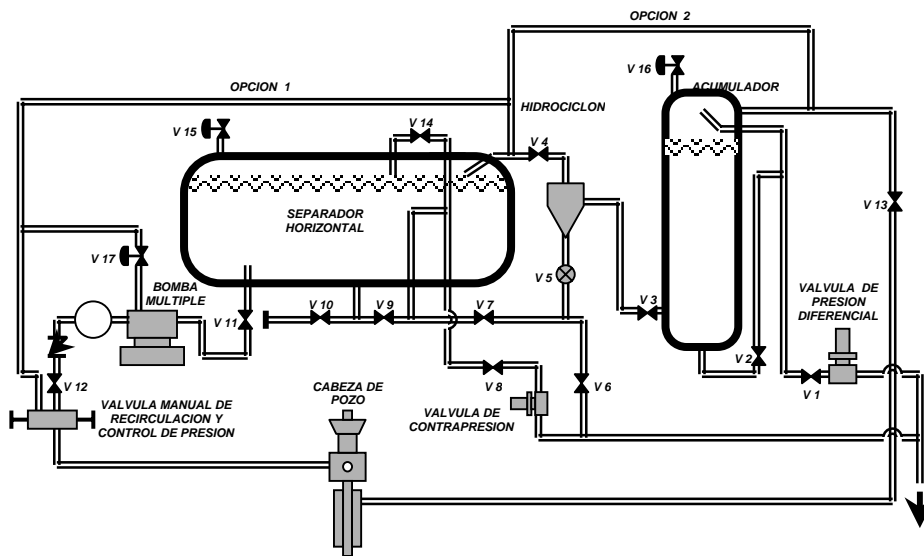
característica similar con el sistema FMC. La producción neta del pozo viaja dentro de la línea de flujo mientras el fluido motriz es recirculado en el sitio del pozo. El sistema de potencia para pozos individuales se caracteriza además, por ser simple, flexible, compacto y portátil.

Estas unidades se encuentran en arreglos de uno y dos recipientes (separadores). El fluido retoma desde el pozo como una mezcla de aceite, agua y gas producido, más el fluido motriz, entra al separador, en donde la separación básica de aceite, agua y gas toma lugar. El gas libre es descargado a línea de flujo con un sistema de venteo que provoca la formación de una capa de gas todo el tiempo dentro del separador. Los fluidos del pozo se separan en fluido motriz y fluido producido. El fluido motriz pasa a través de uno ó más ciclones desarenadores para remover sólidos. Los hidrociclones requieren una presión diferencial a través de ellos entre 30 y 50 PSI, antes de entrar a la bomba múltiplex en donde es presurizado para reinyectar el fluido motriz. En el sistema de doble recipiente, esto se logra por medio de una válvula de presión diferencial entre los dos separadores. La energía para mantener esta caída de presión es proporcionada por la bomba mutiplex, a través de la bomba de fondo. En el sistema de un solo separador, una bomba de carga y una válvula de control de presión son necesarias para mantener las presiones apropiadas. El flujo de fondo del ciclón desarenador contiene alta concentración de sólidos y es descargado a la línea de flujo ó devuelto al sistema del separador. Una vez el sistema está estabilizado en cuanto al fluido motriz seleccionado, la producción del pozo es descargada dentro de la línea de flujo desde el separador, el cual se mantiene a una presión mayor que la de esta. El nivel de fluido total en el separador es controlado por un tubo ascendente a la salida del mismo.

- *Tipos De Sistemas De Unidraulic* En el mercado existen dos sistemas UNIDRAULIC, uno es el de **recipiente sencillo** ó de **un solo separador** y otro es el de **doble recipiente** ó **doble separador**.

➤ **Unidraulic De Doble Recipiente O Doble Separador** Es el mas utilizado en los campos de Perenco debido a su diseño compacto y de fácil instalación. Este tipo de UNIDRAULIC básicamente consta de: un separador vertical (acumulador), un juego de hidrociclones, un separador horizontal, una bomba de desplazamiento positivo con su respectivo motor, un damper amortiguador de vibración, una válvula de recirculación de fluido motriz en la descarga de la bomba, una PSV en la descarga de la bomba, una válvula de presión diferencial en la salida del acumulador, una válvula de contrapresión a la salida del separador horizontal, dos PSV una para el acumulador y otra para el separador horizontal y un conjunto de válvulas de corte que permiten direccionar los fluidos dentro de la unidad. En la siguiente figura se observa una perspectiva de la unidraulic de doble separador ó doble recipiente.

Fig. 27. Unidraulic de doble separador



Fuente: autor

→ **Descripción Del Funcionamiento** En la anterior figura se observa un esquema del sistema unidraulic de dos separadores en el cual las válvulas son enumeradas (V-#) para proporcionar una mayor comprensión en la descripción del funcionamiento de la unidad.

El fluido de retorno del pozo (fluido de potencia más fluido de producción) llega primero al acumulador ó separador vertical a través de la válvula de corte de producción ó **V-13**. El acumulador actúa como un separador trifásico, en el cual la mayor parte del gas producido es separado del líquido y aquí también se selecciona el tipo de fluido motriz a ser empleado en el sistema.

El fluido (agua ó aceite) que se va a utilizar como fluido de potencia sale del acumulador a través de la **V-3** y pasa entonces por uno ó varios separadores centrífugos ó hidrociclones para remover los sólidos (arena) presentes. El fluido a tratar entra al hidrociclón por la boquilla ubicada a un costado del mismo. El hidrociclón transforma la presión diferencial entre el acumulador y el separador horizontal en velocidad, provocando un asentamiento de los sólidos suspendidos. Los sólidos son llevados al fondo del cono y la fase líquida siendo más liviana, asciende por un remolino en espiral hacia la conexión de descarga del líquido en la parte superior del hidrociclón. El fluido ya libre de sólidos como se dijo anteriormente sale por la sección superior del hidrociclón y pasa a través de la **V-4** para entrar como fluido motriz limpio dentro del tanque de reserva á separador horizontal, en donde una separación adicional por gravedad del agua, el petróleo, el gas y la arena se efectúa. El fluido sobrante que entró al hidrociclón se descarga a la línea de producción por la parte baja del mismo a través de la **V-5** ó en su defecto por una colombina perforada y posteriormente sale por la **V-6**, llevando consigo la arena que no deben entrar al separador horizontal.

El exceso de fluido y de gas del acumulador ó separador vertical puede ser descargado a través de un desfogue ó venteo (parte superior de acumulador) cuando la **V-2** (parte inferior del acumulador) está cerrada que es el caso cuando el fluido motriz seleccionado es agua. Cuando el fluido motriz seleccionado es crudo el exceso de fluido líquido del acumulador es descargado por la **V-2** que se debe encontrar abierta y el gas se venteado por la parte superior del acumulador (desfogue ó venteo). Sea cual sea el fluido motriz seleccionado el exceso de fluido del

acumulador es el mismo fluido de producción y este se dirige hacia la línea de producción u oleoducto haciendo su paso a través de la **V-1** y la válvula de presión diferencial. Esta válvula de presión diferencial actúa para mantener una presión de máximo 225 PSI en el acumulador y así crear un diferencial de presión constante (30-50 PSI) entre acumulador y el separador vertical. Este diferencial de presión es el que permite el funcionamiento del hidrociclón.

El exceso de fluido del separador horizontal puede ser descargado a través de un desfogue ó venteo (parte superior del separador horizontal) cuando la **V-9** (parte inferior del separador horizontal) está cerrada que es el caso cuando el fluido motriz seleccionado es agua. Cuando el fluido motriz seleccionado es crudo el exceso de fluido líquido del separador horizontal es descargado por la **V-9** que se debe encontrar abierta y el gas se venteado por la parte superior del separador horizontal por la válvula **V-14** (desfogue ó venteo). Sea cual sea el fluido motriz seleccionado el exceso de fluido motriz que no es tomado por la bomba de superficie es conducido hacia el oleoducto haciendo su paso por la **V-8** y la válvula controladora de presión del separador horizontal. Esta válvula controladora de presión actúa para mantener una presión de máximo 180 PSI y mínimo 60 PSI en el separador horizontal. La presión es ajustada para mantener una presión constante en el sistema por encima de la presión necesaria en la línea de flujo para que llegue la producción a la batería.

El fluido motriz limpio empleado por la bomba de superficie es tomado de la parte inferior del separador horizontal. Algunas unidades presentan una extensión ó tubo vertical en la toma del fluido motriz del separador horizontal para evitar arrastrar hacia la succión de la bomba, la arena decantada en el equipo en mención. El fluido motriz limpio sale por la **V-11** y lo toma la bomba superficial de desplazamiento positivo pasando luego el fluido motriz por el damper (reductor de pulsaciones ó vibración), el cheque y la válvula de corte de la descarga ó **V-12**, para dirigirse a la cabeza del pozo ó al distribuidor de fluido motriz en su defecto.

Algunas veces no todo el fluido motriz manejado por la bomba de superficie es inyectado al pozo, ya sea porque el diseño no lo permite ó porque la presión se incrementa a valores indeseados. Cuando esto se presenta, es necesario recircular parte de fluido motriz hacia la UNIDRAULIC. Existen dos opciones: la **primera opción** y más recomendada es la de enviar el fluido recirculado a la entrada del separador horizontal y la **segunda opción** y menos recomendada es la de enviar el fluido motriz sobrante a la entrada del separador vertical ó acumulador. La segunda opción es poco recomendada debido a que no se justifica contaminar un fluido motriz limpio para posteriormente volverlo a tratar sobrecargando innecesariamente de fluido los hidrociclones.

El separador horizontal posee una PSV (V-15) que normalmente se dispara a 180 PSI. El separador vertical posee una PSV (V-16) que normalmente se dispara a 225 PSI.

La bomba multiplex de superficie está equipada con una PSV (V-17) que normalmente se dispara a 50 PSI por debajo de la presión máxima de trabajo de la bomba.

➤ **Instalación Y Operación** El sistema unidraulic debe ser instalado con el equipo necesario para proporcionar suficiente fluido de potencia. Para operar el bombeo con jet se debe tener una buena información del pozo, y en caso de que las condiciones de éste cambien podría ser necesario algunos cambios en los equipos para mayor rendimiento, tales como: diámetro de pistones, la boquilla del hidrociclón ó separador centrífugo y condiciones de operación del sistema, etc. Después de que el sistema sea puesto en operación y los pozos estabilizados; ajustes y cambios en el equipo pueden ser hechos para óptimo un rendimiento.

➤ **Procedimiento De Arranque De La Unidraulic De Dos Separadores** Todas las conexiones en superficie, en la unidad y en la cabeza del pozo, deben estar completas y ajustadas; además la standing valve en el fondo del pozo debe estar

instalada. Hay que tener en cuenta que para este procedimiento la bomba de subsuelo no debe estar presente.

➤ **Sistema de Circulación** El primer paso para el procedimiento de arranque es circular el sistema con el objetivo de limpiar sólidos, partículas y basura que puedan crear problemas de taponamiento en la boquilla de la bomba de subsuelo y depositación de ripios sobre la standing valve los cuales no permitirán el asentamiento adecuado de la bomba de subsuelo. Los sólidos y partículas que por lo general se remueven cuando se arranca por primera vez un pozo son: ripios de perforación, escombros de soldadura, etc y la basura que por lo general se encuentran: trapos, piedras, tuercas, barras de soldadura, etc; que por accidente son dejados dentro de los equipos ó las líneas en el momento del montaje. Un suministro de fluido limpio crudo ó agua, es requerido para este propósito; el volumen requerido para la circulación variará con la profundidad del pozo, la distancia de la cabeza del pozo a la unidraulic, el volumen de las vasijas de la unidraulic y en general con las condiciones del sistema.

El suministro de fluido para la operación de circulación puede ser obtenido de:

✖ El mismo pozo cuando este produce por flujo natural. Para esta operación solo se debe abrir en cabeza el pozo y esperar a que las líneas de superficie y fondo, así como los separadores de la unidraulic se llenen.

✖ Una fuente externa que puede ser un carrotanque, una piscina aledaña al pozo a la cual se le acondiciona una bomba. En este caso el sistema es alimentado con fluido externo removiendo el flange ciego cercano a la válvula **V-10**. En el flange se instala con manguera ó tubería la alimentación externa y se abre la válvula **V-10** la cual llenará el separador vertical y lo alimentará durante el proceso de circulación. Si no se desea hacer uso de la **V-10** se puede conectar el suministro externo de fluido a una de las válvulas de drenaje del separador horizontal.

※ El oleoducto cuando el pozo está conectado a otros pozos productores por el mismo oleoducto. Para efectuar esta operación las válvulas **V-6 y V-7** deben de estar abiertas, así como la **V-9 y/o V-14**, para que el fluido del oleoducto se retorne y alimenten el separador horizontal durante la operación de circulación.

Una vez se ha seleccionado la fuente de fluido para la circulación se procede a realizar la misma. Se habla de dos tipos de circulación una en **SUPERFICIE** y otra en **FONDO**.

※ **Circulación En Superficie.** La circulación en superficie se realiza después de cualquier trabajo de soldadura con el objetivo de remover los escombros de los procesos de soldadura. La circulación en superficie por lo general se lleva a cabo cuando la bomba de subsuelo ya está instalada y no se desea desasentar la misma. Para ilustrar esta operación se debe observar la figura de **cabeza de pozo en jet pumping con catcher y/o sin catcher** en los campos de PERENCO. Se deben tener abiertas en cabeza las siguientes válvulas: **1 y 2**, opcionalmente las **6 y 7** y cerradas las otras válvulas. En esta operación el fluido motriz entra por la válvula de casing **1** y sale por la otra válvula de casing **2**. Obsérvese que en ningún momento se está forzando al fluido a entrar al fondo del pozo. Otra forma de circular en superficie es manteniendo solo la válvula **8** abierta y el resto de válvulas cerradas.

※ **Circulación En Fondo.** La circulación en fondo normalmente se realiza para remover ripios de perforación y/o recuperar la bomba de subsuelo. Para ilustrar esta operación se debe observar la figura de **cabeza de pozo en jet pumping con catcher y/o sin catcher** en los campos de PERENCO. Se deben tener abiertas en cabeza las siguientes válvulas: **2, 3, 6 y 7** y cerradas las otras válvulas. En esta operación el fluido motriz es forzado a entrar al pozo por la válvula de casing **1** y posteriormente retorna a superficie por el tubing a través de las válvulas master **6 y 7** la válvula de tubing **3**.

➤ ***Ajuste De Las Valvulas De Control De La Unidraulic De Dos Separadores.***

El sistema unidraulic tiene un sistema de control de presión que debe ser ajustado para iniciar la operación.

La válvula de control de presión del tanque horizontal, debe ser calibrada para que abra **10 PSI** por encima de la presión de operación de la línea de flujo u oleoducto y la presión mínima del separador horizontal debe ser de **60 PSI** para el correcto funcionamiento de la bomba de desplazamiento positivo. El punto de ajuste no debe exceder de **180 PSI** por que sino se dispara la PSV del separador horizontal.

La válvula de presión diferencial se debe calibrar de tal manera que el acumulador obtenga una presión que permita crear un diferencial de presión que no exceda los **50 PSI** y que tampoco esté por debajo de los **30 PSI**. La presión de operación del separador vertical ó acumulador es de máximo **225 PSI** porque sino se dispara su PSV.

Observando lo anteriormente dicho se puede concluir que el ajuste de presiones se basa en la presión de oleoducto necesaria para transportar el fluido producido desde la unidraulic hasta la batería. Es de tener en cuenta que entre menor sea la presión en el acumulador menor será la contrapresión que el pozo debe vencer, mejorándose la eficiencia del sistema de levantamiento artificial.

➤ ***Operación De Los Hidrociclones O Separadores Centrifugos Para La Unidraulic De Doble Separador***

Los hidrociclones en el sistema UNIDRAULIC desempeñan un papel muy importante y es el de retirar los sólidos (arena) al fluido que va a ser empleado como fluido motriz. El mecanismo de operación de los hidrociclones es el siguiente: El fluido motriz sucio proveniente del acumulador entra al hidrociclón por la boquilla ubicada a un costado del mismo. El hidrociclón crea un remolino internamente lo que ocasiona un asentamiento de los sólidos suspendidos. Los sólidos son llevados al fondo del cono y la fase líquida siendo más liviana,

asciende por un remolino en espiral hacia la conexión de descarga del líquido en la parte superior del hidrociclón. El fluido ya libre de sólidos como se dijo anteriormente sale por la sección superior del hidrociclón y se dirige al separador horizontal para posteriormente ser succionado por la bomba multiplex. El fluido sobrante que entró al hidrociclón se descarga a la línea de producción u oleoducto por la parte baja del hidrociclón a través de una platina con orificio llevando consigo la arena que no debe entrar a la succión de la bomba. Ver figura del **funcionamiento del hidrociclón**.

Una correcta selección del diámetro de los internos de caucho (3" ó 4"), del diámetro del orificio de la colombina y un adecuado ajuste de las presiones de operación del acumulador y separador horizontal, son muy importantes para mantenerse un óptimo rendimiento de la limpieza del fluido motriz en el sistema unidraulic, por esta razón el procedimiento debe ser revisado antes de colocar el sistema en operación, para así realizar bien los ajustes requeridos.

Un correcto ajuste de la rata de flujo y presión diferencial a través del hidrociclón (separador centrífugo), asegura un buen balance en la descarga de los fluidos de los separadores y también estabiliza los niveles de fluido en los mismos. Este flujo de fluidos es estabilizado cuando **la presión diferencial está entre 30 y 50 PSI y la tasa de flujo a través del separador centrífugo es de 25% por encima del caudal requerido por la succión de la bomba múltiplex y/ó el caudal de inyección**. Esto proporciona un adecuado flujo en el separador centrífugo para realizar una eficiente limpieza, como también una adecuada alimentación de la bomba y un caudal de exceso que garantice la salida de sólidos por la parte inferior del hidrociclón.

➤ ***Manejo Del Fluido En Exceso De Los Hidrociclones.*** Normalmente el conjunto de hidrociclones instalados en la unidraulic deben manejar el volumen máximo que bombea la bomba multiplex de superficie más un **25 % de exceso**, con lo que se garantiza que el separador horizontal no se vaya a desocupar y adicional a

esto que exista un flujo en exceso el cual sale por la parte inferior del hidrociclón con los sólidos removidos. Se emplean dos alternativas para el sobre-flujo ó fluido de exceso en el separador centrífugo ó hidrociclón.

※ *Primera Alternativa:* En esta alternativa se busca que el fluido en exceso que entro en el hidrociclón y que transporta los sólidos separados vayan directamente al oleoducto, para esto ocurra debe abrirse **V-6** y cerrar **V-7**, además se puede regular el flujo abriendo totalmente **V-4** y restringiendo el paso a través de **V-5** ó haciendo uso de una colombina perforada; de este modo se controla la rata hacia el oleoducto y se mantiene un nivel aceptable en el separador horizontal. Esta alternativa es la que se emplea con mayor frecuencia.

※ *Segunda Alternativa:* En esta opción se retiene todo el fluido que pasa a través del hidrociclón en el separador horizontal, para mantener un buen suministro durante los periodos de flujo variable ó flujo limitado del retorno del pozo.

La ruta de la segunda alternativa, adiciona el fluido en exceso al tanque horizontal para subir el nivel. Esto se hace cerrando **V-6** y abriendo **V-7**, de esta manera todo el fluido que pasa por separados centrífugo es descargado en el separador horizontal.

Esto también es bueno como práctica periódica para chequear el nivel del separador horizontal y además verificar la correcta dirección de flujo de fluido y tener la certeza de que el flujo normal sea desde el separador horizontal hacia el oleoducto y no del oleoducto hacia separador horizontal. Esto se puede confirmar cerrando **V-9** y observando el nivel del separador horizontal. Si el nivel en separador horizontal bajo con la válvula **V-9** cerrada el fluido está entrando incorrectamente a través de esta válvula, es decir está entrando insuficiente fluido al separador horizontal. Esta situación debe ser corregida con un ajuste de la válvula de presión diferencial para incrementar la presión diferencial entre los separadores, aumentando así la rata que

pasa a través de la boquilla y que entra al separador horizontal ó simplemente reduciendo el tamaño del orificio de la colombina siempre y cuando sea conveniente.

➤ ***Control De Flujo De Fluidos A Través De Los Hidrociclones.*** El control de flujo del hidrociclón es realizado por el diámetro de la boquilla de entrada y la presión diferencial a través de éste. Algunas veces se puede considerar el tamaño del orificio de la colombina de salida de sólidos como parte del control de flujo en el hidrociclón.

La diferencia de presión entre el acumulador y el separador horizontal es lo que se denomina como **“Presión Diferencial”**

Ajustes de la presión diferencial entre 30 a 50 PSI permite poder adicionar más ó menos un 10% de la rata variable por encima ó por debajo, note que el separador centrífugo puede ser dañado si se excede la presión diferencial de 50 PSI y la eficiencia de la limpieza disminuye a una presión por debajo de 30 PSI.

Es de tener en cuenta que el tamaño del orificio de la colombina se calcula por ensayo y error. Si se sabe que se produce mucha arena y de gran tamaño, es recomendable emplear orificios grandes y si se conoce que la producción de arena es pobre, se puede instalar una colombina con un orificio pequeño. En la eventualidad de que el separador horizontal este siendo alimentado insuficientemente y no se pueda incrementar más el diámetro de las boquillas de alimentación ó entrada y la presión diferencial no se pueda incrementar más, se puede recurrir a disminuir el diámetro del orificio de la colombina para evitar que menos fluido sea drenado por la parte inferior del hidrociclón. Empíricamente se puede decir que una rata óptima de descarga de fluido por la parte inferior de los hidrociclones, puede ser de 100 barriles/día.

En las siguientes tablas para internos de caucho de hidrociclones de 3” e hidrociclones de 4” están tabuladas las diferentes ratas de flujo que pasan por diversas

boquillas de entrada a diferentes valores de presión diferencial entre 30 y 50 PSI; además aparecen tabulados estos valores para tres tipos de fluidos con diferentes gravedades específicas.

A continuación se darán las cartas de los internos de los hidrociclones de 3” y 4” empleados en las unidades de jet pumping de doble separador utilizadas en los campos de PERENCO COLOMBIA LTDA. Posteriormente se darán algunos ejemplos para el uso de las mismas.

Carta para hidrociclones de un tamaño 3 pulgadas para unidraulics. Diámetro interno del remolino en espiral 0.75 pulgadas.

Tabla 4. Carta para hidrociclones de 3 in

TAMAÑO DE LA BOQUILLA DE ALIMENTACIÓN	PRESIÓN DIFERENCIAL – PSI				
	30	35	40	45	50
BPD A TRAVES DEL HIDROCICLON USANDO FLUIDO MOTRIZ DEL TIPO I					
.500	748	832	893	939	972
.542	990	1089	1166	1221	1256
.600	1122	1221	1309	1375	1421
BPD A TRAVES DEL HIDROCICLON USANDO FLUIDO MOTRIZ DEL TIPO II					
.500	630	756	846	854	884
.542	900	990	1060	1110	1142
.600	1020	1110	1190	1250	1292
BPD A TRAVES DEL HIDROCICLON USANDO FLUIDO MOTRIZ DEL TIPO III					
.500	648	720	777	814	842
.542	858	943	1010	1058	1088
.600	972	1058	1134	1191	1231

Fuente: autor

Tabla 5. Parte número de las boquillas de alimentación:

Tamaño Boquilla	Parte Número
.500	180-894
.542	180-935
.600	180-895

Fuente: autor

Tabla 6. Fluido Motriz

➤ I	➤ 40 gravedad del aceite – gravedad específica 0.825
➤ II	➤ Agua dulce – gravedad específica 1.00
➤ III	➤ Agua salada – gravedad específica 1.10

Fuente: autor

Carta para hidrociclones de un tamaño 4 pulgadas para unidraulics. Diámetro interno del remolino en espiral 1.50 pulgadas.

Tabla 7. Carta para hidrociclones de 4 in

Tamaño Boquilla	Presión Diferencial – Psi				
	30	35	40	45	50
BPD A TRAVES DEL HIDROCICLON USANDO FLUIDO MOTRIZ DEL TIPO I					
.500	1357	1453	1528	1590	1635
.542	1563	1663	1740	1811	1862
.600	1769	1874	1954	2032	2090
.700	1961	2081	2172	2259	2324
.800	2001	2137	2243	2333	2400
BPD A TRAVES DEL HIDROCICLON USANDO FLUIDO MOTRIZ DEL TIPO II					
.500	1234	1321	1389	1445	1486
.542	1421	1512	1582	1646	1693
.600	1608	1704	1776	1847	1900
.700	1783	1892	1975	2054	2113
.800	1819	1943	2039	2121	2182
BPD A TRAVES DEL HIDROCICLON USANDO FLUIDO MOTRIZ DEL TIPO III					
.500	1176	1259	1324	1377	1416
.542	1354	1441	1508	1567	1613
.600	1532	1624	1693	1760	1811
.700	1699	1803	1882	1657	2014
.800	1734	1852	1944	2021	2079

Fuente: autor

Tabla 8. Parte número de las boquillas de alimentación

Tamaño Boquilla	Parte Número
.500	180-894
.542	180-935
.600	180-895
.700	180-896
.800	no necesitada

Fuente: autor

Uso De Las Tablas Para Calcular Las Boquillas. A continuación se hacen diversos ejemplos para el empleo adecuado de las tablas para calcular las boquillas a instalar en el hidrociclón.

EJEMPLO # 1

Se tiene una unidraulic con una bomba triplex J-165 M con pistones de 2 1/8” que es capaz de bombear 3160 BPD, adicional a esto se cuenta con dos hidrociclones instalados en la unidad de superficie. La bomba de subsuelo requiere para su óptimo funcionamiento los 3160 BPD manejados por la bomba. En bodega cuento con internos para hidrociclones de 4”. Se requiere saber que boquilla se necesitan para un exceso de fluido igual al 25 %, una presión diferencial de 40 PSI y un fluido motriz de agua dulce.

RESPUESTA:

$$\begin{aligned}
 \text{Fluido manejado por los hidrociclones} &= \text{BPD manejados por la bomba triplex} \times \text{Exceso de fluido deseado} \\
 &= 3160 \text{ BPD} \times 1,25 \\
 &= \mathbf{3950 \text{ BPD}}
 \end{aligned}$$

Como la unidad posee dos hidrociclones, cada hidrociclón debe manejar al menos 1975 BPD (3950 BPD/2). Con el valor de 1975 BPD voy a la tabla de los hidrociclones de 4” en el tipo de fluido II (agua fresca) y con un diferencial de presión de 40 PSI, busco el valor de BPD a través del hidrociclón más próximo pero

mayor ó igual a 1975 BPD, encontrando que la boquilla de 0.700 maneja exactamente los 1975 BPD requeridos (1975 BPD).

8.3. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (E.S.P)

Utiliza la acción de una bomba centrífuga movida por un motor eléctrico sumergible, para imprimir al fluido de yacimiento la energía necesaria para alcanzar la superficie y ser producido.

8.3.1. Componentes del sistema Un sistema Electrosumergible típico está compuesto por un motor eléctrico trifásico, una sección sellante o protector y una bomba centrífuga multietapas como equipo de fondo, mientras que en superficie se requiere un banco de transformadores, un panel de control para suministrar la energía, caja de venteo y controles apropiados al equipo de fondo

La energía eléctrica es transmitida al equipo de fondo a través de un cable de potencia adherido a la tubería de producción. El equipo opcional incluye un sensor de presión y temperatura de fondo, un separador de gas y válvulas de retención y de drenaje.

- **Motor Bec.** La mayoría de los motores sumergible son trifásicos de dos polos diseñados para 3600 RPM. Una corriente AC, trifásica crea un campo magnético alrededor del estator, este campo magnético hace que el rotor y el eje giren a su alrededor. Cada rotor es capaz de producir cierta cantidad de HP, a un voltaje determinado. El voltaje superficial y la frecuencia de operación pueden ser cambiados para ajustar la capacidad de HP, y el uso más eficiente del motor. Los componentes del motor están diseñados para soportar temperaturas hasta 500° F, un singular sistema de impregnación con resina Epóxica en el estator mejora la transferencia de temperaturas del motor hacia el exterior y provee una excelente unión para proteger los componentes del devanado contra contaminantes y choques mecánicos, con esta protección se mejora también la rigidez dieléctrica. Este diseño también provee alto torque de par de arranque, el cual es conveniente para instalaciones profundas. La

utilización de alambres de cobre recubiertos con Kaptón en los devanados, ahora es el estándar en la Industria mejorándose el aislamiento y la vida útil de los motores.

El motor opera con aceite limpio el cual es preservado por el sello. El aceite de tipo mineral es el encargado de proveer la lubricación para sus partes móviles y como refrigerante para la conservación de su temperatura de trabajo. Su propiedad es ser dieléctrica entre sus componentes internos del motor.

Los componentes principales son el estator, carcasa, rotores, cojinetes, zapata, flecha, bujes, T-rings, y accesorios.

Serie O.D. Característica de designación de las compañías fabricantes de equipos BES y BEC la cual corresponde al diámetro externo de la carcasa del equipo BES. Por ejemplo si en la ventana aparece Serie 513, el diámetro externo es 5.13 pulgadas o si dice 4.00 su diámetro es 4.00 pulgadas.

HP. Caballos de fuerza disponibles en el motor y depende de la placa de características del equipo BEC, diseñado. Es la rata en HP recomendada por el fabricante del motor.

Voltios. Es el potencial (fuerza Electromotriz) nominal del motor eléctrico. Esta determinado también por su placa de características del motor diseñado en el conjunto BEC. Es el voltaje que debería aparecer en los terminales del motor a la rata de HP de operación.

Amperios. Es el flujo de electrones a través de un conductor eléctrico como resultante de un potencial eléctrico (Fuerza Electromotriz). La demanda de corriente (amperios) esta determina por el valor nominal de la placa de características del motor de HP y Voltaje.

Hertz. Numero de ciclos completos con la que la onda que es aplicada al motor eléctrico se determina su velocidad de régimen. En los motores BEC su frecuencia de construcción es de 60 ciclos (Hertz).

Carcaza. Es la protección externa de los componentes internos del motor y que sirve como alojamiento para los mismos componentes.

Rotor. Es un componente interno del motor y cada uno de ellos son los encargados de proporcionar cierta cantidad de HP. Dependiendo del número de rotores se determina la capacidad en HP del motor.

Estator. Es el Devanado compuesto por un número determinado de arrollamientos la cual conforman una bobina, para producir el campo magnético y generar el movimiento del Rotor.

Flecha O Eje. El eje esta insertado en los rotores y este conjunto son los encargados de proveer la transmisión mecánica de potencia del motor para el resto del equipo. El eje es hueco para la circulación del aceite a lo largo del motor, con el fin de brindar lubricación y enfriamiento.

Aceite dieléctrico. Es un aceite mineral o sintético que provee la lubricación y enfriamiento a los componentes internos del sello y del motor.

Bloque aislante. Conocido en Ingles como la Insulation Block, la cual provee una protección de aislamiento eléctrico a los terminales de la cabeza de fuerza del motor. En este punto se conecta la fuerza electromotriz a través del conector de potencia del cable de extensión del motor.

Zapata (motor). Se le conoce también como cojinete y su función principal es soportar la carga axial de los rotores, además de proporcionar el balanceo dinámico de los componentes rotarios del motor.

Bujes. Se encuentran localizados entre la flecha o Eje y el cojinete (rotor-rotor) y gira junto con el rotor. Su material es de menor resistencia que el cojinete.

T-rings. Son los elastómeros ubicados en los cojinetes rotor-rotor del motor. Y sirven para el balanceo dinámico del eje y los rotores.

Cojinetes (motor). Son componentes internos del motor, cuya función es fijar y centralizar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

O Rings. Son los elastómeros que se instalan entre los componentes de un equipo de bombeo electrosumergible, por ejemplo entre motor-motor/motor-sello y su función es hacer sello para no permitir fugas del fluido interno o migración del fluido externo del pozo hacia los componentes internos de los equipos electrosumergibles.

Chaveta. Conocido como Snak-Ring y su función es adherir los componentes internos de los equipos de bombeo electrosumergible al eje, fijándolos en un solo cuerpo. Todo eje de los equipos BES tiene una ranura que aloja a la chaveta.

Acople. Es el componente que sirve para interconectar los ejes de los diferentes equipos del conjunto BES, y transmitir la potencia mecánica. Por ejemplo para la conexión entre bomba y bomba, motor-sello, Etc.

Conectores eléctricos. Son los terminales eléctricos para la conducción de la alimentación trifásica al motor.

Mufa. Conocido como POT HEAD, es el terminal final del cable de extensión del motor por medio del cual se provee el potencial eléctrico al motor, asegurando una adecuada protección dieléctrica y mecánica.

Profundidad. Es la longitud en metros a la que está sentado el equipo de bombeo electrosumergible. Se toma como referencia desde superficie hacia el fondo.

- **Bombas Bec.** Las bombas sumergibles son del tipo centrífugo de etapas múltiples. Cada etapa se compone de un impulsor conectado al eje motriz y un difusor acompañante que dirige el flujo del fluido. El tipo de etapa usado determina los volúmenes de líquido a producir. El número de etapas determina la carga total generada y la potencia requerida. Las bombas electrosumergibles se fabrican en una amplia gama de capacidades para aplicaciones especiales y para casi todas las condiciones de los pozos.

Tipo. Cada fabricante clasifica sus bombas de acuerdo al caudal que maneja y a la configuración geométrica del pozo en que se va a instalar. Por ejemplo bomba tipo GC-6100, GN-4000, FC-6000, DN-1750.

Etapas. Cada etapa de una bomba electrosumergible consta de un impulsor y un difusor, y su función es levantar el fluido. El fluido entra al impulsor a través de la abertura inferior y es forzado a salir a alta velocidad. El difusor redirecciona el fluido hacia el próximo impulsor. Cuando el impulsor gira dentro del difusor, se crea presión, debido a la fuerza centrífuga. El número de etapas se determina por la elevación y el volumen a producir.

Localización. De acuerdo al reporte de instalación, la bomba se instala en la parte inferior, intermedio o superior.

Tipo de fluido de control. Especificar el tipo de fluido que se utilizó para la terminación del pozo. Por ejemplo lodo fax, diesel, etc.

Densidad del fluido de control. Especifica el peso del fluido de terminación en gramos/Cm³.

Impulsor. Es el componente de una etapa y su función rotatoria hace levantar el fluido. Cada impulsor levanta una determinada altura y depende de la capacidad del impulsor que se instale.

Upthrust. Significa cuando la etapa está trabajando en la zona de empuje ascendente.

Downthrust. Significa cuando la etapa está trabajando en la zona de empuje descendente.

Difusor. Es el componente de una etapa y su función es estática en la bomba y es la que aloja al impulsor. Su función principal la de redireccionar el fluido.

Cabezal. Es la parte superior de la bomba y va roscada a la carcaza de la misma.

Base. Es la parte inferior de la bomba y va roscada a la carcaza de la misma.

Tubo de compresión. Es el componente interno de una bomba BEC que se utiliza para realizar el esparcimiento de las etapas.

Bujes AR. Se le denomina como bujes resistentes a la abrasión (Abrasión Resistant) y se encuentran localizados entre etapa y etapa, el número está de acuerdo al diseño de construcción. Su función principal es proteger el desgaste por Downthrust y evitar desgaste radial.

Ring Gaskets. Son unos seguros que van adheridos a la flecha de los equipos electrosumergibles.

Downthrust washers. Son arandelas que se localizan en los impulsores y su función es evitar el desgaste por el empuje descendente. Asegurando que no se produzca el contacto metal-metal.

Upthrust washers. Son arandelas que se localizan en los impulsores y su función es evitar el desgaste por el empuje ascendente. Asegurando que no se produzca el contacto metal-metal.

Weel Reel. Es un componente parecido a una rueda, cuya función es centralizar la flecha a la carcasa, evitar la vibración y es localizado en la parte extrema superior de una bomba.

- **Sellos.** El sello se encuentra ubicado entre el motor y la bomba. Sus funciones principales son: A) Aislar el motor del fluido del pozo B) Permite igualar la presión, entre la presión de entrada y la presión interna del motor, permitiendo la expansión o contracción del aceite del motor debido a la expansión térmica. Los sellos mecánicos proveen una protección y actúan de barrera contra la entrada de fluido a lo largo del eje. El sello asimismo aloja un cojinete (zapata) que absorbe la carga axial de la bomba. C) Transmite la potencia hidráulica hacia la bomba. El sello va lleno de aceite el cual se comunica con el aceite del motor mediante conductos. El sello consta de cámaras que pueden ser laberínticas o de bolsa inmersas en aceite dieléctrico, cada cámara contiene un sello mecánico que permite la expansión y contracción del aceite del motor, a la vez que impide la entrada del fluido del pozo al mismo, a medida que se calienta y enfría al ponerse en marcha o pararse. Los componentes principales de un sello son: carcasa (housing), sellos mecánicos, cojinete, sistema laberíntico, bolsas, aceite dieléctrico, flecha, cabezal, base y accesorios.

Tipo de sello mecánico. El sello mecánico es el componente de la sección sellante que se encarga de evitar la migración del fluido a las cámaras inferiores. Cada fabricante tiene en el mercado diferentes tipos de sellos mecánicos y de diferente material.

Tipo de zapata. La zapata es la que absorbe la carga axial de la bomba. El tipo depende del requerimiento del cliente y hay disponible en el mercado, zapatas estándar, de alta temperatura, de alta carga axial, por ejemplo zapata KMC, zapata sólida, zapata HI load, etc.

Cojinete (sello). Es un componente interno de la sección sellante, cuya función es soportar la carga axial de la bomba. En el mercado existen cojinetes para soportar diferentes cargas y a diferentes temperaturas.

Tipo. Pueden ser laberínticos o de bolsa. La distribución de las cámaras está supeditado al diseño que requiera el cliente, por ejemplo si el equipo BEC se va a instalar en un pozo vertical o direccional, densidad del fluido, temperatura, entre otros factores.

Configuración. Se encuentran conformados de uno o de dos sellos. Se conoce en el mercado como “single” o “Tandem”.

Cabeza (sello). Es la parte superior de cada sección del sello y va roscada a la carcaza.

Zapata. Es el componente del sello que se encarga de absorber la carga axial de la bomba.

Sello mecánico. Es el componente del sello que su función es evitar que migre fluido del pozo a las cámaras inferiores. El número de sellos mecánicos depende del número de cámaras que esté configurado la sección sellante.

Bolsas. Las bolsas están localizadas en las cámaras de los sellos. Su función dentro del sello es evitar la migración de fluido hacia el motor y trabajan en contracción y expansión, dependiendo de la expansión térmica del fluido que está inmersa, esto sucede generalmente durante las paradas y arranques de los pozos.

Rodete. Se conoce como “Runner” Se encuentra localizado en la sección media de la zapata y su función es giratoria, forma una película de aceite entre la parte superior de la zapata y el rodete.

Bujes ÅR (sellos). Estos bujes que son fabricados de un material de alta resistencia están localizados en la parte superior y/o inferior de la sección sellante. Su función es minimizar la vibración del sistema y por consiguiente evitar el desgaste radial.

Bujes Estándar. Son los bujes convencionales que existen en el mercado y el material depende del diseño de construcción.

- **Separador De Gas.** El separador de gas está ubicado entre el sello y la bomba, y sirve asimismo de succión del crudo a producirse. Separa eficientemente hasta un 90% del gas libre antes de que alcance la entrada de la bomba por el simple mecanismo de regresar el gas libre al espacio anular vía orificios de venteo, se reduce significativamente el deterioro de la curva de desempeño “ALTURA DE COLUMNA Vs. VOLUMEN PRODUCIDO”, el fenómeno de cavitación y las cargas fluctuantes en el motor. Para condiciones de poco gas se puede proveer un separador de gas por inversión de flujo.

Las características principales son: a) Cámara de separación rotativa. b) Acelera al fluido, obligando al líquido a dirigirse a la pared exterior. C) Guías de orientación convierte al flujo de dirección tangencial a flujo axial, reduciendo pérdidas de energía del fluido en la entrada.

Configuración. Se refiere a la construcción del separador de gas, si se trata de un separador simple (single) o un separador doble (tandem).

Tipo. Cada fabricante tiene diferentes tipos de separadores de gas de acuerdo a la serie, requerimiento del cliente, material requerido para su construcción, etc. Los hay rotarios y de flujo inverso.

- **Sensores.** El Multi sensor es un sistema desarrollado para obtener información de fondo en pozos completados con bombas electrosomergibles, utilizando el mismo cable de alimentación eléctrica de la bomba para enviar y recibir señales de fondo de pozo.

Fuente de alimentación. 100-250 AC Universal 0/60 Hertz, 1 Amp. Maximo continuo.

- **Variables:**

Presión de succión. Es la presión a la entrada de la bomba y es igual a la presión de la columna encima de la bomba (sumergencia o FLAP) mas la presión de la columna del espacio anular mas la presión de la T.R. (tubería de revestimiento). Esta presión es mostrada en el panel de superficie del sensor y la registra en psia.

Presión de descarga. Es la presión a la salida de la bomba y es igual = presión de succión + profundidad (bomba) * 0.433 + $\frac{(Q)^2}{20,427}$, donde presión de succión es en Psia, profundidad en pies y Q en barriles por día BPD.

Temperatura de succión. Es la temperatura a la entrada de la bomba y es indicada en el panel de superficie en grados farenheit.

Temperatura del motor. Es la temperatura que registra del aceite dieléctrico y es mostrada en el panel de superficie en grados farenheit.

Vibración. Es la medida de vibración del sistema y se registra en el panel de superficie.

Pérdida de corriente. Es la fuga de corriente que se registra en el panel de superficie y expresada en miliamperios. Corriente de fuga: la corriente en miliamperios va desde el sistema de la bomba electrosumergible hasta la tierra, este valor es proporcional a los valores de fuga a tierra en ohmios del cable de potencia del motor electrosumergible.

Medidor de flujo. Esta variable mide el gasto del pozo y el rango depende del diseño del medidor de flujo, por ejemplo hay medidores de flujo del rango de 0 a 10,000 BPD.

Panel simple. Registra las variables de un solo pozo.

Multipanel. Registra las variables de varios pozos en un solo panel, pero usando para cada pozo el módulo de identificación del sensor instalado.

Consola Choke. Esta consola contiene inductores “Choques” de alto voltaje estrictamente balanceados con cada fase que bloquean la corriente alterna del motor y permiten “Extraer” la pequeña corriente continua de la herramienta multi sensor con la información obtenida por los sensores en el fondo del pozo.

Línea de control de ¼”. Es la línea que se utiliza para llevar la señal de descarga al sensor que va instalado debajo del motor.

Conexión del medidor de flujo. Hay opciones de medidores de flujo disponibles con el sistema del multi sensor en cuatro diferentes configuraciones las cuales dependen de la razón de flujo, son categorizadas como sigue: a) En la descarga de la bomba sin puerto abierto de presión de descarga. b) En la descarga de la bomba con puerto abierto de presión de descarga integrado. C) En tubería de producción sin puerto abierto de presión de descarga. D) En la descarga de la bomba con puerto abierto de presión de descarga integrado.

Llave de calibración. Una prioridad para la operación del sistema es cargarle un correcto set de factores de calibración. Cada herramienta de fondo tiene un apropiado set de calibración. Estos datos son almacenados en una llave Cyber (Calibración) y puede ser cargado dentro del panel de lectura insertando la llave dentro del panel frontal antes de encender la alimentación principal.

- **Cables.** La fuerza se trasmite por un cable eléctrico bajo las especificaciones de la compañía fabricante. Un variado alcance de tamaños de conductores permite la adaptación más eficiente a los requisitos del motor. Normalmente se recomienda el cable redondo por el menor desbalance que nos origina en el sistema debido a su configuración helicoidal; sin embargo, puede utilizarse el cable plano en los casos que haya restricciones en la configuración geométrica del pozo. Se provee la protección mecánica por medio de una coraza de acero o de metal blindada, según requieran las condiciones del pozo. El aislamiento y la cubierta se diseñan especialmente para que resistan la penetración de gases y agua. Cuando se conocen las condiciones específicas de trabajo, es posible seleccionar un cable para una duración de más de 8 años. El cable representa una parte considerable de la inversión total en la unidad de bombeo eléctrico.

Tipos de cable. En el mercado existen diferentes tipos de cable por cada fabricante y de acuerdo a las condiciones del pozo y a los requerimientos del cliente. Por ejemplo cable Kerite, Reda, Centrline, Phillips. La configuración puede ser plana o redonda.

Tamaños. Los tamaños que se emplean generalmente en el sistema BEC son los #1, #2, # 4, # 5, # 6 y depende si es cable de potencia o cable de extensión del motor.

Armadura. La armadura (carcaza) es la caparazón del cable y su función es estrictamente mecánica cuando es manejado, transportado e introducido en el pozo. La carcaza que se usa en el mercado es acero galvanizado o acero inoxidable. Su aplicación depende en que condiciones se esté usando.

Carrete. El carrete es usado para enrollar el cable de potencia, el cable de extensión o el cable del empacador. Su tamaño y capacidad depende de la longitud de cable que se compre o de la longitud de cable que se envía a reparar.

Longitud. Es la longitud que se registra cuando se instala un equipo BEC, cuando se compra o cuando se envía a reparar.

Desbalanceado. Significa que las fases A, B y C no tienen las mismas lecturas eléctricas y difieren mucho del rango permisible para operar. Por ejemplo 25 Megaohmios/1000 Megaohmios/500 Megaohmios.

Cortocircuito. Esta falla es cuando hubo una explosión en algún punto del cable de potencia, cable de extensión, empalme, penetrador, mufa, motor, etc. y cuando se registra la lectura de aislamiento nos da cero ohmios (cable aterrizado).

Lectura Fase-Tierra. Es la lectura de capacidad de aislamiento que tiene el sistema y se realiza para cada fase. Es importante notar que cuando hay sensor de fondo instalado, el registro de esta medida eléctrica debe ser: El positivo (fase) a tierra y el negativo a fase.

Lectura Fase-Fase. Es la lectura de continuidad eléctrica del sistema BEC.

Máximo voltaje aplicado. Es el máximo voltaje aplicado al cable de potencia durante una reparación de cable (Hi Pot test). Por ejemplo en algunas aplicaciones utiliza 16 KV, 15 KV, 11 KV, etc.

8.3.2. Mecanismo de operación Una vez se transforma la tensión primaria, la Energía requerida es transmitida a través del cable de potencia hasta el motor de subsuelo desde el transformador.

El motor genera la fuerza que se transmite a la bomba, compuesta por etapas cada una de las cuales consta de un impulsor que rota y un difusor estacionario. Los cambios de energía de presión por el movimiento del líquido se generan alrededor del impulsor, el cual imparte el movimiento de rotación al líquido. El impulsor transmite un movimiento tangencial en el diámetro externo creando una fuerza centrífuga que produce flujo en la dirección radial.

En el difusor se produce una reducción en la energía de velocidad mientras el flujo se dirige a la entrada del próximo impeler. Luego de que el fluido ha pasado a través de todas las etapas que conforman la bomba es transmitido a la tubería de producción a través de una cabeza de descarga para llegar finalmente hasta superficie.

→ **Variador de Frecuencia (VSD).** Dispositivo de potencia que permite controlar la velocidad de un motor de inducción al variar la frecuencia y el voltaje aplicado. Manteniendo constante la relación voltios/hertz.

Características:

→ Transformador hexafásico de entrada: con dos juegos trifásicos de salida de 480 voltios (desfasados 30°), que alimentan dos rectificadores trifásicos. El desfase suaviza la onda de entrada, disminuyendo los armónicos.

→ Doble puente rectificador con diodos para conversión de potencia AC a DC que elimina interferencia reduciendo los armónicos: debido al diseño sencillo, este dispositivo para rectificación es mucho más confiable que un diseño SCR (silicon control rectifier), el cual causa interferencia en la línea.

→ Voltaje fijo en el Bus DC: se utilizan capacitores para filtrar las ondulaciones en DC y producir una fuente de voltaje suavizada en la sección de salida al inversor.

→ Inversor IGBT con autoprotección para cortos circuitos, brindando protección adicional y confiabilidad al VSD: utiliza la última generación de transistores bipolares de puerta aislada (IGBT), que monitorean la saturación de corriente en el colector y el emisor, anticipando cortos circuitos y produciendo una señal de cierre a los circuitos de control para evitar daños.

Las principales razones por las que se usa un variador de frecuencia (VSD) asociado a un sistema de bombeo electrosumergible son:

→ Convierte una bomba en una familia de bombas, al permitir operar a diferentes frecuencias.

→ Optimiza el rendimiento del conjunto motor bomba controlando los parámetros de operación.

→ Incrementa la vida útil del motor al disminuir los choques mecánicos y eléctricos asociados con arranque directo.

→ Protege el motor de bajos voltajes y desbalances, los cuales le causan un calentamiento adicional.

→ Además, el desbalance de voltaje causa vibraciones el motor, las cuales pueden dañar el sello y/o la bomba.

9. CONCLUSIONES

Se logra con este trabajo proveer una herramienta útil en el entrenamiento y capacitación de nuevos operadores que se vinculen a la empresa, los cuales pueden poseer conocimientos generales (ingenieros), pero no están familiarizados con el proceso y las rutinas diarias.

Se desarrolla de manera metódica cada uno de los procedimientos necesarios para realizar los diferentes trabajos que a diario son necesarios en los campos producidos por Perenco.

Se describe paso a paso las operaciones de rutina de cada uno de los equipos, que dadas de las condiciones de los nuevos operadores, es necesario cometer la menor cantidad de errores posibles, con el fin de mantenerse en la empresa.

BIBLIOGRAFÍA

Arco Oil and Gas. Principios Básicos de los Medidores de Orificio. Videoteca para operadores de producción. 1992.

BEGGS; DALE, H. Gas Production Operations.
Tulsa: OGCI, 1984.

CAMPBELL, J. Gas Conditioning and Processing, vol. I y II, Campbell Petroleum Series. 1979.

GPSA. Engineering Data Book,
Tulsa Oklahoma: Natural Gas Processors Suppliers Assn. tenth, edition, 1987.

LATORRE, Leonardo; BELTRAN, Gerardo; VILA, Gustavo y otros. Tercer Curso de Manejo Y Tratamiento de Petróleo Crudo.
Bogotá: Capacitación y Consultorías Industriales Ltda. 1986. 230 p.

NARANJO, Abel. Manejo de Producción en Campos Petroleros.
Medellín: Universidad Nacional de Colombia, 1989. 7 p.

RODRIGUEZ, Germán. Instrucciones Para la Instalación, Operación y Mantenimiento del Filtro Wenco Silver Band modelo SB-502.
Yopal: 1993.