

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA  
PLANTA DE TRATAMIENTO PARA RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA DE LA ESTACIÓN AUCA – PETROPRODUCCIÓN**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
EN ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES**

**TACO ARIAS MARLON STALIN**

**DIRECTOR: DOCTOR LUIS CORRALES**

**Quito, Marzo 2002**

## **AGRADECIMIENTO**

Al Dr. Luis Corrales, por haber contribuido como director de este trabajo.

Al Dr. Wilson Martir, quien prestó su valiosa ayuda en el desarrollo de este proyecto.

## **DEDICATORIA**

A mi amada esposa Sandra, a mi adorada hija Ana Sofía y mi madre Bertha, por su apoyo y amor durante estos años de lucha.

## DECLARATORIA

Yo, TACO ARIAS MARLON STALIN, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración se cede mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y la normatividad institucional vigente.

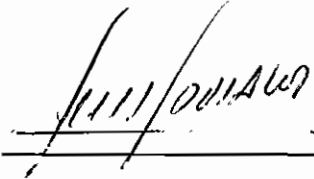


---

**Taco Arias Marlon Stalin**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Taco Arias Marlon Stalin, bajo mi supervisión.



---

**Doctor Luis Corrales**  
**DIRECTOR DEL PROYECTO**

# CONTENIDO

RESUMEN.....	I
--------------	---

PRESENTACIÓN.....	IV
-------------------	----

## **CAPÍTULO 1. EXTRACCIÓN DEL PETROLEO POR RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....1**

1.1 EL PETRÓLEO.....	1
----------------------	---

1.2 POZOS PETROLEROS.....	3
---------------------------	---

1.3 RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO.....	4
------------------------------------	---

1.3.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA.....	7
----------------------------------	---

1.3.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA.....	8
------------------------------------	---

1.3.3 RECUPERACIÓN Terciaria.....	10
-----------------------------------	----

1.4 INYECCIÓN DE AGUA.....	12
----------------------------	----

1.4.1 EL AGUA EN LOS POZOS DE PETRÓLEO.....	13
---	----

1.4.1.1 COMPONENTES PRIMARIOS DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	14
--	----

1.4.2 MEZCLA DE AGUAS.....	17
----------------------------	----

1.4.3 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA.....	17
---	----

## **CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DEL CAMPO AUCA.....22**

2.1 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.....	24
---	----

2.1.1	HARDWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.....	24
2.1.1.1	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE DESBORDE.....	25
2.1.1.2	HIDROCELDA (FLOTACIÓN DE GAS INDUCIDO).....	26
2.1.1.3	AUTOSHELL (FILTRO DE CÁSCARA DE NUEZ).....	28
2.1.1.4	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN TRATADA.....	30
2.1.2	SOFTWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.....	31
2.2	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	31
2.2.1	HARDWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	31
2.2.1.1	FILTROS CLARIFICADORES DE FLUJO SUPERIOR (UPFLOW).....	33
2.2.1.2	TORRE DE AIREACIÓN AL VACÍO.....	36
2.2.1.3	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	39
2.2.2	SOFTWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	39
2.3	PANEL DE CONTROL PRINCIPAL.....	39
2.4	SOFTWARE DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN Y DE RÍO.....	40
2.4.1	PANTALLA 1 - VISTA GENERAL (OVERVIEW).....	42
2.4.1.1	MONITOREO.....	42
2.4.1.1.1	DISPLAY.....	42
2.4.1.1.2	ESTADO.....	43
2.4.1.1.3	MENSAJES.....	43
2.4.1.2	CONTROL.....	44
2.4.1.2.1	PULSADORES .....	44

## **CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO.....47**

3.1	INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.....	47
3.1.1	INSTRUMENTACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE DESBORDE.....	48
3.1.2	INSTRUMENTACIÓN DE LA HIDROCELDA.....	48
3.1.3	INSTRUMENTACIÓN EN EL FILTRO AUTOSHELL.....	49
3.1.4	INSTRUMENTACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.....	50
3.2	INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	51
3.2.1	INSTRUMENTACIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	51
3.2.2	INSTRUMENTACIÓN DEL FILTRO DE FLUJO SUPERIOR A.....	52
3.2.3	INSTRUMENTACIÓN DE LA TORRE DE AIREACIÓN DE VACÍO.....	53
3.2.4	INSTRUMENTACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE RÍO.....	54
3.3	OPTIMIZACIÓN DEL HARDWARE DE CONTROL DEL SISTEMA ACTUAL.....	54
3.3.1	OPTIMIZACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE LA HIDROCELDA.....	56
3.3.2	EVALUACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE CONTROL DEL SISTEMA.....	58
3.4	ANÁLISIS DEL HARDWARE DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA ACTUAL .....	59
3.5	OPTIMIZACIÓN DEL HARDWARE DE MONITOREO DEL SISTEMA ACTUAL.....	61
3.6	EVALUACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA ACTUAL.....	63



3.7	ACTUALIZACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA.....	64
-----	--	----

## **CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS CAMBIOS**

	<b>PROPUESTOS.....</b>	<b>67</b>
4.1	EVALUACIÓN DEL HARDWARE DEL SISTEMA PROPUESTO.....	68
	4.1.1 PRODUCTOS DE ADQUISICIÓN LOCAL.....	69
	4.1.2 PRODUCTOS DE ADQUISICIÓN NO LOCAL.....	70
4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SOFTWARE DEL SISTEMA PROPUESTO.....	71
	4.2.1 SOFTWARE OPCIÓN 1 (REEMPLAZO TOTAL DEL PAQUETE ANTERIOR).....	72
	4.2.2 SOFTWARE OPCIÓN 2 (ACTUALIZACIÓN DEL PAQUETE INSTALADO).....	73
4.3	EVALUACIÓN DE MANO DE OBRA.....	74
	4.3.1 MANO DE OBRA PROGRAMACIÓN DEL SOFTWARE DE CONTROL.....	74
	4.3.2 MANO DE OBRA PROGRAMACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO.....	76

## **CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....82**

5.1	CONCLUSIONES.....	82
5.2	RECOMENDACIONES.....	84

<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>88</b>
--------------------------	-----------

## **ANEXOS**

- **ANEXO 1. PARÁMETROS DE DISEÑO INICIAL**
  
- **ANEXO 2. ESQUEMAS FUNCIONALES DE LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE AGUA PARA LA ESTACION AUCA**
  
- **ANEXO 3. NORMAS DE SEGURIDAD PARA LA PROTECCIÓN DE INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL**
  
- **ANEXO 4. DESCRIPCIÓN Y PROCEDIMIENTO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE AGUA**
  
- **ANEXO 5. DESCRIPCIÓN DE LAS PANTALLAS DE MONITOREO Y CONTROL**
  
- **ANEXO 6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN EL SISTEMA**

## RESUMEN

La vida sin el petróleo no podría ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

La industria petroquímica usa productos derivados de él para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas

El petróleo es tan importante que se debe optimizar su recuperación desde los yacimientos. Existen varios métodos para recuperar este preciado material, uno de ellos es la recuperación secundaria mediante la inyección de agua en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia las bombas de captación y poder extraerlo con mayor facilidad.

Pero el petróleo no solo a traído beneficios al mundo, sino que también ha producido contaminación del medio en que nos desarrollamos, en diferentes formas. Una de ellas es la contaminación de agua dulce (de los ríos) por medio de derrames y especialmente por la mezcla, en sus causes, del agua de río con el agua de formación que se obtiene como un producto secundario al extraer petróleo de los pozos de producción.

Para solucionar las dos grandes tareas planteadas, la recuperación óptima del petróleo y, el evitar la contaminación del medio con el agua de formación, se va ha utilizar la misma agua de formación para ser inyectada nuevamente a los

pozos petroleros y obtener una recuperación secundaria, y así cumplir dos objetivos en una sola tarea.

La planta, motivo del presente estudio tiene dos propósitos importantes, el primero es tener un sistema completo de tratamiento de agua tal que le permita ser empleada para la recuperación secundaria por reinyección de agua para el campo Auca – Petroproducción y el segundo objetivo es el de solucionar un gran problema de protección ambiental al evitar la contaminación del medio con el agua de formación.

Esta planta, completamente diseñada en los Estados Unidos por personal con muchos años de experiencia en este tipo de tratamientos, específicamente para funcionar en el campo Auca, aun no ha sido utilizada, a pesar de haber sido adquirida hace 5 años, los motivos de tal retraso no son parte del análisis del presente proyecto, el cual se basa en las condiciones actuales del sistema para obtener las condiciones óptimas para ponerla en funcionamiento.

Al analizar el Hardware del sistema se pudo comprobar que las condiciones físicas de la planta permiten su implementación inmediata, sin la necesidad de hacer grandes modificaciones en su diseño puesto que está realizado por expertos en estos procesos, únicamente se recomienda el reemplazo de un tablero de conexiones debido al cambio de condiciones de funcionamiento de la planta en cuanto a la utilización de gas natural en lugar de un gas inerte lo que puede provocar ambientes explosivos y en base a experiencias en filtros Autoshell similares al que se va a instalar, la utilización de un nuevo transmisor de presión diferencial, esto no modifica el diseño inicial de la planta sino que trata de optimizar su funcionamiento.

Al analizar el Software del sistema se pudo comprobar que no se encuentra en condiciones óptimas de funcionamiento ya que a pesar de haber sido diseñado correctamente para el funcionamiento de la planta, no se consideró el problema de avance computacional, quedando por lo tanto obsoleto para su utilización y crea la necesidad de su actualización a una versión más moderna que permita

aprovechar y optimizar el funcionamiento de la planta. Esta actualización conlleva al reemplazo del equipo de computación existente en las bodegas por un equipo moderno y la reprogramación del software del proceso en cuanto a su manejo de datos mas no a su manejo de la planta en sí.

Terminado el estudio se puede concluir que la inversión económica necesaria para actualizar las características de la planta es pequeña en comparación de los beneficios que lleva consigo y el costo global del proyecto en cuanto a su adquisición y montaje.

## PRESENTACIÓN

El sistema en su concepción básica consiste de dos procesos o conjuntos, un conjunto de procesamiento del agua de río y un conjunto de procesamiento del agua de formación. Normalmente se utiliza un solo sistema de tratamiento, el del agua de formación, pero, para este campo, como resultado de estudios preliminares que indican que en los primeros años de producción petrolera no se tendrá suficiente cantidad de agua de formación, para el objetivo planteado de recuperación secundaria, se deberá recurrir al tratamiento de agua de río, y así completar un volumen razonable para lograr el objetivo señalado.

En primer lugar se analiza la instrumentación de cada una de las plantas de tratamiento de agua, tanto de la de formación como de la de río, para analizar los equipos que podrían ser reemplazados o adicionados para mejorar las condiciones del sistema completo de tratamiento de agua.

Una vez analizado individualmente cada proceso, se hará un estudio global de instrumentación del sistema, el control que realiza el PLC, el hardware del panel de control y el software de monitoreo que se utilizan en el sistema de tratamiento de agua para el campo Auca, para luego ubicar y definir aquellos puntos donde sea posible optimizar el proceso.

Para cumplir con estos objetivos el presente estudio se divide en cinco Capítulos, los cuales tratarán los siguientes temas:

En el *Primer Capítulo*, a modo introductorio, explicará el proceso de extracción petrolera en sus diversas etapas, la importancia de los procesos de recuperación, la recuperación secundaria, sus principales características y luego se enfocará al estudio del sistema de reinyección de agua.

En el *Segundo Capítulo* se describe el funcionamiento global de la planta de tratamiento de agua para recuperación secundaria, tanto hardware como software, tratando de tener una visión clara de la importancia de los elementos de monitoreo y control dentro del manejo del proceso.

El presente proyecto tiene una capacidad de procesamiento de 20.000 BPD (barriles por día) ó 583 GPM (galones por minuto), para el sistema de tratamiento de agua de formación, y de 8.000 BPD ó 233 GPM, para el sistema de tratamiento de agua de río en las instalaciones del campo Auca.

Todo el sistema está controlado por un PLC (tanto para la activación de actuadores y medida de transmisores) y un sistema computacional de monitoreo (para obtener datos estadísticos y en tiempo real del sistema completo), ubicados en un solo cuarto de control central.

En el *Tercer Capítulo*, objetivo principal de este proyecto de titulación es el de optimizar las características funcionales de la planta de tratamiento de agua para recuperación secundaria. Cabe señalar que la planta de tratamiento de agua que se ha descrito funcionalmente, en el Capítulo 2, hasta el momento esta almacenada en las bodegas de Petroproducción (Lago Agrio), y actualmente se está licitando su instalación física en el campamento Auca, para luego a través de los fabricantes (US Filter) proceder a su puesta en funcionamiento.

En el *Cuarto Capítulo* se analiza la evaluación económica de la optimización de hardware y software de la planta de tratamiento de agua del campo Auca – Petroproducción. El análisis se lo realiza sobre la base de los precios de los distribuidores locales y / o internacionales que disponen de los equipos recomendados en el tercer Capítulo.

Finalmente en el *Quinto Capítulo* se realizan las principales conclusiones y recomendaciones, derivadas del presente estudio, que servirán de base para la ejecución de la obra en cuanto a su implementación real.

Adicionalmente se tiene un grupo de seis anexos que ayudarán a despejar cualquier inquietud acerca del proyecto y su funcionamiento, además de fundamentar de mejor manera las conclusiones del presente proyecto de titulación.

El tema de este trabajo es muy importante para el país ya que permitirá obtener recursos valiosos para el erario nacional y una tranquilidad para el pueblo de la amazonía al saber que se trabaja por no contaminar el medio ambiente donde trabaja Petroproducción.



## **CAPÍTULO 1. EXTRACCIÓN DEL PETRÓLEO POR RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

En la actualidad, la sociedad presenta un alto consumo de recursos energéticos, especialmente de los derivados del petróleo y el gas. Este recurso natural no renovable aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo (aproximadamente el 60%). Este recurso se usa desde las tareas más comunes, como trasladarse en auto, hasta tareas tan complejas, como los proyectos realizados por la NASA, de ahí la importancia de hacer más eficiente la recuperación de este precioso elemento.

En este capítulo se explicará el proceso de extracción petrolera en sus diversas etapas, la importancia de los procesos de recuperación, la recuperación secundaria, sus principales características y luego se enfocará al estudio del sistema de reinyección de agua.

### **1.1 EL PETRÓLEO**

El petróleo es una sustancia aceitosa de color negro a la que, por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo. Se extrae de pozos perforados a grandes profundidades, en los estratos rocosos de la corteza terrestre (Figura 1.1).

La distribución elemental de los minerales principales del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos (Tabla 1.1):

<b>Elemento</b>	<b>% Peso</b>
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

Tabla 1.1 Composición porcentual del petróleo.

Este hidrocarburo puede estar en estado líquido o en estado gaseoso. En el primer caso, aparece como un aceite al que también se le dice crudo. En el segundo caso, al ser un gas, se le conoce como gas natural.

No se conoce con exactitud el origen del petróleo. Según la teoría más aceptada, el origen del petróleo y del gas natural es el resultado de procesos geológicos sobre la materia de tipo orgánico y sedimentario.

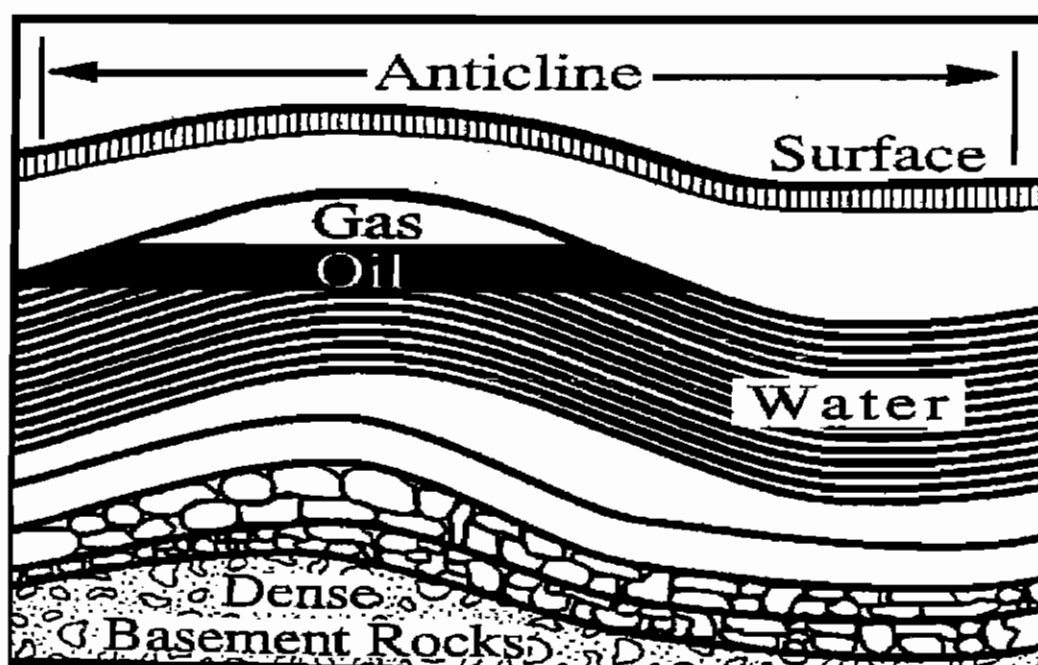


Figura. 1.1 Ubicación general del petróleo.

El petróleo contiene tal diversidad de componentes que difícilmente se encuentran dos tipos idénticos. Para distinguirlos existen parámetros internacionales, como los del Instituto Americano del Petróleo (API) que diferencian sus calidades y, por tanto, su valor. Así, entre más grados API tenga un petróleo, mejor es su calidad.

Los petróleos de mejor calidad son aquellos que se clasifican como "livianos", "suaves" o "dulces". Los llamados "livianos" son aquellos que tienen más de 26 grados API. Los "intermedios" se sitúan entre 20° y 26° API, y los "pesados" por debajo de 20° API.

## 1.2 POZOS PETROLEROS

Los reservorios de petróleo son formaciones geológicas de roca permeable y porosa, principalmente areniscas y calizas, a los que generalmente se los conoce con el nombre de yacimientos.

El petróleo en los reservorios ocupa los espacios entre las rocas porosas; algo así como el agua que empapa una esponja. En ningún caso hay lagos de petróleo. Por consiguiente, no es cierto que cuando se extrae el petróleo quedan enormes espacios vacíos en el interior de la tierra.

Para el descubrimiento de estos yacimientos se tienen diferentes métodos que hoy se han mejorado con el avance de la tecnología. Para tener una idea de ello a continuación se nombran los más relevantes:

- Para el caso de algunos yacimientos no se emplean método alguno pues se los puede localizar al aire libre, donde el petróleo forma una fina capa superficial en lagunas o arroyos en forma de brea. Normalmente este crudo es muy pesado.
- *La exploración satelital o aérea.* Consiste en el análisis geológico de las fotografías que se pueden tomar desde un satélite o un avión, para luego de determinada la constitución de la corteza terrestre, localizar los posibles depósitos de petróleo.
- *Mediciones de peso.* Consiste en encontrar zonas de formaciones rocosas cuyo peso sea mucho menor al promedio, lo que significa la acumulación de rocas porosas (donde se encuentra el petróleo). La medición del peso se realiza con un instrumento conocido como gravímetro.
- *Mediciones de campo magnético.* Consiste en registrar los cambios en el campo magnético de la roca, basados en el principio de que rocas diferentes tienen diferentes campos magnéticos. La medición se realiza

desde un aeroplano equipado con un magnetómetro, el cual efectúa un mapeo de la superficie de un área determinada. Este método se lo utiliza en combinación con la medición de peso o grava para determinar la posible presencia de formaciones que tendrían petróleo.

- *Estudios sísmicos del subsuelo.* Este es el método más común y exacto que existe para la ubicación de posibles yacimientos. Se utiliza las propiedades del sonido produciendo una explosión, controlada desde un camión o nave especialmente diseñada para ello, inmediatamente se graban los sonidos mediante un geófono (para la tierra) o un hidrófono (para el agua). Con esta información, un sismólogo podrá completar el mapa de las formaciones geológicas las cuales podrían tener yacimientos de petróleo o gas.

Cuando se encuentra un yacimiento que produce petróleo y gas, a ese gas se le llama "gas asociado". Pero también hay yacimientos que sólo tienen gas, caso en el cual se le llama "gas libre". Otros yacimientos sólo contienen petróleo líquido en condiciones variables de presión y transferencia. Generalmente el petróleo líquido se encuentra acompañado de gas y agua.

### **1.3 RECUPERACIÓN DEL PETRÓLEO**

Una vez localizado el yacimiento petrolero se procede a la perforación de un pozo llamado de exploración para evaluar de mejor manera las condiciones del petróleo y confirmar el área del yacimiento, este procedimiento se lo realiza tanto en tierra como en el mar.

El proceso de perforación es diferente para pozos en tierra o en mar. Para la perforación en tierra comúnmente se sigue los siguientes pasos:

- Se arma una gran grúa hidráulica conocida como "RIG", la cual sostiene un gran taladro que empuja hacia el fondo del pozo la cabeza de perforación.

El interior del pozo esta lleno de liquido que evita la expulsión abrupta de los fragmentos de las rocas del fondo hacia la superficie para su procesamiento y permitir la perforación continua. (normalmente hasta unos 9.000m de profundidad)

- La transmisión de movimiento entre el taladro y la cabeza de perforación se la realiza mediante una tubería, la cual permite el flujo de los lodos de perforación para mantener la transmisión de movimiento a través de un accesorio llamado "Kelly". El peso de los lodos se concentran en la parte posterior del collar de la cabeza del taladro de perforación.
- Es importante el procesamiento de los lodos de perforación, para mantener su nivel de acidez (pH) y peso a través de un procesamiento físico y químico.

Para la perforación en el mar comúnmente se sigue los siguientes pasos:

- Los taladros sumergibles se utilizan en agua de menos de 10 metros de profundidad. Este se coloca sobre flotadores hasta encontrar el sitio de perforación, luego se quita el lastre de los flotadores hasta que llegue al fondo del mar y sirvan como soportes del taladro.
- Un taladro de perforación de elevación se utiliza comúnmente para exploración, usado para profundidades de 10 a 120m, normalmente montados en plataformas de forma triangular o cuadrada soportadas por tres o cinco soportes metálicos. La plataforma descansa de 15 a 25m sobre el nivel del mar.
- Las plataformas de perforación son utilizadas actualmente para transportar el petróleo o gas a tierra firme. Están construidas sobre los pozos de hasta 300 m de profundidad, y están directamente ancladas al fondo del mar.

- Los taladros de Vessel semi-sumergibles, están ubicados sobre un gran tanque semisumergido que sirve como soporte y estabilizador de la embarcación.
- Las naves de perforación tipo Vessel, la perforación de los pozos se lo realiza a través de orificios ubicados en el centro de la nave, no tienen límite de profundidad, su posición es mantenida por computadoras que controlan el impulso de la nave.

Luego de obtener resultados satisfactorios en los estudios de exploración, los pozos petroleros pueden entrar en el proceso de explotación siguiendo el siguiente proceso (Figura1.2):

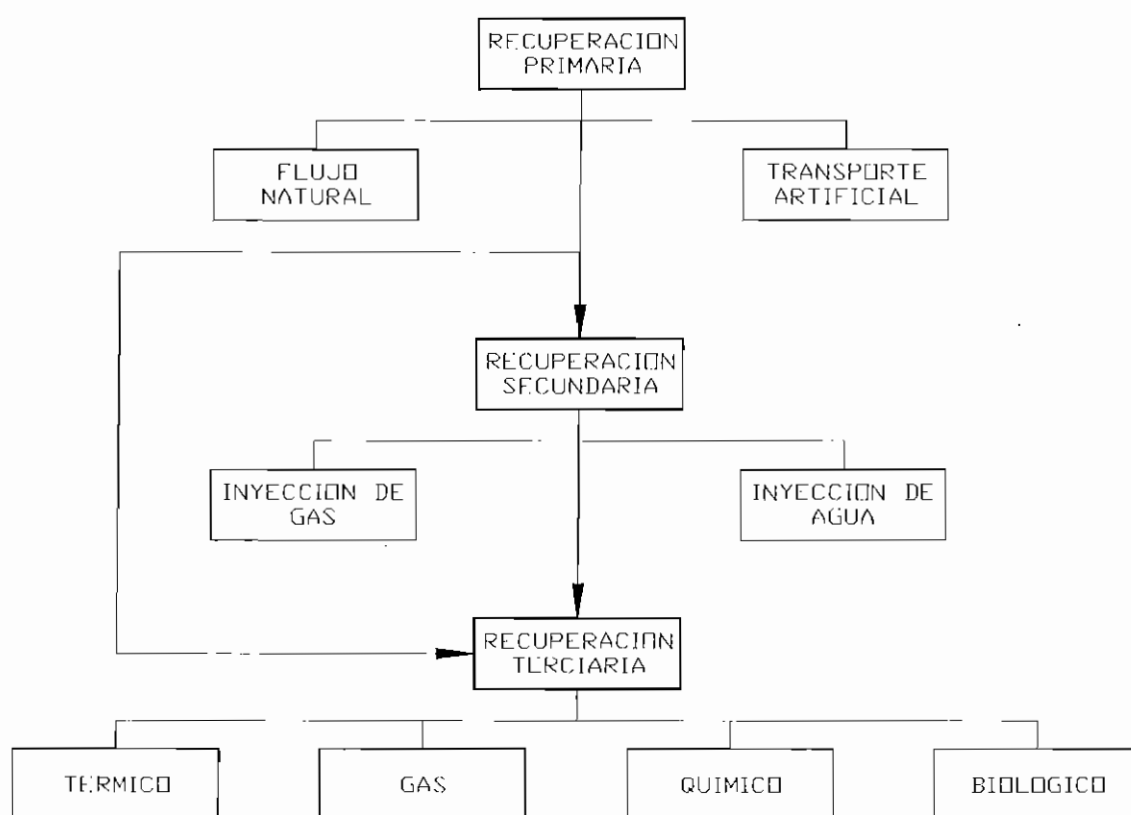


Figura1.2. Mecanismos de recuperación de reservas petroleras.

### 1.3.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

La etapa inicial de recuperación del petróleo comienza luego de la exploración del yacimiento. Los depósitos de petróleo y gas se encuentran a gran profundidad en la corteza terrestre, sometidos a una gran presión que los empuja hacia la superficie, únicamente contenidos por las rocas que forman una bóveda hermética en las profundidades.

Luego de la perforación del pozo se insertan tubos por los cuales empieza a fluir el petróleo hacia la superficie utilizando los recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo. Generalmente se aprovecha la expansión de los componentes volátiles para extraerlo hacia la superficie; este proceso es conocido como "*flujo natural*". A medida que se extrae el petróleo y gas del pozo, la presión inicial decrece hasta un punto donde esta no es suficiente para empujar el petróleo y gas hacia la superficie, en este punto se necesitan nuevos métodos para su recuperación.

La siguiente fase de recuperación de un pozo de petróleo consiste en la "*extracción artificial*" que puede aplicarse por varios métodos:

- El primer método consiste en colocar una bomba en el fondo de la tubería, la cual ayuda a la extracción del hidrocarburo.
- El segundo método consiste en la inyección de burbujas de gas entre la tubería y las paredes del pozo con la ayuda de válvulas especiales ubicadas en el fondo del pozo. Estas burbujas de gas disminuyen la densidad del crudo y así se logra elevar la columna de petróleo del pozo para facilitar la expulsión de crudo hacia la superficie.
- El tercer método consiste en la presurización del pozo con la ayuda del mismo crudo y una bomba ubicada en el fondo del pozo. Esto se lo puede hacer siempre y cuando el pozo tenga suficiente presión remanente para lograrlo.

Estos métodos de recuperación primaria se utilizan mientras la presión del pozo se mantenga, el momento que empieza a decaer es necesario continuar con el siguiente paso de recuperación. Normalmente la recuperación primaria permite extraer entre un quinto y un tercio de la capacidad del yacimiento petrolero.

### 1.3.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria se inicia cuando se tiene una considerable disminución de la presión del pozo o cuando la producción en los yacimientos petroleros livianos o medios declina.

La recuperación secundaria se produce con la inyección de líquidos o gases en el reservorio, los cuales empujan el petróleo al incrementar la presión del pozo. Este procedimiento se aplica a un reservorio de petróleo esencialmente agotado. Existen dos tipos de recuperación secundaria: por inyección de agua y por inyección de gas.

- La producción de petróleo puede incrementarse por medio de una inyección concentrada de un fluido en el reservorio principal, luego de un decremento de presión inicial que resulta en una baja tasa de recuperación. El primer método utilizado es la *inyección de agua* a través de "pozos de inyección" (Figura 1.3.) cuyo fluido empuja al petróleo hacia los pozos de producción. El agua es bombeada en el estrato productivo a través de bombas de alta presión en un volumen igual al volumen del petróleo extraído.
- El segundo método es la *inyección de gas*, cuya presión se usa para mantener la presión del reservorio y prevenir su agotamiento repentino, y de esta manera incrementar el flujo de producción. Este método no es tan eficiente como el de la inyección de agua.



La baja viscosidad del gas causa un incremento en el espaciamento del aceite. El gas ocupa los espacios individuales de las porosidades de las rocas obligando el desplazamiento del crudo y tratando de ocupar la sección total del reservorio, tal como se muestra en la Figura 1.4.

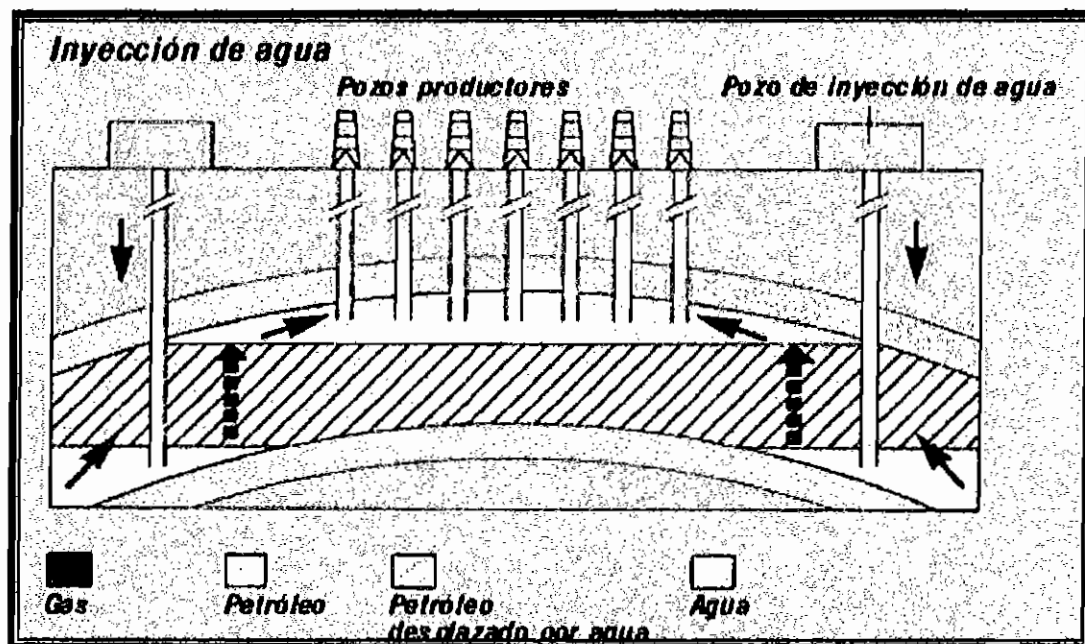


Figura. 1.3. Método de Inyección de agua.

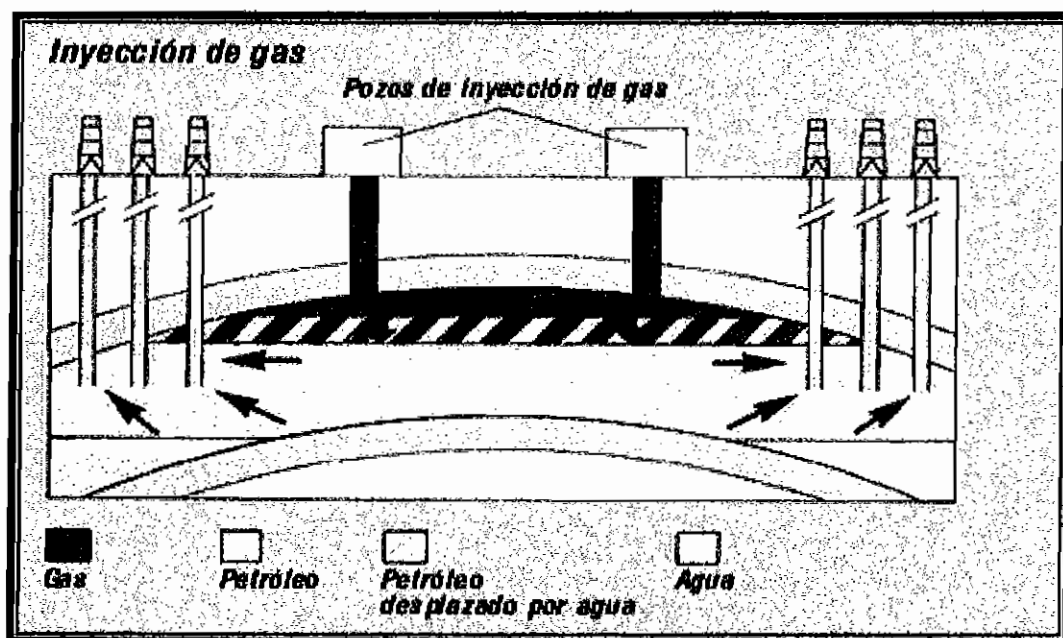


Figura. 1.4. Inyección de gas.

### 1.3.3 RECUPERACION TERCIARIA

Cuando la evaluación entre los costos de extracción - procesamiento del crudo y las ganancias dejan de ser efectivos, se considera entrar en la siguiente fase de tratamiento del pozo, o lo que se conoce como recuperación terciaria o recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, "EOR").

El gran problema de la recuperación de petróleo de los yacimientos consiste en que las tensiones superficiales a las que está sujeto tienden a compactar el petróleo contra las rocas. Adicionalmente, en el caso de tener agua en el reservorio, que es lo más común, esta puede producir burbujas que obstruyen los poros rocosos con su tensión superficial y por tanto impiden el paso del petróleo hacia el pozo de producción. Esta tensión superficial es la principal causa para la permeabilización del pozo y por tanto una baja en la producción.

La recuperación terciaria básicamente consiste en adicionar sustancias químicas al pozo para tratar de romper esa tensión superficial y mejorar la eficiencia de la recuperación secundaria, además de conseguir una disminución de las fuerzas internas del reservorio.

Como se puede observar en la Figura 1.2. se tiene varios métodos de recuperación terciaria. A continuación se los describe para tener una idea de sus procedimientos:

- El primer método se refiere a la *inyección de gas* en el pozo. Este gas normalmente es el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) que se disuelve en el crudo, provocando una dilatación que hace reducir su viscosidad. El estado gaseoso del dióxido de carbono permite obtener como resultando una alta eficiencia en el desplazamiento del crudo en contacto. Normalmente se utilizan bancos o conjuntos de pozos de inyección de gas combinados con la inyección de agua para mejorar la eficiencia. Cuando el dióxido de carbono aparece en el crudo recuperado en los pozos de producción, este

es separado, limpiado de impurezas, presurizado y nuevamente reinyectado.

- El segundo método utilizado para la recuperación terciaria consiste en el *procesamiento químico* del pozo. Este consiste en la adición de un químico de alto peso molecular, conocido como polímero, al flujo del agua de reinyección, para evitar su tendencia a cruzar el petróleo para alcanzar lugares menos permeables en el reservorio. Dentro de este mismo método químico se tiene la inyección al reservorio de un bache con alto contenido de surfactante<sup>1</sup>; esto da lugar a la formación de micelles<sup>2</sup>. Una de las propiedades únicas de las micro emulsiones del crudo recuperado es que es miscible<sup>3</sup> con el petróleo por lo tanto desplaza el aceite en la formación por la disolución en el reservorio. Este mecanismo de desplazamiento, comúnmente de baja tensión superficial debido al surfactante diluido, provoca que el borde principal del flujo "micellar" esté relacionado con la reducción de la tensión superficial del agua como resultado de la presencia de surfactante en el bache micellar. Como la tensión superficial se reduce, la fuerza capilar actúa para que la manutención del petróleo en el reservorio se reduzca, y se desplace más rápida y fácilmente hacia los pozos de producción.
- El tercer método de la recuperación terciaria corresponde a las *técnicas térmicas*, donde se aplica calor al crudo para reducir su viscosidad, y activar una solución gaseosa en algunas instancias o fases del crudo. Como resultado de la expansión térmica se incrementa la permeabilidad relativa, esto crea una destilación primaria dentro del pozo y en algunos casos la ruptura térmica del crudo. Para aplicar el calor al petróleo dentro del pozo se tiene varias técnicas. Una de ellas es la utilización de inyección de vapor cíclico.

---

<sup>1</sup> Surfactante. Se dice de la sustancia que modifica la tensión superficial del agua.

<sup>2</sup> Micela es una formación o conglomerado de moléculas.

<sup>3</sup> Miscibilidad es una propiedad física de algunas sustancias por la que forman mezclas homogéneas.

En este caso se inyecta vapor en la tubería principal del pozo de producción, para calentar el crudo del fondo, y recuperarlo inmediatamente. Luego de un tiempo de la inyección, el pozo vuelve a su proceso de producción. Se dice que esta es esencialmente una técnica de estimulación del pozo. Cada pozo tiene su tratamiento individual en cuanto a tiempo de aplicación de calor y temperatura del vapor aplicado. También se puede inyectar el vapor por medio de pozos de inyección independientes, para empujar el petróleo al pozo de producción similar a la inyección convencional de fluidos.

- Otra técnica utilizada para la aplicación de calor al crudo es la conocida como "combustión in situ". Este proceso ocurre por la combustión de parte del petróleo dentro del reservorio. Para lograr este fenómeno se inyecta aire en el reservorio, el cual se auto igniciona por la presión presente dentro del pozo, o es ignicionado en el caso de tener crudos muy pesados en pozos de baja presión. Dependiendo de la temperatura y composición del reservorio, el calor y los gases que se forman presurizan el reservorio y provoca una recuperación inmediata del petróleo. Normalmente la falta de aire extingue el fuego dentro del pozo, pero, en caso de ser necesario se inyecta agua para terminar la presurización térmica del mismo.
- Finalmente se puede tratar el pozo por medio de micro organismos inyectados al mismo, los cuales interactúan con la materia orgánica en el fondo del pozo para disminuir la tensión superficial en los poros de las rocas y hacer más fácil el desplazamiento del crudo. Este método es muy poco usado debido al alto costo de los micro organismos utilizados.

#### **1.4 INYECCION DE AGUA**

Como se ha visto, en la recuperación secundaria el proceso más eficiente es la inyección de agua. Este es un proceso probado de recuperación de aceite, por lo tanto se revisará más detalladamente sus características.

### 1.4.1 EL AGUA EN LOS POZOS DE PETRÓLEO

Tanto el agua de la superficie como el agua de formación de los pozos petroleros contienen muchas impurezas, debido al continuo contacto físico con formaciones de arena y roca que han disuelto sus componentes tanto sólidos como gaseosos en ellas. Los componentes no disueltos toman el nombre de sólidos suspendidos, que al precipitarse forman la conocida escala. El agua es el medio ideal para la proliferación de colonias de microorganismos que tratan de disolver los metales.

Para el caso de un campo petrolero, el agua se utiliza, entre otros, para los siguientes objetivos:

- Inyección en las formaciones subterráneas de petróleo para recuperarlo y/o mantener la presión del reservorio.
- Inyección en las formaciones subterráneas de petróleo para disponer de las aguas contaminadas.

Independientemente de su utilización, se debe tener dos principales objetivos en las tareas de operación:

- Evitar el depósito de sólidos en las líneas de transporte, en tanques de almacenamiento y pozos.
- Prevenir la corrosión de la superficie e interiores de los equipos.

Para cumplir con estos objetivos, es muy importante el muestreo que se haga al agua para obtener su composición. En el caso del agua de los campos petroleros, las propiedades de interés son el pH, la temperatura, el contenido de gases disueltos, los sólidos suspendidos y la población bacteriana. Estos parámetros son muy delicados y suelen cambiar luego de tomar las muestras.

Cualquier persona que este involucrada en el proceso de inyección de agua debe tener conocimientos de:

- Los constituyentes y propiedades del agua para inyectar.
- El significado de cada componente.
- Los métodos de análisis típicos que se usan.

#### 1.4.1.1 COMPONENTES PRIMARIOS DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua que se obtiene en los campos petroleros esta compuesta básicamente de iones cuya combinación pueden llevar al taponamiento o corrosión de las tuberías que transportan el agua de inyección. A continuación en la Tabla 1.2 se nombran brevemente los componentes más importantes y a los cuales se debe tratar de eliminar.

Cationes	Aniones	Propiedades
Calcio (Ca)	Cloro(Cl)	PH
Magnesio (Mg)	Carbonatos (CO <sub>3</sub> )	Sólidos suspendidos
Sodio (Na)	Bicarbonatos (HCO <sub>3</sub> )	Turbidez
Hierro (Fe)	Sulfatos (SO <sub>4</sub> )	Temperatura
Bario(Ba)		Gravedad especifica
Estroncio (Sr)		Oxigeno disuelto
		Dióxido de carbono disuelto
		Sulfatos en H <sub>2</sub> S
		Población de bacterias
		Contenido de aceite.

Tabla 1.2. Componentes primarios del agua de formación.

Adicionalmente, se encuentra el TDS, cantidad de sólidos suspendidos. Esto se obtiene de la suma de las concentraciones de los iones. Este dato es muy importante pues justificará la cantidad de bactericida para un tratamiento químico efectivo.

- El calcio. Es uno de los mayores constituyentes del agua petrolífera, su importancia radica en la facilidad para formar carbonatos, bicarbonatos o sulfatos, los cuales se precipitan para formar escala<sup>4</sup> ó en el mejor de los casos sólidos suspendidos.
- El Sodio. Es otro de los componentes mayoritarios del agua petrolífera, su importancia radica en la formación de NaCl, que da la característica de precipitación de salmuera.
- El Hierro, el magnesio, el bario y el estroncio, son componentes menores en cuanto a su concentración, pero igual da resultados problemáticos con la formación de escala.
- Los cloros son los aniones de mayor cantidad presentes en el agua de formación. Además de estar presentes en el agua fresca, su medición permite conocer el nivel de salinidad del agua analizada, el cual acelera la corrosión en los elementos en contacto con el agua.
- Los carbonatos, bicarbonatos y sulfatos son un gran problema por su habilidad para reaccionar con el calcio, bario y estroncio que forman escala insoluble.
- El nivel de pH es muy importante ya que un alto pH aumenta la tendencia a la precipitación de sólidos, mientras un bajo pH reduce la tendencia de la formación de escala pero aumenta la corrosividad. Normalmente las aguas petrolíferas tienen un pH entre 4 y 8.
- El contenido de los sólidos suspendidos permite determinar los pasos de filtración que necesita el proceso, así como la estimación de la tendencia a taponar las tuberías.

---

<sup>4</sup> Escala, se refiere a la sedimentación de sólidos suspendidos en el agua de formación, en el fondo de la tubería por donde se transporta.

- La turbidez simplemente significa cuan limpia esta el agua debido a los sólidos en suspensión, aceite disperso o burbujas de gas. Su medición permite conocer el rendimiento del filtro.
- La temperatura del agua afecta la tendencia a la formación de escala, el pH, la gravedad específica y la solubilidad de los gases en el agua.
- La gravedad específica es la relación entre la densidad de la muestra de agua y la densidad del agua pura. Su magnitud es un indicador directo de la cantidad total de sólidos disueltos en el agua.
- El oxígeno disuelto contribuye al nivel corrosivo del agua así como facilita el crecimiento de bacteria aeróbicas.
- El dióxido de carbono disuelto tiene relación directa con el pH, la corrosividad y la tendencia a la formación de escala  $\text{CaCO}_3$  en el agua.
- Los sulfatos y las bacterias provocan un incremento en el nivel corrosivo del agua y tendencia a aumentar la posibilidad de taponamiento en las tuberías.
- El contenido de aceite, ya sea disperso o formando emulsiones, decrementa la inyectabilidad del agua, incluso pueden causar bloques de producto emulsionado en la formación que actúa como un pegamento para ciertos sólidos, como el sulfato de hierro, que incrementa la eficiencia del taponamiento. Si se inyecta agua sin tratamiento, esta podría tapar los poros de la formación alrededor de la boca del pozo.

El análisis correcto y preciso de laboratorio de los elementos anteriormente expuestos permitirá planificar los procedimientos a seguir para obtener los resultados deseados.



## 1.4.2 MEZCLA DE AGUAS

Cuando se mezcla aguas con diferentes composiciones se tiene la formación de escala y el taponamiento del pozo. Esto se conoce como incompatibilidad del agua. Para evitar este fenómeno se debe tener un análisis individual de cada componente de esta mezcla y estabilizar las condiciones del sistema para no tener problemas de escala. Cuando se mezcla dos tipos diferentes de aguas, existen parámetros como el pH, la temperatura y la proporción de mezcla que producen precipitación de elementos, como el carbonato de calcio, el sulfato de calcio o el sulfato de bario.

Por lo tanto, la mezcla de dos o mas aguas incompatibles es totalmente indeseada para la reinyección y si se lo realiza se debe hacer un análisis muy preciso para tomar los correctivos de manera rápida y efectiva.

## 1.4.3 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua no siempre es satisfactoria ni lucrativa, pero es el método más utilizado debido principalmente a lo siguiente:

- La existencia de gran cantidad de agua y su disponibilidad general en la naturaleza.
- Al tener al agua como un referente físico, para la densidad de los fluidos, permite obtener características hidrostáticas importantes en el interior del pozo ya que la columna formada en éste facilita relativamente su inyección.
- La característica de insolubilidad del agua con el crudo permite desplazar el petróleo a lo largo del yacimiento.
- Al ser un liquido, el agua trata de ocupar la forma del yacimiento haciendo más fácil el desplazamiento del petróleo.

Las primeras pruebas de este método de recuperación se las realizó en un solo pozo de inyección, cercano a los pozos de producción, para observar si se tenía un buen desplazamiento de crudo. A medida que el agua inyectada empezaba a aparecer en los pozos de producción adyacentes, se los transformaba en pozos de inyección, para ampliar la zona invadida, lo que en esos días se conoció como "invasión en círculo".

Actualmente estos procesos no se los realiza en un solo pozo de inyección ya que los estudios realizados han demostrado que si se tiene varios pozos de inyección estos formaran un frente uniforme en el yacimiento y producirán un empuje lineal al petróleo del reservorio. Al momento de implementar una inyección de agua se deben tener ciertos criterios iniciales:

- La disposición de los pozos de reinyección debe dar la cantidad de crudo deseado.
- Disponer del volumen de agua suficiente y necesaria para la inyección hacia el pozo y desplazar la misma cantidad de crudo producido.
- Se debe conseguir una mínima cantidad de agua en el petróleo desplazado hacia los pozos de recuperación, para tener máxima productividad.
- Los estudios preliminares de los pozos de producción darán como resultado varias características del pozo como por ejemplo: permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas de la formación, echado, etc. Estos resultados deben ser aprovechados.
- La ubicación geométrica no debe discordar con los demás pozos. Esto permitirá reducir el número de pozos necesarios para formar el frente de inyección.
- Utilizar técnicas ya probadas por la competencia y así evitar gastos innecesarios en su implementación. Algo muy importante en este punto es

tener en cuenta la región de operación ya que las técnicas que se utilicen en otras regiones no necesariamente son efectivas en otra región de operaciones.

Para el diseño de un proceso de inyección de agua, la primera selección que se debe hacer es referente al modelo a utilizarse; es decir, el método que se utilizará para la inyección de agua. Esto está relacionado directamente con el tratamiento en general que se dará a los pozos de inyección, si se los hará según un arreglo repetitivo o se los tratará como un conjunto con el yacimiento. Por tanto estos métodos están relacionados con la ubicación física del pozo respecto al yacimiento, estos pueden ser:

- Inyección periférica.
- Inyección de extremo a extremo.
- Inyección de línea central de pozos.
- O combinación de las anteriores.

Una *inyección periférica* produce generalmente el máximo de recuperación de aceite con un mínimo de agua producida. Debido al poco número de pozos de inyección en la inyección periférica, en comparación a los pozos productores, se requiere un tiempo prolongado para que el agua inyectada llene el espacio del gas evacuado del yacimiento. Esto da como resultado un retraso en la recuperación del crudo del pozo de producción por el desplazamiento de agua. Esto ocurre debido al fenómeno de la pérdida por filtración de una parte del agua inyectada en el acuífero.

Otro factor que debe considerarse en la inyección periférica es la permeabilidad de la formación. Esta debe ser lo suficientemente grande para permitir el movimiento de agua dentro de la formación, desde el pozo de inyección hasta la última línea de productores. Se puede optar por convertir los pozos de producción invadidos en pozos de inyección de agua que estén tan cerca como sea posible al frente de invasión, sin rodear el volumen de aceite móvil para mejorar el desplazamiento. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que cualquier cambio en

la localización de los pozos inyectores requiere una modificación en el tendido de líneas superficiales de agua. Este factor es determinante en el caso de inyección de agua a alta presión debido a la elevación de los costos de inversión. En los yacimientos inclinados se utiliza la inyección periférica, para aprovechar al máximo la inclinación de la formación y obtener un frente uniforme en la invasión de agua.

Normalmente los pozos de producción están espaciados rectangularmente, para tener un frente uniforme de desplazamiento se puede tener arreglos comunes de 5 y 9 pozos. La selección del arreglo a implementarse se hace principalmente sobre la base de la relación movilidad agua-aceite, aunque con frecuencia la heterogeneidad del yacimiento es un factor de importancia.

Con la capacidad tecnológica actual y creciente para calcular con exactitud el comportamiento de un yacimiento, a partir de una detallada descripción de su heterogeneidad, se hace imperativo conocer la uniformidad de ciertos campos específicos. Esta necesidad de una descripción rápida y precisa de las heterogeneidades del yacimiento, se hace más crítica a medida que la industria vuelve su atención a los yacimientos menos permeables, fracturados naturalmente, como candidatos a la inyección de agua.

Con el conocimiento de la inyección de agua, se ha dedicado la atención a su mejoramiento. Uno de ellos se refiere a los pozos con fracturas en el yacimiento, y en este caso se ha utilizado presión pulsante de agua. Esto se produce con periodos de inyección de agua y de aumentos de presión, seguidos por periodos de reducción de la presión con poca o ninguna inyección de agua.

Los métodos restantes se refieren a la disposición geométrica de los pozos de inyección respecto a los pozos de producción, de acuerdo a su nombre.

Cualquier método que se escoja para la inyección de agua, dependerá directamente del monitoreo continuo de sus condiciones y eso se pretende al automatizar una planta completa para este caso, pero debe tomarse en cuenta

que no existen condiciones estándar en el campo, por lo que siempre se necesitará de la intervención del hombre en la toma de decisiones importantes en el tratamiento.

Para el caso específico del campo Auca se utiliza la inyección periférica, utilizando además una combinación de agua de formación y agua de río debido al poco volumen inicial de agua de formación del campamento, esto hace tomar precauciones en cuanto al monitoreo de las condiciones de las aguas para poder mezclarlas.

## **CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DEL CAMPO AUCA**

En este capítulo se describe el funcionamiento de la planta actual, tanto en su hardware como en su software, tratando de tener una visión clara de la importancia de los elementos de monitoreo y control dentro del manejo del proceso. Cabe recordar que cada elemento que constituye la planta, merecería un estudio completo, incluso a nivel de proyectos de titulación, por lo que no se profundizará en ellos sino se tratará dar una idea clara de la función que desempeña cada elemento en el sistema completo,

Se tienen dos propósitos importantes para la planta, el primero es tener un sistema completo de tratamiento de agua tal que le permita ser empleada para la recuperación secundaria por reinyección de agua para el campo Auca – Petroproducción. El segundo objetivo es el de solucionar un gran problema de protección ambiental al evitar la contaminación del medio con el agua de formación.

El sistema en su concepción básica consiste de dos procesos o conjuntos, un conjunto de procesamiento del agua de río y un conjunto de procesamiento del agua de formación<sup>1</sup>. Normalmente se utiliza un solo sistema de tratamiento, el del agua de formación, pero, para este campo, como resultado de estudios preliminares que indican que en los primeros años de producción petrolera no se tendrá suficiente cantidad de agua de formación, para el objetivo planteado de recuperación secundaria, se deberá recurrir al tratamiento de agua de río, y así completar un volumen razonable para lograr el objetivo señalado.

La compañía que llevó a cabo el diseño de este sistema es U.S. Filter, domiciliada en Estados Unidos, en base a los datos proporcionados por Petroproducción y los muchos años de experiencia en el suministro de sistemas de tratamiento de aguas de formación para operaciones de recuperación mejorada de petróleo. El

---

<sup>1</sup> **AGUA DE FORMACIÓN.** Es aquella que se obtiene como resultado de la extracción de petróleo.

trabajo se realizó junto a ingenieros de la institución estatal. Los parámetros más importantes tomados en cuenta en el diseño se los puede revisar en el Anexo 1. La referida compañía está especializada en el tratamiento de agua de cualquier origen. Su respaldo principal se refleja en las ventas anuales de mas de \$500 millones, su estabilidad y confiabilidad a lo largo de todo el mundo.

El presente proyecto tiene una capacidad de procesamiento de 20.000 BPD (barriles por día) ó 583 GPM (galones por minuto), para el sistema de tratamiento de agua de formación, y de 8.000 BPD ó 233 GPM, para el sistema de tratamiento de agua de río en las instalaciones del campo Auca (Figura 2.1).

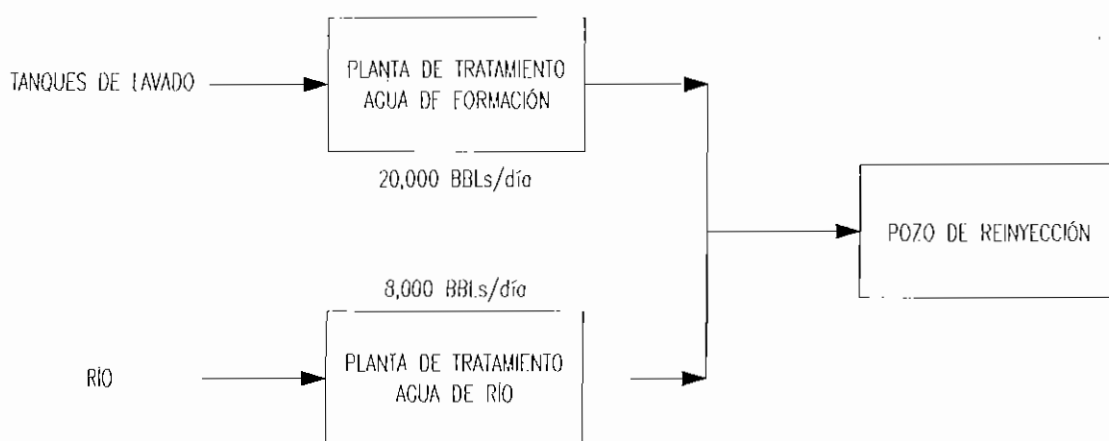


Figura 2.1 Diagrama de bloques del sistema en general.

Todo el sistema está controlado por un PLC (tanto para la activación de actuadores y toma de datos de transductores) y un sistema computacional de monitoreo (para obtener datos estadísticos de una base de datos y datos en tiempo real del sistema completo), ubicados en un solo cuarto de control central. A continuación se describen cada uno de estos sistemas de tratamiento, con sus elementos más representativos y fundamentales.

## 2.1 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

El tratamiento del agua de formación es el proceso más común dentro de la industria petrolera, para la obtención de la recuperación secundaria. El objetivo principal de su tratamiento es el de disminuir los niveles de corrosión y estabilizar su nivel<sup>2</sup> de pH y así evitar el daño inmediato del equipo que conforma la planta como son tanques, bombas, válvulas, etc. El esquema completo de equipo e instrumentación consta en el Anexo 2.1

### 2.1.1 HARDWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

Para el caso del campo Auca el equipo utilizado en el sistema de tratamiento del agua de formación esta representado en la Tabla 2.1:

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
01	1	Tanque de almacenamiento de agua de desborde.
02	1	Sistema de alimentación de ayuda de flotación.
03	1	Unidad de flotación de gas inducido. (Hidrocelda USF modelo H-20D)
04	1	Filtro de cáscara de nuez. (Filtro Autoshell modelo AWS-96)
05	1	Tanque de almacenamiento de agua de formación tratada.

Tabla 2.1 Lista de elementos de la planta de tratamiento del agua de formación.

<sup>2</sup> El nivel **pH** normal para un sistema de agua de reinyección debe fluctuar entre 6 y 8.



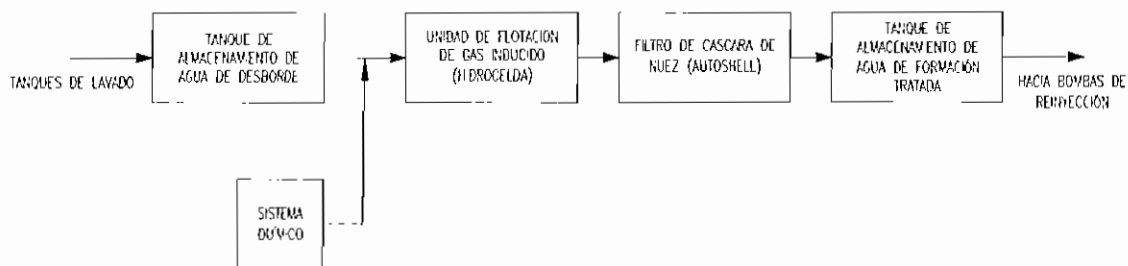


Figura 2.2 Diagrama de bloques de la planta de tratamiento del agua de formación.

En la figura 2.2, se muestra la secuencia de proceso estándar para campos con tratamiento de agua de formación para inyección. A continuación se describe el funcionamiento general de cada uno de los elementos de la planta. Para una descripción más detallada y forma de operación se puede recurrir al Anexo 5.1.

### 2.1.1.1 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE DESBORDE

Este tanque se encarga de suministrar el agua de formación a la Hidrocelda para su limpieza. Todo el proceso inicial no se lo realiza con bombas eléctricas sin algún mecanismo de movimiento forzado, únicamente se utiliza la gravedad.

El agua de formación para este tanque se la toma desde los tanques de lavado centro y sur del campo Auca (tanques existentes). El líquido de ingreso, que contiene agua con poca cantidad de petróleo, se almacena por un lapso de tiempo hasta que éste se estabilice para formar tres capas definidas, a saber:

- Una capa superficial de aceite.
- Una capa de interfase que contiene burbujas de agua rellenas de aceite debido a los agentes químicos existentes en el proceso previo (a este fenómeno se lo conoce como emulsión)
- Una capa inferior de agua de formación.

Una vez que se han formado las tres capas se llena el tanque para eliminar las dos capas superiores mediante desborde hacia un sumidero. Una vez eliminadas las dos capas se permite el paso del líquido remanente hacia la Hidrocelda, por la parte inferior del tanque. Todo este proceso utilizando la gravedad como fuerza impulsora.

### 2.1.1.2 HIDROCELDA (FLOTACIÓN DE GAS INDUCIDO)

La Hidrocelda es un equipo que permite la separación del aceite del agua basado en la técnica de formación de espuma, para este proceso se utiliza la Hidrocelda de U.S. Filter modelo H-20D (Figura 2.3).

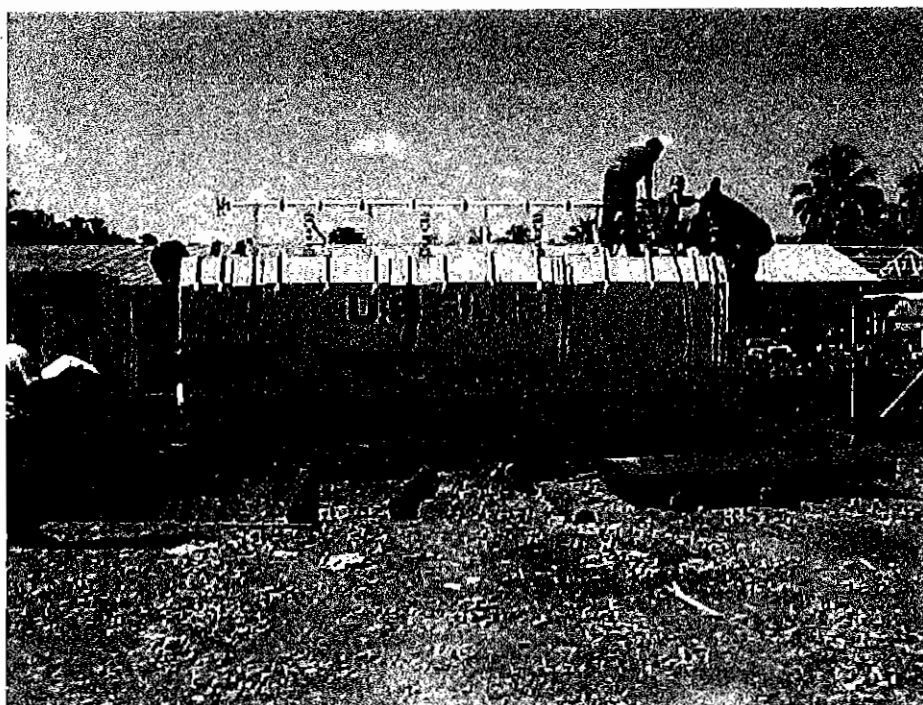


Figura 2.3 Hidrocelda almacenada en bodegas de Petroproducción – para la planta de tratamiento de agua de formación.

El agua de formación ingresa al cuerpo de la Hidrocelda, el cual consta de cuatro compartimentos. Cada uno consta de un tubo interno para la inducción de aire, un mecanismo de dispersión de burbujas (Figura 2.4) y unas paletas para desalojar la espuma.

A la entrada de la Hidrocelda se inyecta un químico espumante, un polímero que junto a la agitación producida por el aire inducido ayuda a la formación de burbujas (Figura 2.5) las cuales arrastrarán el crudo o sólidos que estén presentes en el agua que ingrese.

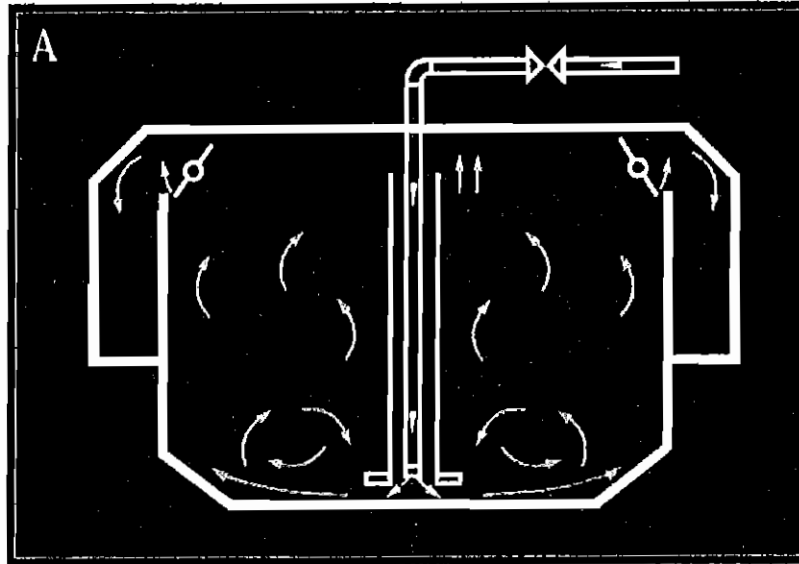


Figura 2.4 Proceso interno de uno de los compartimentos de la Hidrocelda.

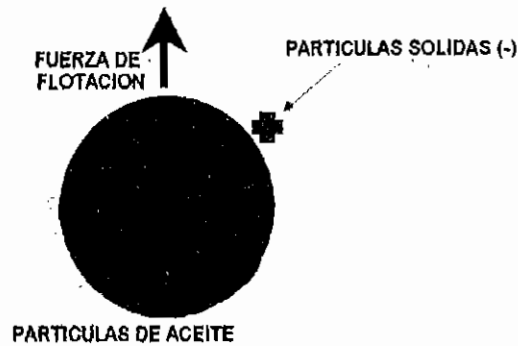


Figura 2.5 Gota individual de espuma formada en la Hidrocelda.

El producto desalojado por las paletas se deposita en un canal lateral a la Hidrocelda, por donde se lo envía a un sumidero para su posterior tratamiento. A la salida de la Hidrocelda se tiene una bomba centrífuga que enviará el agua procesada hacia el filtro de cáscara de nuez.

Es importante mantener el nivel del líquido en el interior de la Hidrocelda para que las paletas que desalojan la espuma contaminada hagan su labor con un buen rendimiento.

### 2.1.1.3 AUTOSHELL (FILTRO DE CÁSCARA DE NUEZ)

A continuación de la Hidrocelda se tiene un filtro de cáscara de nuez Autoshell cuyo propósito principal es el de remover partículas pequeñas desde el agua de formación, las cuales no se pudieron remover en el paso anterior. Se utiliza el modelo AWS-96 de U.S. Filter (Figura 2.6).

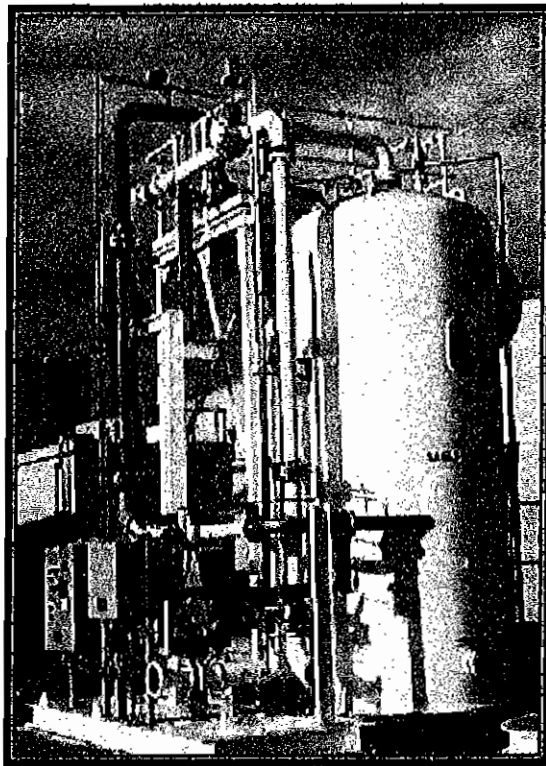


Figura 2.6 Filtro Autoshell.

El Autoshell es un filtro de bajo flujo de lecho profundo (Figura 2.7), esto quiere decir que el agua de formación "sucia" ingresa por la parte superior del cuerpo del filtro la cual pasa a través del lecho filtrante que retiene las impurezas y el agua de formación "limpia" sale por la parte inferior del filtro. El filtro Autoshell utiliza cáscara de nuez negra como medio de filtración, debido a sus excelentes propiedades de absorción de crudo, comparados a los tradicionales medios de

filtración como la arena granate o antracita, además de su dureza comparada a la cáscara de nuez normal, la cáscara de pacana<sup>3</sup> u otros materiales de fibra orgánica.

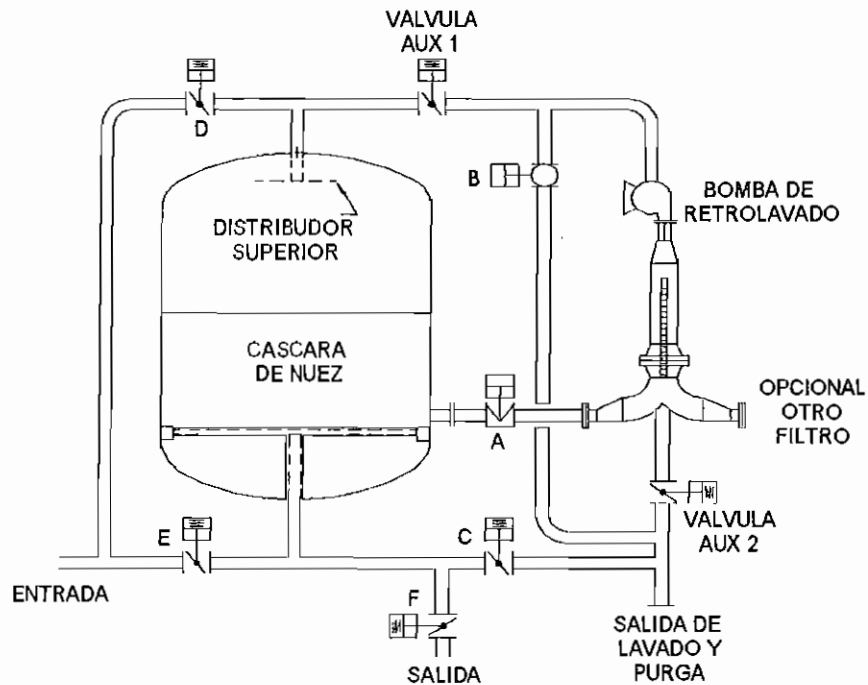


Figura 2.7 Esquema funcional interno y externo del Filtro Autoshell.

El filtro Autoshell es un filtro de funcionamiento automático, esto se refiere a que el lecho filtrante es regenerado por recirculación a través de una bomba centrífuga de diseño especial. Como el lecho filtrante pasa a través de la bomba, la acción del impeler desmenuza todas las partículas de aceite absorbido y sólidos suspendidos en la cáscara de nuez. El agua de retroalimentación contaminada pasa a través de una pantalla plana en la parte superior del cuerpo y se evacua a través de la línea de salida de retrolavado. El proceso entero de fluidización del lecho filtrante, circulación del lecho y descarga del agua de retrolavado toma aproximadamente 10 – 15 minutos. Esto interrumpe el flujo de salida de agua de formación "limpia", pero no interrumpe el flujo de agua de formación "sucio" de ingreso ya que utiliza el mismo producto de entrada para la regeneración a diferencia de otros de su tipo que necesitan una fuente adicional de agua limpia para la regeneración del lecho filtrante.

<sup>3</sup> **Pacana.** Fruto de la planta arbórea de la familia juglandácea, de hasta 25 m de altura. Es originaria de América del norte. Parecida al nogal.

Sin embargo, la capacidad de almacenaje en el tanque de agua de formación tratada es mas que suficiente como para suministrar un flujo continuo a las bombas de inyección de agua durante la regeneración.

El diseño Autoshell merece ser destacado pues ofrece las siguientes ventajas sobre un tipo de filtro similar de cáscara de nuez:

- El filtro de cáscara de nuez negra tiene una dureza más grande que un filtro de cáscara de nuez normal o filtro de pacana. Este permite un mejor rendimiento en la filtración, tiempo prolongado y baja presión diferencial de funcionamiento. Debido a que el filtro de cáscara de nuez negra tiene una gran resistencia a la rotura, el lecho filtrante tiene un mejor coeficiente de uniformidad y requiere menor aumento de elemento de filtración.
- El Autoshell utiliza una pantalla plana para retener el medio filtrante durante la secuencia de regeneración. El diseño de esta pantalla plana provee un significativo incremento en el área de contacto, comparada a viejos diseños que utilizan mallas de tipo tubular, los que tienen un pequeño flujo a través de la malla. El manejo de la tasa de flujo se incrementa de acuerdo a la cantidad de lecho filtrante que este en contacto con el área de la malla.
- El Autoshell no requiere la alimentación de surfactante<sup>4</sup> en el agua de retrolavado como lo requiere un tradicional filtro de multimedia. La adición de surfactante aumenta el consumo de químicos.

#### **2.1.1.4 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN TRATADA**

Este tanque se encarga de almacenar el agua de formación que ya ha sido procesada. El agua de formación "limpia" es suministrada al tanque por una bomba de transferencia ubicada a la salida del filtro Autoshell. El principal

---

<sup>4</sup> **Surfactante.** Se conocen con este nombre a las sustancias que modifican la tensión superficial del agua.

propósito del tanque es la alimentación continua de agua de formación tratada a las bombas de reinyección.

### **2.1.2 SOFTWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

En el caso del monitoreo y control del sistema de tratamiento de agua para el campo Auca se tiene un solo centro de control, por lo que se analizará todo el sistema en conjunto, más adelante, en el Literal 2.4.

## **2.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

Como ya se indicó, por las características del pozo Auca, se necesita procesar el agua de río debido al poco volumen inicial de agua de formación. El propósito principal de esta planta de tratamiento es, según se mencionó en el punto 1.4.2 del primer capítulo, que en el caso de mezclar dos tipos diferentes de agua para reinyectarla, se debe tratar de tener parámetros uniformes en cada tipo y así evitar la posible formación de escala<sup>5</sup> en las tuberías y equipos de inyección. El esquema completo de equipo e instrumentación consta en el Anexo 2.2.

### **2.2.1 HARDWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

Para el caso del campo Auca el equipo utilizado en el sistema de tratamiento del agua de río esta representado en la Tabla 2.2.

Uno a continuación de otro, como se mira en la Figura 2.8, ésta secuencia de proceso es especialmente diseñada para las condiciones de los ríos del oriente ecuatoriano, para darle las condiciones necesarias para su reinyección. A continuación se describe el funcionamiento general de cada uno de los elementos

---

<sup>5</sup> Escala. Término químico que se refiere a la formación de sedimentos sólidos en el fondo de las tuberías.

de la planta. Para una descripción más detallada y forma de operación se puede acceder al Anexo 5.2.

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
01	1	Sistema Químico de entrada: Hipoclorito, Biocida Orgánico, Eliminador de Oxígeno y Polímero.
02	3	Filtros de flujo superior (Filtros USF modelo U-5)
03	1	Torre de desoxigenación.
04	1	Sistema Químico de salida: Inhibidor de escala.
05	1	Tanque de almacenamiento de agua de río.

Tabla 2.2 Lista de elementos de la planta de tratamiento del agua de río.

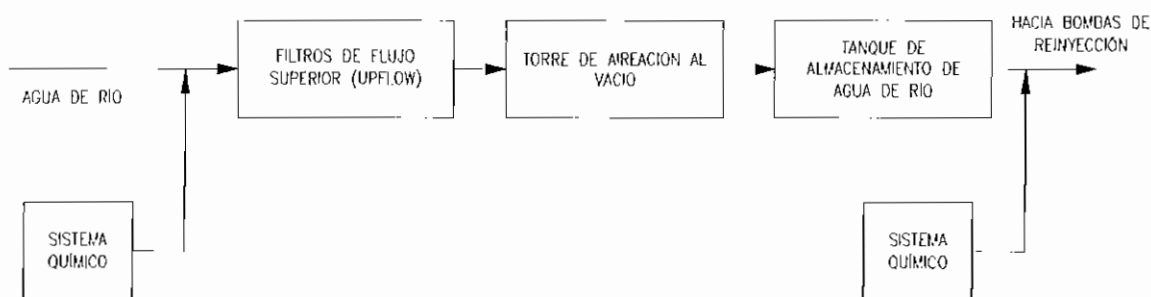


Figura 2.8 Diagrama de bloques de la planta de tratamiento del agua de río.

Las bombas de alimentación del agua de río están dimensionadas para proporcionar suficiente presión a la línea de los filtros de flujo superior y elevar el agua a torres de aireación de vacío en donde se busca reducir el oxígeno disuelto a un contenido<sup>6</sup> menor a 50 ppb.

<sup>6</sup> Parte por billón (ppb), medida química de la cantidad de masa de un compuesto o elemento presente en una solución.



### 2.2.1.1 FILTROS CLARIFICADORES DE FLUJO SUPERIOR (UPFLOW)

El objetivo de los filtros de flujo superior es el de reducir la turbidez a un nivel específico. Los filtros de flujo superior (Figura 2.9) son diseñados para tener un rendimiento extremadamente elevado en el tratamiento de agua de río con niveles de alta turbidez.

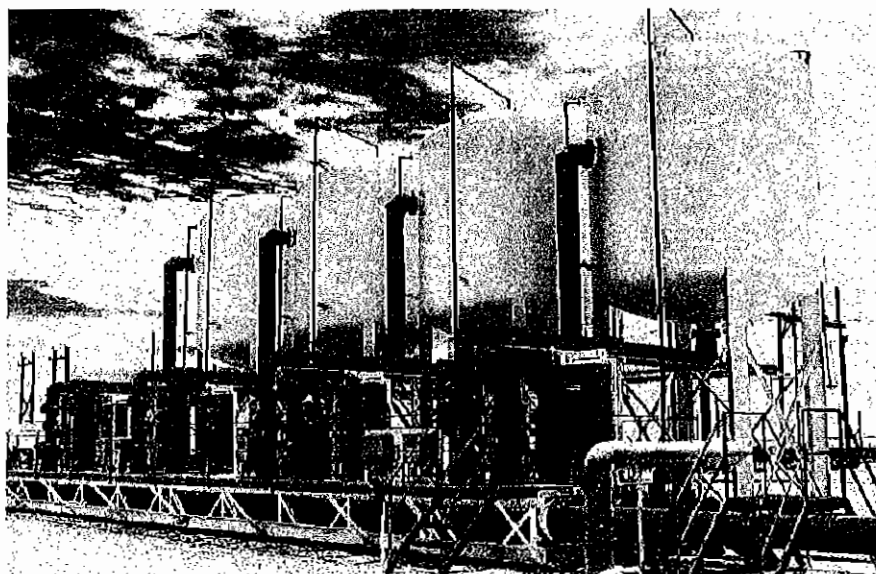


Figura 2.9 Filtros de flujo superior (Upflow).

La alimentación a estos filtros se la realiza directamente de las bombas de captación de agua de río. Se disponen de tres filtros clarificadores de 5 pies de diámetro modelo U-5 para esta aplicación. Los filtros tradicionales, como son los de antracita, arena o clarificadores por sedimentación, no pueden manejar todos los sólidos suspendidos en las aguas de río, especialmente durante las estaciones de lluvias. El filtro de flujo superior tiene dos capas de lecho filtrante (Figura 2.10) para retener las impurezas, protegidas con unas mallas planas de retención. La limpieza del lecho filtrante se realiza mediante el uso de una bomba de realimentación y flujo de aire para eliminar las impurezas acumuladas.

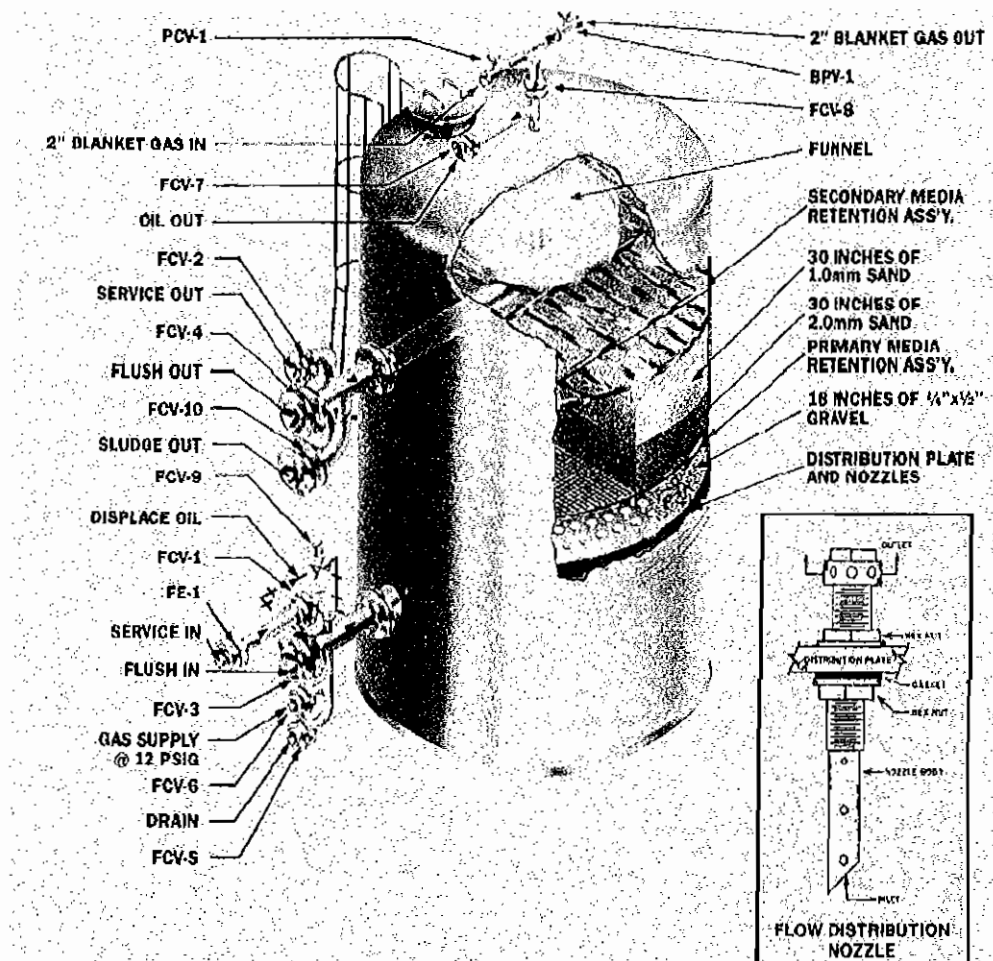


Figura 2.10 Vista interna de un filtro upflow.

De la misma manera, es necesario destacar las características del sistema de filtros de flujo superior que ofrecen ventajas significativas sobre los tradicionales como son los siguientes:

- Un clarificador tradicional requiere un significativo periodo de atención del operador. Su tecnología se basa en la creación de un cuerpo voluminoso de agua en calma donde los sólidos floculados y coagulados puedan depositarse en el fondo. La química de coagulación<sup>7</sup> y floculación<sup>8</sup> es muy

<sup>7</sup> **Coagulación.** Acción y efecto de coagular o coagularse (cuajar, solidificar lo líquido). Precipitación de un coloide, por acción de un agente físico (calor) o químico (alcohol, ácidos).

**Coágulo.** Es el producto de la precipitación de una suspensión.

<sup>8</sup> **Floculación.** Fenómeno presentado por las disoluciones coloidales consistente en la precipitación en forma de pequeños copos.

dinámica. Esto requiere de minuciosas pruebas y errores para seleccionar los químicos apropiados y un habilidoso operador para ajustar el ajuste de la cantidad y proporción de mezcla de los químicos para obtener buenos resultados. Puesto que constantemente cambian las condiciones de turbidez y temperatura, el operador debe explorar continuamente para mantener un buen rendimiento del filtro.

- Los cambios súbitos en la temperatura ambiental, así como las condiciones del clima pueden causar convecciones<sup>9</sup> térmicas dentro del clarificador. Este fenómeno causa la perturbación o agitación del clarificador ocasionando que una significativa cantidad de sólidos tiendan a formar un banco de lodo en la tubería de salida.
- La falla de los clarificadores es común en la mayoría de instalaciones debido a su duro trabajo. Cualquier perturbación causará que los filtros tengan una significativa sobrecarga. Si se usan dos filtros en línea, los dos requerirán un retrolavado casi inmediato, esto dejará al operador con solo un filtro de respaldo cortando efectivamente el flujo de operación a la mitad. Si el operador falla en corregir los problemas del clarificador rápidamente, el sistema completo sufrirá un colapso antes de completar el retrolavado de los filtros.
- Al seleccionar un sistema de filtros de flujo superior presurizado, se está en capacidad de eliminar el re-bombeo del agua, que es necesario con un sistema clarificador o un filtro de bajo flujo. Esto reduce la energía consumida, el mantenimiento de las bombas y sobrecostos.
- Para los modelos tradicionales de filtros se tiene una pérdida de tiempo de alrededor de una hora, para realizar el ajustes de parámetros, para mejorar

---

**Coloidal.** Relativos a los coloides, son cuerpos que al dispersarse en el fluido (líquido o gas), lo hace de manera que las partículas (*micelas*) adquieren un tamaño solo perceptible por un ultramicroscopio (1 a 100 nanómetros), formando una solución coloidal.

<sup>9</sup> **Convección.** Tipo de transmisión de la energía calorífica, característica de los fluidos.

el rendimiento mediante los cambios en la operación del clarificador<sup>10</sup>. Esto significa que, durante una perturbación, el operador puede solamente cambiar un parámetro por hora o tratar de corregir un clarificador desbalanceado<sup>11</sup>. Por otro lado, los cambios en la operación de un filtro de flujo superior se puede realizar en aproximadamente 12 minutos.

Adicionalmente se tiene la opción de acoplar un detector de corriente de flujo. Este aparato detecta las cargas eléctricas en el flujo y proporciona una señal para colocar la cantidad de inyección de químico poli electrolito.

Este instrumento proporciona la cantidad exacta de polímero que será adicionado para que el sistema funcione con máximo rendimiento sin tomar en cuenta los cambios en la alimentación del fluido de entrada, la cantidad de sólidos y características geométricas de éstos en el fluido de la entrada. Estas características proporcionan un excelente rendimiento en el sistema de tratamiento de agua de río, eliminando los problemas asociados con la inyección de químicos inapropiados, ya sea por exceso o defecto.

### 2.2.1.2 TORRE DE AIREACIÓN AL VACÍO

La torre de aireación al vacío (Figura 2.10) es un equipo que reduce el contenido de oxígeno del agua de río para poder igualar las condiciones finales a las condiciones del agua de formación. El objetivo principal de la torre de vacío es el de obtener un nivel de oxígeno disuelto de 50 ppb en lugar de los 20 ppb especificados en las bases de concurso por parte de Petroproducción.

---

<sup>10</sup> Un clarificador es un filtro cuyo lecho filtrante es la arena, la cual, al no ser compacta, necesita un flujo muy pequeño para no agitarla y desperdiciarlo, incluso en algunos modelos necesita breves intervalos de reposo.

<sup>11</sup> Un clarificador desbalanceado es un filtro inestable que no remueve los sólidos en el fluido de entrada debido al alto flujo de entrada.

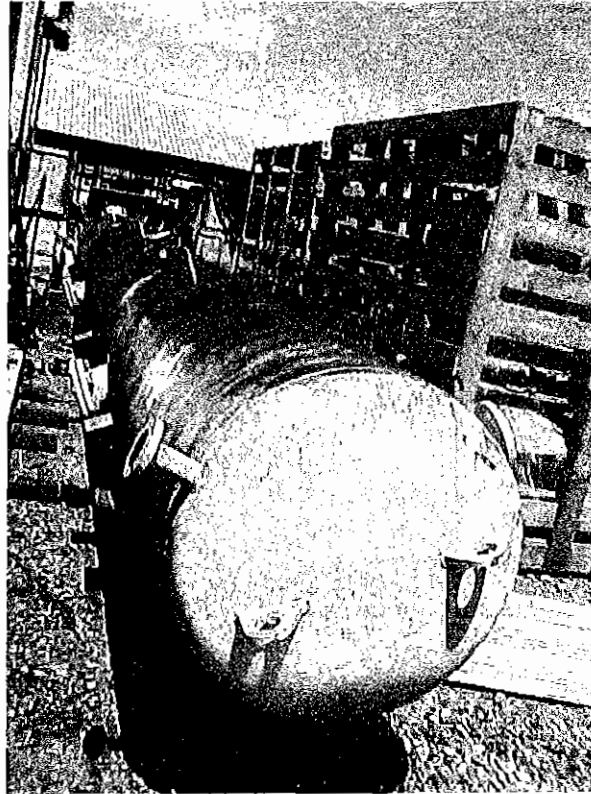


Figura 2.10 Aspecto físico externo de la Torre de Deaireación.

Este equipo se basa en la utilización de dos bandejas con sus capas de lecho filtrante empaquetado con aireación al vacío (Figura 2.11), en lugar de la tradicional torre que utiliza tres bandejas de lecho filtrante.

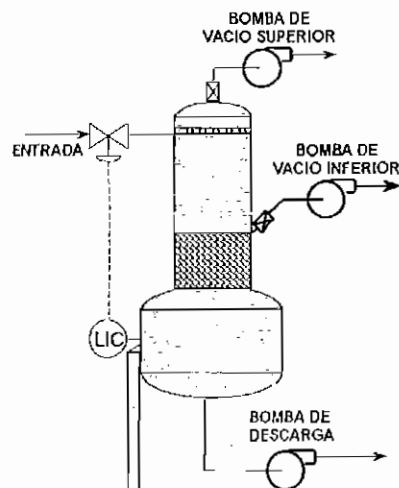


Figura 2.11 Esquema funcional de la Torre de Deaireación.

El lecho empaquetado tiene por objeto proporcionar una alta eficiencia en la transferencia de masa mientras evita potenciales problemas de instalación y alineación de bandejas. Basándose en la experiencia, el capital adicional que se necesita invertir, y los costos adicionales en la instalación y operación de un proceso de tres torres de vacío, para obtener un nivel de 20 ppb de oxígeno disuelto, lo hacen impráctico. Adicionalmente se tiene las siguientes razones:

- Se necesita la misma cantidad de eliminación de oxígeno para remover el oxígeno residual tanto para obtener 50 ppb como para obtener 20 ppb. Este fenómeno se debe a la propiedad de los químicos extractores de oxígeno que reaccionan primero con el cloro residual y luego con el oxígeno residual. A menudo, la medición del oxígeno total más el cloro no es muy precisa; en la práctica normal se usa un ligero exceso de químico extractor de oxígeno.
- Hay muy poca diferencia en la corrosividad del agua cuando tiene 50 ppb y cuando tiene 20 ppb de oxígeno disuelto, un detalle muy interesante si se decide operar el sistema sin químicos extractores de oxígeno.
- Cuando la temperatura del agua de entrada se incrementa, también se incrementa la presión de vapor de agua. Para obtener 20 ppb de oxígeno disuelto, es necesario operar el paso final muy cerrado a la presión de vaporización de agua. Por lo tanto, los cambios en la temperatura del agua podrían causar una significativa vaporización del agua en el paso final de la torre, lo que ofrece una elevada carga a la bomba de vacío, causando un elevado consumo eléctrico de potencia. Se pueden tener muchos problemas mecánicos si los ciclos de las bombas de vacío entran y salen de los procesos de vaporización / condensación como sacar de funcionamiento los motores, quemar los motores, romper los vanos en las bombas, etc.

- Se experimentó con la posibilidad de ofrecer un paso de gas disolvente en el de aireador, pero la calidad y cantidad del gas disponible no cumple los requerimientos para un gas disolvente.

### **2.2.1.3 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

Este tanque se encarga de almacenar el agua de río procesada. El agua de río "limpia" es suministrada por una bomba de transferencia ubicada a la salida de la torre de aireación y su propósito principal es la alimentación continua de agua de río a las bombas de reinyección.

### **2.2.2 SOFTWARE DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

En el caso del monitoreo y control del sistema de tratamiento de agua para el campo Auca se tiene un solo centro de control, por lo que se analizará todo el sistema en conjunto más adelante, en el Literal 2.4.

## **2.3 PANEL DE CONTROL PRINCIPAL**

El panel de control principal consiste de dos interfaces gráficas para la interacción con el operador y un PLC para el control del sistema. Los monitores del operador son pantallas del tipo CTR<sup>12</sup> y la entrada de datos o los eventos de iniciación del proceso se lo hace vía el ratón y el teclado. Los datos del proceso son colectados por el PLC y almacenado en el disco duro o en cintas de respaldo, las características técnicas de estos equipos son las siguientes:

- Dos computadores con procesador pentium de 133 MHz de velocidad, 24 Mb de memoria RAM, 101 Kb de memoria cache, 1.0 GB de disco duro, ratón tipo PS2, disco de respaldo de 800 Mb, un floppy de 3.5" /

---

<sup>12</sup> **CTR.** Se dice de la tecnología de tubo de rayos catódicos (CTR Cathode Ray Tube) para mostrar la información al usuario Control de transmisión y recepción.

1.44 Mb de capacidad, un MODEM de 14.4 / 28.8 K de velocidad, sistema operativo Windows 95.

- Dos monitores de 19" tipo industrial a color.
- Dos impresoras HP5P Laserjet de 600 DPI.
- Un Controlador Lógico Programable Allen Bradley modelo PLC – 5 / 20 serie D, revisión A, con procesador de 8K de memoria.

## **2.4 SOFTWARE DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN Y DE RÍO**

El software de monitoreo y control para el sistema del campo Auca tiene las siguientes características:

- Casa fabricante: Interlution inc.
- Sistema de desarrollo Fix MMI de 300 puntos para Windows 95.
- Bloques de control continuo con simulación de PLC.
- Driver de entrada / salida ABK para PLC Allen Bradley usando interfase KT.
- Tiempo de rutina Fix MMI de 300 puntos para Windows 95.
- Driver para aparatos cyberlogic.
- Software de programación online / offline del PLC - 5.

Los estándares que se mostrarán en la pantalla de todas las válvulas con sus cambios dinámicos tendrán asociados cambios de color con la codificación siguiente:

- Rojo = Abierto.
- Verde = Cerrado.

Las pantallas que se muestran en la pantalla de control del software son las siguientes:



PANTALLA	DESCRIPCIÓN.
1	Vista General.
2	Tanque de desnatado.
3	Hidrocelda.
4	Filtro Autoshell.
5	Almacenamiento de agua de formación.
6	Tiempos preseteados de secuencia de filtros de flujo superior.
	Secuencia de tiempos preseteados para el Autoshell.
7	Alimentación de químico. (hipoclorito de sodio y polímero)
8	Filtro de flujo superior A.
9	Filtro de flujo superior B.
10	Filtro de flujo superior C.
11	Degasificador al vacío.
12	Almacenamiento de agua de río.
13	Analizadores de muestras.
14	Tiempos de motores encendidos.
15	Flujos totales.
16	Alarmas de alimentación de químicos.
	Alarmas de nivel del degasificador.
	Alarmas de nivel de tanque de formación.
	Alarmas de nivel de tanque de río.
	Alarmas de nivel del tanque de desnatado.
	Alarmas de filtro de flujo superior A.
	Alarmas de filtro de flujo superior B.
Alarmas de filtro de flujo superior C.	

Tabla 2.3. Descripción de pantallas para el software de monitoreo y control.

Para ilustrar analizaremos la pantalla principal donde tenemos la vista general del sistema.

## **2.4.1 PANTALLA 1 - VISTA GENERAL (OVERVIEW).**

La primera pantalla y principal del software de monitoreo (Figura 2.12) y control esta formado por un conjunto de iconos en general que permitirá el acceso directo a todos los elementos principales de cada uno de los procesos, de manera general todas las pantallas tendrán aplicación tanto de monitoreo (conocimiento de parámetros) como de control (variación de parámetros por parte del operador).

### **2.4.1.1 MONITOREO**

El monitoreo o vigilancia de una pantalla, consiste de tres conjuntos de variables que permiten al operador, conocer de manera inmediata el estado del proceso.

#### **2.4.1.1.1 DISPLAY**

El display o presentación es un conjunto de datos que representan el valor instantáneo que un transmisor de control, sea este de nivel o flujo envíen al PLC y este a su vez los transforme en datos lógicos. Para la primera pantalla se tiene los siguientes datos:

- Nivel del tanque de almacenamiento de agua de desborde, expresada en pies.
- Flujo promedio de la entrada de la Hidrocelda, expresado en GPM.
- Flujo promedio de la salida de la Hidrocelda, expresado en GPM.
- Nivel del tanque de almacenamiento de agua de formación, expresada en pies.
- Flujo promedio de entrada del filtro de flujo superior A, expresada en GPM.
- Flujo promedio de entrada del filtro de flujo superior B, expresada en GPM.
- Flujo promedio de entrada del filtro de flujo superior C, expresada en GPM.

- Nivel del degasificador, expresada en pies.
- Flujo promedio de entrada del degasificador, expresada en GPM.
- Nivel del tanque de almacenamiento de agua de río, expresada en pies.

#### **2.4.1.1.2 ESTADO**

El estado de los parámetros es la relación gráfica entre el proceso y el operador, mediante barras dependientes o colores definidos para un rango de valores de los parámetros a controlar. Para la primera pantalla se tiene los siguientes datos:

- Barra gráfica variable dependiente del nivel del tanque de almacenamiento de agua de desborde.
- Autoshell en estado de lavado – icono en verde oscuro.
- Autoshell en cualquier otro estado – icono en anaranjado.
- Barra gráfica variable dependiente del nivel del tanque de almacenamiento de agua de formación.
- Barra gráfica variable dependiente del nivel del degasificador.
- Filtro de flujo superior en standby – icono en amarillo.
- Filtro de flujo superior apagado – icono en rojo / gris. (intermitente)
- Filtro de flujo superior en otro estado – icono en café.
- Barra gráfica variable dependiente del nivel del tanque de almacenamiento de agua de río.

#### **2.4.1.1.3 MENSAJES**

Los mensajes que se tiene en la pantalla son textos parpadeantes que advertirán al operador de alguna anomalía en alguna parte del proceso, para conocer en detalle la causa se accede directamente a la pantalla donde se tiene la anomalía.

Para la primera pantalla se tiene los siguientes datos:

- Alarma en el tanque de almacenamiento del agua de desborde.
- Alarma en la Hidrocelda.

- Alarma en el filtro Autoshell.
- Alarma en el tanque de almacenamiento del agua de formación.
- Alarma en el sistema de alimentación química.
- Alarma en el filtro de flujo superior A.
- Alarma en el filtro de flujo superior B.
- Alarma en el filtro de flujo superior C.
- Alarma en el degasificador.
- Alarma en el tanque de almacenamiento de agua de río.
- Alarma en el analizador de muestras.

### **2.4.1.2 CONTROL**

El control o manipulación de parámetros, consiste de una representación gráfica de iconos asociados al estado de un parámetro que permiten al operador variar sus valores y descargarlos al PLC y este a su vez actuar sobre la válvula o motor según sea el caso.

#### **2.4.1.2.1 PULSADORES**

Los pulsadores son iconos en alto relieve o palabras asociadas a un suceso específico, el acceso es instantáneo y se lo realiza mediante el ratón del computador. Para la primera pantalla se tiene los siguientes pulsadores:

- Seleccionar / ir a pantalla del tanque de almacenamiento del agua de desborde. (Pantalla 2)
- Seleccionar / ir a pantalla de la Hidrocelda. (Pantalla 3)
- Seleccionar / ir a pantalla del filtro Autoshell. (Pantalla 4)
- Seleccionar / ir a pantalla del tanque de almacenamiento del agua de formación. (Pantalla 5)
- Seleccionar / ir a pantalla del sistema de alimentación química. (Pantalla 7)
- Seleccionar / ir a pantalla del filtro de flujo superior A. (Pantalla 8)
- Seleccionar / ir a pantalla del filtro de flujo superior B. (Pantalla 9)

- Seleccionar / ir a pantalla del filtro de flujo superior C (Pantalla 10).
- Seleccionar / ir a pantalla del degasificador (Pantalla 11).
- Seleccionar / ir a pantalla del tanque de almacenamiento de agua de río (Pantalla 12).
- Vaya a la pantalla del analizador de muestras (Pantalla 13).
- Vaya a la pantalla tiempos de motores (Pantalla 14).
- Vaya a la pantalla de flujos totales (Pantalla 15).
- Vaya a la pantalla de alarmas (Pantalla 16).
- Abrir las tendencias históricas de los niveles de los tanques (Pantalla 17).

El esquema de presentación de la pantalla se lo representa en el Anexo 5.

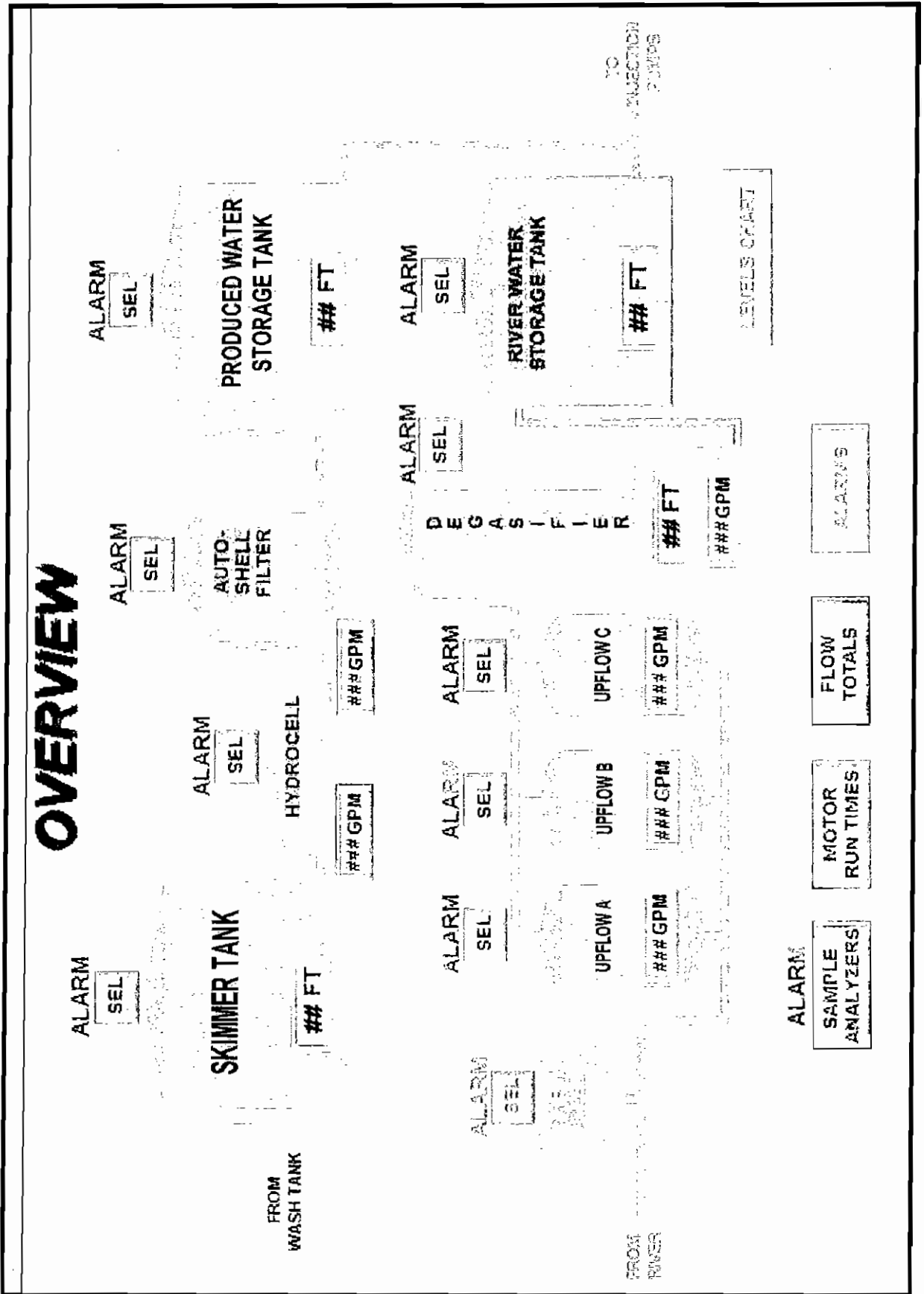


Figura 2. 12. Pantalla de presentación número 1.

## **CAPÍTULO 3. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO**

Tal como se planteó al comienzo de este trabajo, el objetivo principal de este proyecto de titulación es el de optimizar las características funcionales de la planta de tratamiento de agua para recuperación secundaria, habida cuenta que la misma debe incluir el sistema de tratamiento del agua del río. Cabe señalar que la planta de tratamiento de agua que se ha descrito funcionalmente, en particular en el Capítulo 2, hasta el momento esta almacenada en las bodegas de Petroproducción (Lago Agrio), y actualmente se está licitando su instalación física en el campamento Auca, para luego a través de los fabricantes (US Filter) proceder a su puesta en funcionamiento.

Se empezará por ordenar y luego analizar la instrumentación del sistema, el control que realiza el PLC, el hardware del panel de control y el software de monitoreo que se utilizan en el sistema de tratamiento de agua para el campo Auca, para ubicar y definir aquellos puntos donde sea posible optimizar todo el proceso. Las características técnicas más importantes de la instrumentación y equipo de control se las describe en el Anexo 6.

En primer lugar se analiza la instrumentación de cada una de las plantas de tratamiento de agua, tanto de la de formación como de la de río, para analizar los equipos que necesitan ser reemplazados o adicionados para mejorar las condiciones del sistema completo de tratamiento de agua.

### **3.1 INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

Las partes más vitales de la planta de tratamiento de agua de formación tienen asociado algún transductor o actuador para enviar / recibir una señal al / desde el PLC, respectivamente. Los subsistemas más importantes son:

- Tanque de almacenamiento de agua de desborde (Tabla 3.1).

- Unidad de flotación de gas inducido - Hidrocelda USF modelo H-20D (Tabla 3.2).
- Filtro de cáscara de nuez - Filtro Autoshell modelo AWS-96 (Tabla 3.3).
- Tanque de almacenamiento de agua de formación (Tabla 3.4).

### 3.1.1 INSTRUMENTACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE DESBORDE

Como se mencionó anteriormente, este tanque se encarga de suministrar el agua de formación a la Hidrocelda para su limpieza. Debido a la necesidad de desalojar la capa superior de crudo, se utiliza un medidor de nivel para, con ayuda de un PC, tener un registro gráfico y para el control del líquido contenido en él mismo trabajando en conjunto con una válvula accionada neumáticamente desde el PLC, las características más importantes de estos elementos se los registra en la Tabla 3.1.

<b>TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE DESBORDE</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Flujo	Válvula	Bray	30-125 / 91	Entrada al tanque.
Nivel	Transmisor	Rosemount	1151LT-S-22-M3	Sobre el tanque.

Tabla 3.1. Elementos de control del tanque de almacenamiento de agua de desborde.

### 3.1.2 INSTRUMENTACIÓN DE LA HIDROCELDA

El principal objetivo de la Hidrocelda es el de separar la mayor cantidad de sólidos y petróleo del agua de formación. Para cumplir este objetivo se requiere mantener constante el nivel del líquido que ingresa a ésta. Para lograr medir este parámetro se utilizan dos interruptores de nivel para advertir al operador respecto a si el nivel está más bajo o más alto de ciertos valores predefinidos. Para controlar este nivel se tiene a la entrada de la Hidrocelda, un medidor de flujo, el cual con la ayuda de un controlador manipula una válvula de accionamiento neumático para dejar entrar más o menos líquido a la Hidrocelda; y una válvula ubicada en la tubería de



salida, accionada neumáticamente desde un controlador, para dejar escapar líquido cuando así sea necesario. A la salida de la Hidrocelda se necesita medir la presión y el flujo de agua "limpia", hacia el filtro Autoshell. Para medir este flujo se utiliza un transmisor de presión y un transmisor de flujo. Las características más importantes de estos elementos se los registra en la Tabla 3.2.

<b>HIDROCELDA</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Nivel	Controlador	Fisher	2502-249B-67 AFR	Tanque
	Válvula	Bray	30-125 / 91	Salida bomba transferencia
	Interruptor	Drexelbrook	502-3000-918	Tanque (bajo nivel)
	Interruptor	Drexelbrook	502-3000-918	Tanque (alto nivel)
Presión	Transmisor	Rosemount	1151GP-6-S-22- B1-M3	Salida bomba transferencia
Flujo	Transmisor	Rosemount	1151DP-X-S-22- B1-M3	Salida bomba transferencia
	Transmisor	Rosemount	1151DP-X-S-22- B1-M3	Línea de entrada
	Válvula	Bray	30-125 / 91	Línea de entrada

Tabla 3.2. Elementos de control de la Hidrocelda.

### **3.1.3 INSTRUMENTACIÓN EN EL FILTRO AUTOSHELL**

El filtro Autoshell necesita controlar el ciclo automático de lavado, para esto debe controlar su presión interna además del flujo de salida. Para controlar la presión interna se emplea un interruptor de presión diferencial y para controlar el flujo se emplea un transmisor de flujo. De esta forma es posible mantener un equilibrio

entre la entrada y la salida y evitar la formación de burbujas de aire internamente que provocarían la generación de bacterias.

Adicionalmente, tanto en la Hidrocelda como en el Autoshell, se necesita conocer los niveles de turbidez<sup>1</sup> tanto a la entrada como a la salida de los filtros y así evaluar su rendimiento. Para esto se necesita un monitor de turbidez.

Las características más importantes de los elementos mencionados se los registra en la Tabla 3.3.

<b>FILTRO AUTOSHELL</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Flujo	Transmisor	Rosemount	1151DP-X-22-B1-M3	Salida.
Presión	Interruptor	United Electric	J21K-S127KB	Junto al vessel.
Turbidez	Monitor	Rosemount	SCL-T-2120-M	Salida.

Tabla 3.3. Elementos de control del Filtro de cáscara de nuez (Autoshell).

### 3.1.4 INSTRUMENTACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

Este tanque se encarga de almacenar el agua de formación ya procesada y tenerla disponible para su reinyección. Aquí únicamente se necesita conocer el nivel del líquido almacenado, para lo que se utiliza un transmisor de nivel que conectado al PC del sistema permite llevar un registro gráfico de la variable. Las características más importantes de este elemento se los registra en la Tabla 3.4.

<b>ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Nivel	Transmisor	Rosemount	1151LT-S-22-M3	Sobre el tanque

Tabla 3.4. Elementos de control de almacenamiento de agua de formación.

<sup>1</sup> **TURBIDEZ.** Calidad de túbido o turbio, que esta mezclado con otra cosa que, oscurece o quita la claridad natural o transparencia.

## **3.2 INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

De igual forma, las partes más relevantes de la planta de tratamiento de agua de río tienen asociado algún transductor o actuador para enviar / recibir una señal al / desde el PLC, respectivamente. Las partes más importantes son:

- Instrumentación de control de entrada del proceso (Tabla 3.5).
- Filtros de flujo superior A (Tabla 3.6).
- Filtros de flujo superior B.
- Filtros de flujo superior C.
- Torre de desoxigenación (Tabla 3.7).
- Tanque de almacenamiento de agua de río (Tabla 3.8).

### **3.2.1 INSTRUMENTACIÓN DE CONTROL DE ENTRADA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

Este proceso capta directamente el agua de río mediante bombas de alta potencia que no están incluidas en el presente proyecto, sino que serán suministradas por parte de Petroproducción. Este flujo de agua entrará directamente a los filtros de flujo superior, para remover la mayor cantidad de sólidos en suspensión como sea posible. Para que esta tarea se realice correctamente se necesita conocer el flujo total de entrada al sistema, la presión con que se inyecta el líquido al sistema y, sobretodo, la turbidez del agua que ingresa al sistema. Para medir estas variables se utiliza un medidor de flujo, un transmisor de presión y un turbidímetro, respectivamente. Adicionalmente, se inyecta cierta combinación de químicos que deben ser regulados de acuerdo a las variaciones del flujo de entrada. Para medir este valor se utiliza un medidor que en base a detectar las variaciones de corriente eléctrica calcula la cantidad de químicos que se requieren en un momento dado. Las características más importantes de este elemento se los registra en la Tabla 3.5.

ELEMENTOS DE ENTRADA				
PARÁMETRO	TIPO	FABRICANTE	MODELO	UBICACIÓN
Flujo	Transmisor	Rosemount	1151DP-5-S-22-B1-M3	Línea de entrada común.
	Transmisor	Rosemount	1151DP-5-S-22-B1-M3	Salida Bomba retrolavado.
	Válvula de control.	Bray	30-125 / 91	Salida bomba retrolavado
Presión	Transmisor	Rosemount	1151GP-6-S-22-B1-M3	Línea de entrada común.
Corriente	Indicador	Chemtrac	1500XR	Línea de entrada común.
Turbidez	Monitor	Rosemount	SCL-T-2120-M	Línea de entrada común.

Tabla 3.5. Elementos de entrada de control comunes a la planta de procesamiento de agua de río.

### 3.2.2 INSTRUMENTACIÓN DEL FILTRO DE FLUJO SUPERIOR A

Los filtros de flujo superior se encargan de limpiar o retener la mayor cantidad de sólidos suspendidos en el agua de río, es importante el monitoreo del flujo de entrada así como su control, para lo que se utiliza un transmisor de flujo que acoplado a una PC que facilita su registro gráfico y controlara una válvula de accionamiento neumático para permitir mayor o menor flujo de líquido de entrada. Al igual que el filtro Autosshell este tipo de filtro tiene un retrolavado por la detección de una diferencia de presión elevada entre la entrada y la salida para lo cual se utiliza un interruptor de presión diferencial. Cuando se realiza el lavado del medio filtrante se necesita saber el nivel que se tiene en el interior del filtro, para lo cual se utiliza un transmisor de nivel. Las características más importantes de este elemento se los registra en la Tabla 3.6.

<b>FILTRO DE FLUJO SUPERIOR A</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Presión	Interruptor	United Electric	J21K-357	Entrada / salida
Flujo	Transmisor	Rosemount	1151DP-5-S-22-B1-M3	Entrada
	Válvula	Bray	30-125 / 91	Entrada
Nivel	Interruptor	BW controls	unifloat 7014-12-B-7-S	Vessel

Tabla 3.6. Elementos de control del filtro de flujo superior A.

Los tres filtros de flujo superior tienen la misma función y por lo tanto una instrumentación similar en cada uno de ellos, el análisis anterior es válido para los filtros de flujo superior B y C.

### 3.2.3 INSTRUMENTACIÓN DE LA TORRE DE AIREACIÓN DE VACÍO

La torre de deaireación o desoxigenación se encargan retener o eliminar la mayor cantidad de oxígeno presente en el agua de río, para lograr este objetivo se crea un espacio "vacío" al interior de la torre e ir eliminando el oxígeno. Se necesita monitorear las condiciones internas y de las bombas degasificadoras, además de la presión de entrada al filtro, para lo cual se utiliza un transmisor de nivel, un transmisor de flujo y un transmisor de presión, respectivamente (Tabla 3.7).

<b>DEGASIFICADOR DE VACÍO</b>				
<b>PARÁMETRO</b>	<b>TIPO</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>	<b>UBICACIÓN</b>
Flujo	Transmisor	Rosemount	1151DP-5-S-22-B1-M3	Bomba degasificador
Nivel	Transmisor	Rosemount	1151LT-S-22-M3	Vessel
Presión	Transmisor	Rosemount	1151AP-S-22-B1-M3	Entrada.

Tabla 3.7. Elementos de control del degasificador de vacío.

### 3.2.4 INSTRUMENTACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE RÍO

Este tanque se encarga de almacenar el agua de río ya procesada y tenerla disponible para su reinyección. Aquí únicamente se necesita conocer el nivel del líquido almacenado, para lo que se utiliza un transmisor de nivel que acoplado a una PC, facilita su registro gráfico. Las características más importantes de este elemento se los registra en la Tabla 3.8.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE RIO				
PARÁMETRO	TIPO	FABRICANTE	MODELO	UBICACIÓN
Nivel	Transmisor	Rosemount	1151LT-S-22-M3	Sobre el tanque

Tabla 3.8. Elementos de control del tanque de almacenamiento de agua de río.

### 3.3 OPTIMIZACIÓN DEL HARDWARE DE CONTROL DEL SISTEMA ACTUAL

Para la optimización del hardware de control del sistema de tratamiento de agua se debe tomar en cuenta todo lo expuesto tanto en el Capítulo 2 (características completas de la planta), y las Tablas de la 3.1 a la 3.8.

Con motivo de la exposición de productos para la industria petrolera, realizada en Septiembre del 2001 en el centro de exposiciones CEMEXPO, la compañía US Filter, fabricante de la planta, envió a su representante para América Latina, el Sr. Gerad Griott de origen venezolano, y un experto en el tratamiento de agua, el Dr. Wilson Martir de origen norteamericano. Los cuales fueron contactados por el Ing. Marco Guerra, Ingeniero de Petroproducción miembro del departamento de proyectos y encargado de la activación de la planta Auca, para comprometerlos en la realización de una inspección del equipo almacenado, lo cual fue aceptado, por parte del Sr. Gerad Griott, representante para América Latina y el Ing. Jorge Cañizares, gerente de la compañía representante local (ARCOLANDS). Los días 1 y 2 de Octubre de 2001 se realizó la inspección física del equipo almacenado por parte de:

- Dr. Wilson Martir, experto norteamericano en tratamiento de agua por parte de la empresa US Filter.
- Ing. Rubén Guzmán, encargado de la evaluación de productos químicos como parte de la representante local de la compañía, ARCOLANDS.
- Sr. Marlon Taco, encargado de la evaluación de la instrumentación y partes eléctricas del equipo como parte de la representante local de la compañía, ARCOLANDS.
- Ing. Marco Guerra, representante de Petroproducción.

La inspección se la realizó exclusivamente para las condiciones externas, mas no a sus condiciones de funcionamiento debido a la cantidad de equipo existente. Como resultado de esa inspección se pudo concluir, entre los puntos más importantes, que el equipo se encuentra en buenas condiciones de funcionamiento y apto para su montaje, en cuanto a los equipos de mayor tamaño como son: La Hidrocelda, El Autoshell, Los Filtros de Flujo Superior, La torre de Desoxigenación y el panel de distribución principal. En cuanto al equipo de instrumentación se encontraron dos conjuntos de aparatos, los que ya estaban montados en los equipos y los almacenados en una bodega.

La instrumentación instalada en los equipos, a pesar de haber soportado las inclemencias del tiempo por varios años, se encuentran totalmente sellados, sin evidencia de golpes o corrosión, internamente sus contactos de conexión limpios y libres de presencia de condensación de agua, aparentemente funcionales. La instrumentación almacenada en bodega, al estar protegida de las condiciones climáticas normales en el oriente, se las encontró en la mayoría de los casos empaquetadas y libres de maltrato. La observación más importante que se pudo hacer en el corto tiempo de inspección es la falta del equipo de laboratorio entre el equipo almacenado. Luego de la revisión física se tuvo una reunión de trabajo con personal del departamento de instrumentación de Petroproducción en el campo Lago Agrio, de la cual se pudieron recoger los puntos de vista muy valioso de las personas que tendrán a su cargo el futuro manejo de la planta.

Terminada la inspección física, se concluye que la única parte del equipo que necesita un trabajo adicional para la implementación de la planta es el equipo de monitoreo y control, motivo de este plan de titulación, en cuanto a su actualización.

Después de analizar todo el proceso, la instrumentación, los actuadores y basándose en la inspección física realizada en octubre de 2001, se identificaron 2 subsistemas sobre los que se puede proponer una optimización: la Hidrocelda y el conjunto global de instrumentos de control.

### **3.3.1 OPTIMIZACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE LA HIDROCELDA**

En la Hidrocelda se identificó una posible oportunidad de mejora al revisarse una de las técnicas de operación del este sistema: el procedimiento de agitación del químico con el agua de entrada se lo realiza mediante inducción de un gas ó aire, para provocar remolinos que ayudan a que la mezcla y reacción del químico inyectado se produzca de mejor forma y resulte una espuma más uniforme y de allí más eficiente. Al revisar las dos alternativas, se decidió utilizar gas inerte por dos razones: para que no reaccione con el agua, y los productos resultantes de la mezcla se puedan arrojar al medio sin peligro. Se desechó el aire debido a su alto contenido de oxígeno que podría alimentar al fuego en caso de presentarse.

Al seleccionar el gas inerte se decidió al final por emplear el CO<sub>2</sub>. Al no tenerlo disponible, se creó la necesidad de adquirir una pequeña planta de producción de este gas con una capacidad de producción de aproximadamente 500 m<sup>3</sup> por día. Como alternativa para evitar esta inversión económica relativamente alta, se plantea la utilización del gas natural que se dispone en el campamento Auca, pero se advierte que el principal problema que se presentaría en este caso es la atmósfera explosiva que se tendría alrededor del equipo ya que la Hidrocelda no es sellada, su diseño original es Nema<sup>2</sup> 4 (para la protección contra la influencia del agua).

---

<sup>2</sup> Las normas NEMA se listan para referencia en el Anexo 3.



Debido a que el principal objetivo de un diseño es, el de brindar seguridad en el funcionamiento tanto al operador como al equipo. Se debe cumplir este objetivo mediante el reemplazo de los controles ó instrumentos que no cumplan las normas de seguridad bajo ambientes explosivos.

Para la Hidrocelda se tiene 2 elementos constitutivos que no cumplen con la norma para su instalación en ambientes explosivos, a saber, de acuerdo al listado de elementos constitutivos de la planta:

- a) *Panel terminal*: ubicado sobre la Hidrocelda, aquí llegan los cables que interconectan los sensores con el panel de control principal, solamente cumple con la norma Nema 4x. Para solucionar este inconveniente se necesita la implementación de una caja de aluminio armado que cumpla la nema 7, de dimensiones similares a la instalada.
  
- b) *Panel para solenoides y señales analógicas*: cumple con la norma Nema 4. A este panel llegan las señales del PLC para activar o controlar los elementos que permiten mantener el proceso estable. Llegado el momento de su instalación, este se lo puede colocar alejado del área de peligro. La Hidrocelda estaría instalada a la intemperie por lo que los gases explosivos se disiparían al medio rápidamente. Como una medida de seguridad se recomienda un radio de seguridad de 3m alrededor del equipo, basados en las normas NEC.

Las recomendaciones anteriores están basadas en la documentación disponible y la aplicación de criterios contenidos en normas internacionales, su implementación permitirá al proceso ser más seguro y confiable.

### 3.3.2 EVALUACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN DE CONTROL DEL SISTEMA

La planta tiene muchos elementos de control, la mayoría de los cuales cumplen con la norma Nema 7 especificada para ambientes explosivos, por lo que no se necesita cambiarlos para asegurar el proceso.

El principal sistema para optimizar el funcionamiento de la planta y protección de la misma se refiere al filtro Autoshell. Para este se recomienda implementar un transmisor de presión diferencial, para evitar el taponamiento interno de las mallas. Para el funcionamiento normal del Autoshell se dispone de un interruptor de presión diferencial, que da paso al lavado automático del lecho filtrante, cuya función principal es la de detectar un diferencial de presión máximo y mínimo en el filtro, normalmente en rangos de 15 a 30 PSID. Con el transcurso del tiempo, el proceso de lavado automático no logra eliminar todos los residuos, los que se acumulan en las mallas que mantienen el lecho filtrante dentro del filtro, quedando estos atrapados en la malla. Con el paso del tiempo se hacen los lavados automáticos más continuos llevando al desgaste del material y al final al colapso interno del filtro.

La experiencia de campo en filtros similares, en cuanto a su comportamiento y rendimiento, hace posible sugerir una forma de evitar este fenómeno. Mediante el monitoreo de la presión diferencial a través del filtro, se conoce el comportamiento histórico del filtro. Estos datos podrían mostrar que la presión diferencial, luego del lavado del lecho filtrante, no regresa totalmente a la presión inicial y así detectar a tiempo el colapso ya indicado. Cabe indicar que este comportamiento no es detectado por el interruptor de presión diferencial ya que su histéresis solo detecta puntos específicos de presión. El transmisor adicional para el proceso registraría estos cambios intermedios de presión diferencial y los mostraría al operador en el sistema de monitoreo, lo que permitiría tomar los ajustes necesarios, como por ejemplo la limpieza manual de las mallas del filtro y así incrementar la vida útil de las mallas internas del Autoshell.

Se recomienda la utilización del transmisor de presión diferencial PX80-I-HEAD (Figura 3.22), de marca omega. La serie OMEGA PX80 es ideal para medición de líquidos, y tiene un transmisor de presión diferencial disponible en rangos de 1 a 5,000 PSID, aprobado por FM para aplicaciones que requieren de seguridad intrínseca.



Figura 3.22 Transmisor de presión diferencial PX80-I-HEAD.

El resto de instrumentos del proceso no presenta inconvenientes debido a que el equipo maneja agua con poco contenido de petróleo (en el caso del agua de formación) o ningún contenido de materiales volátiles (en el caso del agua de río) por lo que no es necesario reemplazar el equipo puesto que trabaja bajo la norma Nema 4x.

### **3.4 ANALISIS DEL HARDWARE DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA ACTUAL**

En el capítulo anterior se describió el equipo computacional que se dispone en el panel de control (Literal 2.3). El sistema actual cuenta con:

- Un computador con las siguientes características:
  - Procesador Pentium de 133 MHz de velocidad.
  - 24 MB de memoria RAM.

- 101 KB de memoria cache.
  - 1.0 GB de disco duro.
  - Un monitor de 19" tipo industrial.
  - Ratón tipo PS2.
  - Un floppy de 3.5' / 1.44 MB de capacidad.
  - Impresora HP5P Laserjet de 600 DPI.
  - Sistema operativo Windows 95.
  - Función principal: monitoreo del proceso.
- Un computador con las siguientes características:
    - Procesador Pentium de 133 MHz de velocidad.
    - 24 MB de memoria RAM.
    - 101 KB de memoria cache.
    - 1.0 GB de disco duro.
    - Un monitor de 19" tipo industrial.
    - Ratón tipo PS2.
    - Disco de respaldo de 800 Mb
    - Un floppy de 3.5' / 1.44 MB de capacidad.
    - Impresora HP5P Laserjet de 600 DPI.
    - Un MODEM de 14.4 / 28.8 K de velocidad.
    - Sistema operativo Windows 95.
    - Función principal: modificación de parámetros del proceso en línea.
- Un Controlador Lógico Programable controlado por computador (Figura 3.23) con las siguientes características:
    - Allen Bradley modelo PLC – 5 serie D, revisión A.
    - Procesador PLC-5 con características mejoradas con 2 llaves.
    - Tarjeta de procesador 1785-L11B.
    - Batería de litio 1770-XYC.
    - Chasis de E / S 1771-A2B.
    - Fuente de alimentación eléctrica 1771-P4S.



- Computador Pentium de 1 GHz con soporte para Windows 95 y Windows NT
  - Memoria: 128 megabytes
  - Espacio en disco duro: 20 gigabytes
  - Soporte Gráfico: VGA, SVGA o XGA
  - 256 KB de memoria cache
  - Mouse: IBM o Microsoft
  - Un CD writer, para respaldos.
  - Un floppy de 3.5' / 1.44 Mb de capacidad
  - Un MODEM de 56 K de velocidad.
  - Red: Soporte para interfase NETBIOS en Windows para Workgroups, para Novell e IBM LAN usando Ethernet o Token Ring TCP/IP y Serial.
  
- Para el controlador Lógico Programable Allen Bradley modelo PLC – 5, se recomienda realizar las siguientes actualizaciones:
  - Batería de litio 1770-XYC, debido a la falta de utilización del equipo por un lapso de 6 años, este lapso de tiempo excede el tiempo de vida útil de la batería que es de 3 años en almacenamiento, por lo que los programas cargados en la memoria del PLC se han perdido y no poseen respaldo.
  - Tarjeta de memoria EEPROM de 32 Kb, para evitar la pérdida de datos de programación del PLC, se recomienda la utilización de esta tarjeta para tener un respaldo confiable que no dependa de baterías que se agoten con el tiempo.
  - La reprogramación del software de control, puesto que no se dispone de respaldos en discos removibles o fijos tanto por parte del fabricante como del comprador, adicionando el transmisor de presión para el filtro Autoshell.

### 3.6 EVALUACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA ACTUAL

El software de monitoreo y control para el sistema del campo Auca tiene las siguientes características:

- Casa fabricante: Interllution inc.
- Sistema de desarrollo Fix MMI de 300 puntos para Windows 95.
- Versión: 5.2.
- Bloques de control continuo con simulación de PLC.
- Driver de entrada / salida ABK para PLC Allen Bradley usando interfase KT.
- Arquitectura distribuida Cliente / Servidor.
- Interfase intuitivo Humano – Máquina.
- Integración total de datos.
- Monitoreo del proceso en tiempo real.
- Adquisición de datos y supervisor de control.
- Conectividad de base de datos relacionada con SQL / ODBC.
- Alarmas y manejo de alarmas.
- Reportes comprensivos y exactos.
- Tiempo real y registro histórico.
- Control de estadísticas del proceso.
- Soluciones HMI y SCADA para todo tamaño de aplicaciones.

El software de automatización FIX supuestamente utiliza todos los avances y capacidades de Windows 95/98 y Windows NT, además puede utilizar varias aplicaciones de 32 bits. Este software proporciona soluciones HMI / SCADA en control y monitoreo de procesos, adquisición de datos, presentación gráfica, tendencia histórica, alarmas, almacenamiento de datos y seguridad para un ilimitado número de entradas / salidas.

Este software no ha sido probado en el proceso, por lo que no tiene registros históricos almacenados. Más importante, al ser un software de 1994 no tiene

soporte para el año 2000 lo que le impide el almacenamiento y presentación de datos históricos del proceso y por ende la imposibilidad de presentar informes del comportamiento de la planta. Además de no haber disponible una actualización en la misma línea de software, se recomienda su reemplazo por un paquete de la misma casa, para aprovechar la mayor parte de programación como son las pantallas de presentación, designación de variables, designación de alarmas, etc.

### **3.7 ACTUALIZACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO Y CONTROL DEL SISTEMA**

Del trabajo de inspección física realizada y reuniones de trabajo con el personal del departamento de instrumentación de Petroproducción, se recoge las inquietudes de los futuros operadores de la planta. El departamento de instrumentación de Petroproducción indica que posee una gran cantidad de PLC's, Allen Bradley, en diferentes campos del distrito, por lo que este elemento es bastante conocido, pero el software de monitoreo no es conocido en el campo ya que utilizan software de la misma casa fabricante, de ahí surge la inquietud de un posible reemplazo del paquete computacional de monitoreo debido a que en otras estaciones de Petroproducción se utiliza el paquete RSWiew.

Acogiendo la sugerencia por parte del personal de Petroproducción, se plantea dos opciones para la actualización del software de monitoreo y control en la planta de tratamiento de agua, el reemplazo total del paquete computacional y la actualización del paquete computacional instalado, de la siguiente manera:

- *OPCIÓN 1.* El reemplazo total del paquete computacional por uno de otra casa fabricante, que permita el monitoreo y control del proceso. En este sentido se recomienda la utilización del Control View y RSView de Allen Bradley, que es el mismo fabricante del PLC, lo que facilitaría su programación e interconexión. Por otro lado, se incrementaría el tiempo de implementación del paquete ya que se necesita programar completamente. Entre las características más importantes de este paquete computacional se tiene:



- RSVIEW32 es un programa de software para el uso en ambientes Microsoft Windows 2000, Windows NT y Windows9x para la creación y ejecución de aplicaciones de adquisición de datos, monitoreo y aplicaciones de control.
- RSVIEW32 contiene las herramientas necesarias para la creación de todos los aspectos de una interfase máquina-operador, incluyendo las pantallas de gráficos animados en tiempo real, tendencias, y resúmenes de alarma, se integra fácilmente con los productos de Rockwell Software, Microsoft y de otros fabricantes para maximizar la potencia de las tecnologías ActiveX, VBA, OLE, ODBC, OPC™ y DDE.
- Sistema requerido: Pentium II 400 MHz, RAM de 128 MB, Windows2000 Professional o Windows NT Workstation 4.0 con Service Pack 4 ó ServicePack6.
- Con RSVIEW32 puede utilizar la capacidad del contenedor RSVIEW32 ActiveX y OLE para aprovechar la tecnología avanzada. Por ejemplo, puede incrustar RSTools, Visual Basic u otros componentes ActiveX en las pantallas gráficas para ampliar las capacidades de éste, crear y editar pantallas con las herramientas propias de los programas de Microsoft.
- Mediante sofisticados gráficos y animaciones basados en objetos, más las técnicas simples de arrastrar-colocar y cortar-pegar, se simplifica la configuración de la aplicación. Se puede utilizar el modelo de objetos RSVIEW32 y VBA para compartir datos con otros programas de Windows, tales como Microsoft Access y SQL Server, interactuar con otros programas de Windows tales como Microsoft Excel, así como personalizar y extender RSVIEW32 adaptándolo a

sus necesidades específicas o importar archivos de otros paquetes de dibujo tales como CorelDRAW y Adobe Photoshop.

- *OPCIÓN 2.* El reemplazo por un software del mismo fabricante de mejores características que el anterior y compatible en parte con la versión instalada. En este sentido se dispone de la versión iFIX que en parte utilizaría el software anterior, lo que básicamente disminuye el tiempo de implementación en cuanto a su programación. Para tener una idea de este software se presentan a continuación sus características mas importantes:
  - Casa fabricante: Interlution inc.
  - Sistema de desarrollo iFix de 300 puntos para Windows.
  - Bloques de control continuo con simulación de PLC.
  - Sistema operativo: Windows 95 y Windows NT v3.51 o mayor y Windows 2000.
  - Características estándar: ejemplos de sistema, red distribuida, orientación a objetos, gráficos, registros históricos y presentación, cliente y servidor DDE, bloques de batch y macros de Excel.
  - Opciones: control estándar de proceso (SPC), control continuo, driver I/O, constructor de recipientes, interfase de tiempo real SQL / ODBC, desarrollador de software y driver I / O.

La elección del software para la actualización de la planta, se la debe realizar basados en la funcionalidad y en el aspecto económico de los cambios propuestos, los que se analizan en el siguiente capítulo. Pero, basados en el análisis técnico, se recomienda la utilización del nuevo paquete computacional de la fábrica Rockwell – Allen Bradley, debido a sus excelentes características de compatibilidad con el sistema de control (PLC) y el respaldo técnico disponible en el país.

## CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS CAMBIOS PROPUESTOS

En este capítulo se analiza la evaluación económica de la optimización de hardware y software de la planta de tratamiento de agua del campo Auca – Petroproducción. El análisis se lo realiza sobre la base de los precios de los distribuidores locales y / o internacionales que disponen de los equipos recomendados en el capítulo anterior.

El análisis se lo realiza en tres rubros diferentes: el hardware, el software y mano de obra, de acuerdo al listado de materiales de hardware (Tabla 4.1) de toda la planta. En cuanto al Software se divide en dos partes, la opción 1 (Tabla 4.2), donde se considera el reemplazo completo del software de monitoreo por uno de la misma casa fabricante del PLC, en este caso Rockwell – Allen Bradley. Se considera una opción 2 donde se “actualiza” la versión del software utilizado en la planta. Todas las características de los mismos se analizó en el capítulo anterior.

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN
1	1	Panel terminal Nema 7 de 20x20x20cm.
2	1	Transmisor de presión diferencial con salida de 4-20 mA.
3	2	Computadores
4	1	Batería de litio 1770-XYC,
5	1	Tarjeta de memoria EEPROM de 32 Kb
6	1	Interfase DH-485 a RS 232, 2 pórticos, para programación

Tabla 4.1. Listado de materiales de Hardware.

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN
1	1	Paquete computacional RSView32.
2	1	Paquete computacional Rslink32.
3	1	Software para programación Ladder para Windows.
4	1	Programación del software de control
5	1	Programación de software de monitoreo RSView32

Tabla 4.2. Listado de materiales de Software (Opción 1).

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN
1	1	Paquete computacional Upgrade iFix Plus Scada
2	1	I/O Driver for Allen Bradley
3	1	New Key
4	1	Software para programación Ladder para Windows.
5	1	Programación del software de control
6	1	Programación de software de monitoreo iFix.

Tabla 4.3. Listado de materiales de Software (Opción 2).

#### 4.1 EVALUACIÓN DEL HARDWARE DEL SISTEMA PROPUESTO

En la evaluación económica del Hardware utilizado en el proceso se lo divide en dos partes, aquellos elementos que se puede conseguir localmente y los elementos que se consiguen en el extranjero. La división de los elementos se lo realiza debido a que Petroproducción cuenta con oficinas en Huston, a la cual llegarán los elementos adquiridos en ese país.

#### 4.1.1 PRODUCTOS DE ADQUISICIÓN LOCAL

Los ítems 3, 4, 5 y 6 de la tabla 4.1 se pueden adquirir localmente ya que existen representantes de las firmas fabricantes, a las cuales se ha solicitado las cotizaciones respectivas, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 4.5):

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	FABRICANTE	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
3	2	Computadores Pentium III de 1.0 GHz de velocidad, 40 GB de disco duro, 256 MB de memoria RAM, unidad de respaldo de 3 1/2 " de 1.44 MB de capacidad, unidad de respaldo CD Writer 8x, tarjeta de red estándar, MODEM de 56KB de velocidad, monitor de 17" a color tipo industrial.	IBM	1,850	3,700
4	1	Batería de litio 1770-XYC, para el PLC – 5.	ALLEN BRADLEY	65	65
5	1	Tarjeta de memoria EEPROM de 32 Kb.	ALLEN BRADLEY	879	879
6	1	Interfase DH-485 a RS 232, 2 pórticos, para programación del PLC – 5.	ALLEN BRADLEY	3,211	3,211
			SUBTOTAL 1		7,855

Tabla 4.5. Presupuesto Referencial de Hardware adquiridos localmente.

#### 4.1.2 PRODUCTOS DE ADQUISICIÓN NO LOCAL

Los ítems 1 y 2 de la tabla 4.1 se pueden adquirir en los E.E.U.U. ya que no existen representantes de las firmas fabricantes en el país, a las cuales se ha solicitado las cotizaciones respectivas, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 4.6):

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	FABRICANTE	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	1	Panel terminal Nema 7 de 20x20x20cm.	CROISE HUIITS	650	650
2	1	Transmisor de presión diferencial con salida de 4-20 mA.	OMEGA	1,550	1,550
			SUBTOTAL 2		2,200

Tabla 4.6. Presupuesto Referencial de Hardware no adquiridos localmente.

## **4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SOFTWARE DEL SISTEMA PROPUESTO**

La evaluación económica del Software utilizado en el proceso también se lo divide en dos partes. Como una primera opción, se propone el reemplazo total de todo el paquete computacional, y como una segunda opción la actualización de todo el paquete computacional de monitoreo. Afortunadamente en los dos casos, los paquetes computacionales se pueden conseguir localmente.

#### 4.2.1 SOFTWARE OPCIÓN 1 (REEMPLAZO TOTAL DEL PAQUETE ANTERIOR)

Los ítems 1, 2 y 3 de la tabla 4.2 se pueden adquirir localmente ya que existe el representante de la firma fabricante en el país, a la cual se ha solicitado la cotizaciones respectiva, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 4.7):

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	FABRICANTE	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	1	Paquete computacional RView32.	ALLEN BRADLEY	9,850	9,850
2	1	Paquete computacional Rslink32.	ALLEN BRADLEY	3,450	3,450
3	1	Software para programación Ladder para Windows.	ALLEN BRADLEY	4,500	4,500
			SUBTOTAL 3		17,800

Tabla 4.7. Presupuesto Referencial de Software (Opción 1).



#### 4.2.2 SOFTWARE OPCIÓN 2 (ACTUALIZACIÓN DEL PAQUETE INSTALADO)

Los ítems 1, 2 y 3 de la tabla 4.3 se pueden adquirir localmente ya que existe el representante de la firma fabricante en el país, a la cual se ha solicitado la cotizaciones respectiva, obteniendo los siguientes resultados (Tabla 4.8):

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	FABRICANTE	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	1	Paquete computacional Upgrade iFix Plus Scada	INTERLLUTION	8,324	8,324
2	1	I/O Driver for Allen Bradley	INTERLLUTION	432	432
3	1	New Key	INTERLLUTION	345	345
			SUBTOTAL 4		9,101

Tabla 4.8. Presupuesto Referencial de Software (Opción 2).

### 4.3 EVALUACIÓN DE MANO DE OBRA

La evaluación de la mano de obra que intervendrá en la optimización de la planta de tratamiento de agua, exclusivamente para la actualización del software en cuanto a su programación, se la realiza analizando el costo unitario por hora, de acuerdo a normas INEN.

#### 4.3.1 MANO DE OBRA PROGRAMACIÓN DEL SOFTWARE DE CONTROL

##### ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

<b>PROPONENTE:</b>	MARLON TACO ARIAS
<b>UBICACIÓN:</b>	CAMPAMENTO AUCA – Petroproducción.
<b>OBRA:</b>	PROGRAMACIÓN LADDER DEL PLC 5.
<b>FECHA</b>	22 DE MARZO DEL 2002

<b>RUBRO:</b>	PROGRAMADOR – ESPECIALISTA.	<b>CÓDIGO:</b>
<b>ESPECIFICACIONES:</b>		<b>UNIDAD:</b>

A)EQUIPO	Número de Unidades	Potencia HP	Costo Unitario	Costo Total / diario
<b>TOTAL (A)</b>				

B)MANO DE OBRA	No. De Personas Por Puesto	Salario Básico / hora	F.S.R <sup>1</sup> .	Alimentación y Alojamiento	Uniformes y Otros	Costo Total / Diario
Programador - Especialista	1.0	24.25	2.603			63.10
<b>TOTAL (B)</b>						<b>63.10</b>

<b>C) RENDIMIENTO DEL EQUIPO Y MANO DE OBRA</b>	<b>1.0</b>
---	------------

<sup>1</sup> F.S.R. Factor de seguridad

<b>D) COSTO UNITARIO SIN MATERIAL</b>				$\frac{(A)+(B)}{(C)}$	<b>63.10</b>
<b>E) MATERIALES</b>	Unidades de Medida	Precio Unit. (costo)	Consumo		Costo Total/...
<b>TOTAL (E)</b>					
<b>F) TRANSPORTE</b>	Distancia media transporte	Costo/...	Consumo		Costo Total/...
<b>TOTAL (F)</b>					
<b>G) COSTO UNITARIO DIRECTO (D+E+F)</b>					<b>63.10</b>
<b>H) COSTOS INDIRECTOS</b>	%		(G)	25	<b>15.80</b>
<b>I) PRECIO UNITARIO TOTAL</b>					<b>78.90</b>
<b>J) TARIFA IVA</b>			12 %	(I)	<b>9.50</b>
<b>K) PRECIO UNITARIO TOTAL (I+J)</b>					<b>88.40</b>
<b>OBSERVACIONES</b>					

Tabla 4.9. Presupuesto Referencial unitario de Mano de Obra para programación de Software Ladder.

Para la optimización de la planta de tratamiento de agua del campo Auca se necesita programar nuevamente el software Ladder, debido a falta de respaldos del programa anterior tanto por parte del fabricante o del comprador, en este caso Petroproducción. Afortunadamente se tiene la programación original en texto, lo que permitirá ingresar los datos manualmente y volverlo a cargar en el PLC, por tanto se considera un tiempo aproximado de 60 horas de programación por parte del programador (Tabla 4.10).

ITEM	CANT. HORAS	DESCRIPCIÓN	COSTO POR HORA	COSTO TOTAL
1	60	Programación Ladder.	88,40	5,302.11
		SUBTOTAL 5		5,302.11

Tabla 4.10. Presupuesto Referencial de Mano de Obra para programación de Software Ladder.

#### 4.3.2 MANO DE OBRA PROGRAMACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO

##### ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

<b>PROPONENTE:</b>	MARLON TACO ARIAS
<b>UBICACIÓN:</b>	CAMPAMENTO AUCA – Petroproducción.
<b>OBRA:</b>	PROGRAMACIÓN DEL SOFTWARE DE MONITOREO.
<b>FECHA</b>	22 DE MARZO DEL 2002

<b>RUBRO:</b>	PROGRAMADOR – ESPECIALISTA.	<b>CÓDIGO:</b>
<b>ESPECIFICACIONES:</b>		<b>UNIDAD:</b>

A)EQUIPO	Número de Unidades	Potencia HP	Costo Unitario	Costo Total / hora
<b>TOTAL (A)</b>				

B)MANO DE OBRA	No. De Personas Por Puesto	Salario Básico / hora	F.S.R.	Alimentación y Alojamiento	Uniformes y Otros	Costo Total / Hora
Programador - Especialista	1.0	27.10	2.603			70.50
<b>TOTAL (B)</b>						<b>70.50</b>

<b>C) RENDIMIENTO DEL EQUIPO Y MANO DE OBRA</b>	<b>1.0</b>
---	------------

<b>D) COSTO UNITARIO SIN MATERIAL</b>				$\frac{(A)+(B)}{(C)}$	<b>70.50</b>
<b>E) MATERIALES</b>	Unidades de Medida	Precio Unit. (costo)	Consumo		Costo Total/...
<b>TOTAL (E)</b>					
<b>F) TRANSPORTE</b>	Distancia media transporte	Costo/...	Consumo		Costo Total/...
<b>TOTAL (F)</b>					
<b>G) COSTO UNITARIO DIRECTO (D+E+F)</b>					<b>70.50</b>
<b>H) COSTOS INDIRECTOS</b>	% (G)		25	<b>17.60</b>	
<b>I) PRECIO UNITARIO TOTAL</b>					<b>88.20</b>
<b>J) TARIFA IVA</b>			12 % (I)	<b>10.60</b>	
<b>K) PRECIO UNITARIO TOTAL (I+J)</b>					<b>98.80</b>
<b>OBSERVACIONES</b>					

Tabla 4.11. Presupuesto Referencial unitario de Mano de Obra para programación de Software de monitoreo.

Para la optimización de la planta de tratamiento de agua del campo Auca se tiene dos opciones. Puesto ya que se tiene la misma cantidad en la provisión de paquetes computacionales, en la primera opción se necesita programar nuevamente el software de monitoreo, debido al reemplazo total del paquete computacional, en este caso se estima un tiempo aproximado de programación de 70 horas - hombre (Tabla 4.12); Para la segunda opción se necesita programar parte del paquete computacional instalado ya que, al no ser una versión de

actualización completa, se utilizarán parcialmente los datos anteriores, como son los iconos y base de datos. En este caso se estima un tiempo aproximado de programación de 50 horas – hombre. (Tabla 4.13)

Para las dos opciones se considera el mismo costo unitario de mano de obra analizado en la tabla 4.11.

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	COSTO POR HORA	COSTO TOTAL
1	70	Programación de monitoreo.	98,80	6,913.05
		SUBTOTAL 6		6,913.05

Tabla 4.12. Presupuesto Referencial de Mano de Obra para programación de Software de monitoreo (Opción 1).

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	COSTO POR HORA	COSTO TOTAL
1	50	Programación de monitoreo.	98,80	4,937.90
		SUBTOTAL 7		4,937.90

Tabla 4.13. Presupuesto Referencial de Mano de Obra para programación de Software de monitoreo (Opción 2).

Una vez analizados individualmente los costos de la optimización de la planta, a continuación se resume las dos posibles opciones de optimización (Tabla 4.14 y Tabla 4.15).

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	2	Computadores Pentium III de 1.0 GHz de velocidad, 40 GB de disco duro, 256 MB de memoria RAM, unidad de respaldo de 3 1/2 " de 1.44 MB de capacidad, unidad de respaldo CD Writer 8x, tarjeta de red estándar, MODEM de 56KB de velocidad, monitor de 17" a color tipo industrial.	1,850	3,700.00
2	1	Batería de litio 1770-XYC, para el PLC – 5.	65	65.00
3	1	Tarjeta de memoria EEPROM de 32 Kb.	879	879.00
4	1	Interfase DH-485 a RS 232, 2 pórticos, para programación del PLC – 5.	3,211	3,211.00
5	1	Panel terminal Nema 7 de 20x20x20cm.	650	650.00
6	1	Transmisor de presión diferencial con salida de 4-20 mA.	1,550	1,550.00
7	1	Paquete computacional RSView32.	9,850	9,850.00
8	1	Paquete computacional Rslink32.	3,450	3,450.00
9	1	Software para programación Ladder para Windows.	4,500	4,500.00
10	60	Programación Ladder.	88,40	5,302.11
11	50	Programación de monitoreo.	98,80	4,937.90
				38,095.01

Tabla 4.14. Presupuesto Referencial de Optimización de la planta Auca (Opción 1).

ITEM	CANT.	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	2	Computadores Pentium III de 1.0 GHz de velocidad, 40 GB de disco duro, 256 MB de memoria RAM, unidad de respaldo de 3 1/2 " de 1.44 MB de capacidad, unidad de respaldo CD Writer 8x, tarjeta de red estándar, MODEM de 56KB de velocidad, monitor de 17" a color tipo industrial.	1,850	3,700.00
2	1	Batería de litio 1770-XYC, para el PLC – 5.	65	65.00
3	1	Tarjeta de memoria EEPROM de 32 Kb.	879	879.00
4	1	Interfase DH-485 a RS 232, 2 pórticos, para programación del PLC – 5.	3,211	3,211.00
5	1	Panel terminal Nema 7 de 20x20x20cm.	650	650.00
6	1	Transmisor de presión diferencial con salida de 4-20 mA.	1,550	1,550.00
7	1	Paquete computacional Upgrade iFix Plus Scada	8,324	8,324.00
8	1	I/O Driver for Allen Bradley	432	432.00
9	1	New Key	345	345.00
10	1	Software para programación Ladder para Windows.	4,500	4,500.00
11	60	Programación Ladder.	88,40	5,302.11
12	70	Programación de monitoreo.	98,80	6,913.05
				35,871.16

Tabla 4.15. Presupuesto Referencial de Optimización de la planta Auca (Opción 2).



Una vez analizadas las características técnicas de los cambios propuestos en el Capítulo 3 y revisados los costos económicos en este capítulo, se selecciona la segunda opción: la actualización del software a la versión actualizada de la misma casa fabricante, por dos razones fundamentales:




1. Por ser la más económica y,
2. Por ser rápida de implementar, ya que utiliza parte del software anterior y eso se reflejaría en ahorro de tiempo de programación en la nueva versión.

La programación tanto del software de monitoreo como de control será implementada personalmente por el autor debido a la experiencia práctica de varios años en la utilización y programación de los dos paquetes computacionales y el manejo de equipos similares a los utilizados en el sistema de procesamiento. Por ejemplo, es interesante mencionar que el iFIX no es un paquete de uso generalizado en el país y, muy pocas personas, incluyéndose el autor, están en capacidad de dar soporte con este programa.


## CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES


Sobre la base del estudio realizado del sistema de tratamiento de agua para recuperación secundaria para el campo Auca se llega a las siguientes conclusiones y recomendaciones:




### 5.1 CONCLUSIONES



-  El sistema de tratamiento de agua para el campo Auca, actualmente está almacenado, sin funcionar, desde su adquisición, lo que ha limitado este estudio al análisis teórico de todo su funcionamiento. Se concluye que el valor de los resultados no disminuyen ya que están basados en experiencias prácticas en otros campos con sistemas similares características.
-  El petróleo y el gas, o los hidrocarburos, se encuentran dentro de formaciones de rocas sedimentarias llamadas yacimientos. Se concluye que no hay cavernas huecas en lo profundo de la Tierra ni existen lagunas de petróleo como la mayoría de personas piensan. Esas rocas son porosas. Los poros suelen ser bastante pequeños: 0,1 a 100 micrones, comparados con los 50 micrones de grosor del cabello humano.
-  Junto con el petróleo crudo salen agua de formación (agua con sales y metales pesados tóxicos) y, a veces gas. En la actualidad para evitar el posible daño que puede causar el agua de formación es posible concluir que se puede devolverla al pozo, y así se queda donde estaba, debajo de la tierra. Muchas empresas no lo hacen, porque es muy costoso, y en cambio la almacenan en piscinas, la queman o la echan en el río y lagunas, contaminando todo lo que vive allí. La legislación ecuatoriana ha establecido normas claras en cuanto al manejo de esta agua para la protección del medio ambiente, las cuales deben ser cumplidas por

todas las empresas dedicadas a la extracción de petróleo, de ahí que Petroproducción también se ve en la obligación de cumplir estas normas.



☑  El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de todo el mundo. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias. Pero a su vez, la explotación sin técnica refinada provocó daños ecológicos muy grandes ya sea en el ámbito de contaminación de campos agrícolas, fuentes de agua dulce, reservas marinas o terrestres. En la actualidad, se puede concluir que mediante el desarrollo de nuevas técnicas se está logrando frenar estos daños. La recuperación secundaria es una de las soluciones a los problemas del pasado, al disponer del agua de formación y reinyectarla nuevamente a los pozos se evita seguir dañando las fuentes de agua dulce y así evitar la muerte de muchas especies e incluso enfermedades en el hombre.





☑  El otro objetivo del proceso de recuperación secundaria es tan importante como el primero y es el de aprovechar de mejor manera las reservas de petróleo que se tienen disponibles en el yacimiento. En un campo petrolero explotado en su totalidad, los pozos pueden perforarse a una distancia de entre 50 y 500 metros, según la naturaleza del yacimiento. Si se bombea agua en uno de cada dos pozos, para la recuperación secundaria, puede mantenerse o incluso incrementarse la presión del yacimiento en su conjunto. Con ello también puede aumentarse el ritmo de formación de crudo; además, el agua desplaza físicamente al petróleo, por lo que aumenta la eficiencia de recuperación. En algunos depósitos con un alto grado de uniformidad y un bajo contenido en arcilla o barro, la inundación con agua puede aumentar la eficiencia de recuperación hasta alcanzar el 60% o más del petróleo existente, lo que eleva el volumen de formación y por ende el nivel de ganancia de un campo petrolero.

-  Siempre se puede mejorar el rendimiento de una planta de procesamiento, basándose en la operación real y práctica de equipos de similares características instalados en otros campos, se recomienda que, tomando en cuenta las condiciones particulares del campo donde se va a trabajar, para el proceso analizado, la inclusión de un nuevo transmisor de presión diferencial que tiene por objeto mejorar el tiempo de vida útil del filtro Autoshell y, por tanto, el de la planta de procesamiento de agua de formación.
  
-  No se recomienda el reemplazo de toda la instrumentación del sistema de procesamiento de agua para el campo Auca, a pesar de disponer en el mercado de versiones actualizadas de los mismos fabricantes de cada uno de los instrumentos, básicamente porque se considera innecesario puesto que el funcionamiento básico es el mismo. La principal diferencia se daría en la exactitud de las mediciones que en la mayoría de los casos aumenta de 0.05% a fondo de escala a 0.02% a fondo de escala. Esta diferencia sería muy grande en el caso de monitorear líquidos cuyo valor por volumen sea importante, como es el caso del petróleo. En el proceso analizado se trabaja exclusivamente con agua, ya sea de formación o de río, cuyo valor es irrelevante comparado a la inversión que sería necesaria para reemplazar todos los instrumentos de control, pero si es necesario la actualización del software de monitoreo, debido a que las bases de datos que se obtengan de este proceso serán de mucha importancia para la implementación de sistemas similares en otros campos y actualmente el software instalado no tiene el respaldo para estas bases de datos.
  
-  Se recomienda la actualización del software a la versión actualizada de la misma casa fabricante por ser más barata y rápida de implementar, ya que utiliza parte del software anterior y eso se reflejaría en ahorro de tiempo de programación en la nueva versión.

-  El tratamiento de agua de formación en el campo petrolero es muy importante para evitar la presencia de corrosión en las tuberías y tanques de almacenamiento porque el agua a grandes profundidades es salada y por tanto es buena conductora de la electricidad, en tanto que el petróleo y el gas son malos conductores (buenos aislantes).
  
-  El tratamiento de agua de río en este proceso es imprescindible debido a las especiales características de los ríos del oriente, que tienen un alto contenido de arcillas y arena, lo que eleva sus niveles de turbidez sobre los niveles normales de trabajo. Se debe evitar la acumulación de sólidos suspendidos en las tuberías y tanques de almacenamiento porque reducen su capacidad de transporte o almacenamiento, respectivamente. Adicionalmente al mezclar dos tipos diferentes de agua, en cuanto a su origen y composición, se concluye que se debe tratar de igualar las características de las mismas.

## 5.2 RECOMENDACIONES

-  Se recomienda el cambio del tipo de gas a utilizarse en la Hidrocelda, de un gas inerte a gas natural, debido exclusivamente a condiciones económicas. Para ello se requiere el ajuste necesario para cumplir normas de seguridad bajo las nuevas condiciones de trabajo, mas no afectan el funcionamiento ni rendimiento tanto individual como global del sistema.
  
-  Se recomienda el reemplazo de la caja de conexiones ubicada en la Hidrocelda, para cumplir las normas de seguridad establecidas en el código NPFA 70, para ambientes explosivos. Ya que al utilizar gas natural en el interior de la misma tendremos una atmósfera explosiva alrededor del equipo. Es muy importante diseñar la seguridad del equipo bajo las peores condiciones y así proteger tanto al equipo como al personal encargado de su operación.

- ☑  Se recomienda sacar respaldos del programa, tanto de monitoreo como de control para evitar la posible pérdida de información como ocurre en el presente caso. El nuevo equipo de computación posee unidades de respaldo tanto para el software que será instalado como para los futuros datos de procesamiento, en cuyo caso se recomienda el respaldo de datos cada semana.
  
- ☑  La utilización de un procesamiento automático es beneficiosa en costos de operación ya que requieren poca mano de obra, haciendo que el trabajo duro y prolongado lo realicen las máquinas. Es importante la verificación de la programación del PLC para optimizar el funcionamiento del sistema, ya que este será el cerebro electrónico que controlará toda la planta. No se considera necesario el incremento en la capacidad de memoria del PLC, debido a que la actual es suficiente para el tamaño del programa implementado.
  
- ☑  La principal desventaja de la utilización de un proceso automático es que se requiere de personal más calificado y atento a cualquier variación en los parámetros normales de funcionamiento, especialmente en la Hidrocelda ya que el monitoreo no detecta la cantidad de espuma que se forma en el interior, únicamente detecta el nivel del líquido para mantenerlo constante. El operador será el responsable de vigilar la formación uniforme de espuma para tener un buen rendimiento en el proceso, de igual forma, cualquier anomalía, especialmente acústica, estará ligada a un fallo que posiblemente el sistema de monitoreo no lo detecte pero si el operador a cargo.
  
- ☑  Al ser un sistema nuevo en el área de tratamiento de agua para el oriente, se recomienda el entrenamiento del personal técnico a cargo, en cuanto al uso y manejo de la misma, por personal extranjero o nacional con experiencia en su utilización.

- ☑ ☰ La utilización de químicos ayuda a la reacción de los procesos de manera rápida y confiable. Su dosificación (controlada por el PLC) se recomienda hacerla sobre la base de los resultados de análisis químico de laboratorio a pesar de tener la posibilidad de hacerlo automáticamente, mediante los sensores de turbidez y oxígeno en el sistema. La utilización de estos instrumentos debe ser tomada como una guía en la toma de decisión de la dosificación, mas no un referente para el proceso.
  
- ☑ ☰ Una vez implementado el nuevo software de monitoreo en el sistema, se dictará un curso al personal interesado de Petroproducción a cerca de las bondades de mismo en cuanto a sus características y utilización.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] FORREST F. CRAIG, JR. **"ASPECTOS DE INGENIERÍA DE LA INYECCIÓN DE AGUA"**. MONOGRAFÍA VOLUMEN 3, Serie Henry L. Doherty. Editorial Society of Petroleum Engineers of AIME. Nueva York. Febrero 1982. primera edición.
- [2] PATON C. CHARLES. **"APPLIED WATER TECHNOLOGY"**. Editorial Campbell Petroleum Series. Norman. Oklahoma. E.E.U.U. Junio 1991. Primera Edición. Segunda Impresión.
- [3] JONES, S.C., ROSZELLE, W.O.. **"GRAPHICAL TECHNIQUES FOR DETERMINING RELATIVE PERMEABILITY FROM DISPLACEMENT EXPERIMENTS"**. Editorial J. Pet Technical. New Jersey. Mayo 1978.
- [4] BUCKLEY, S.E., LEVERETT, M.C.. **"MECHANISM OF FLUID DISPLACEMENT IN SANDS"**. editorial Trans. AIME. Washington. 1942.
- [5] CREUS, Antonio. **INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL**. Editorial Alfaomega Grupo Editor. México D.F.. México. 1998.
- [6] MORTIMER, Charles. **QUÍMICA**. Editorial Iberoamérica. México D.F.. México. 1983.
- [7] Rockwell Automation. **AUTOMATION SYSTEM**. Milwaukee. USA. marzo. 2000.
- [8] Omega. **THE FLOW AND LEVEL HANDBOOK**. Editorial Omega. Houston. USA. 1997.
- [9] Omega. **THE FORCE AND PRESSURE HANDBOOK**. Editorial Omega. Houston. USA. 1997.
- [10] Océano Color. **DICCIONARIO ENCICLOPÉDICO UNIVERSAL**. Editorial Océano. Barcelona. España. 1984.
- [11] <http://ogb.state.al.us/>



- [12] <http://api-ec.api.org/>
- [13] <http://www.essonet.nl/>
- [14] <http://www.ee.umr.edu/ug/eehandbook95>
- [15] <http://www.intellution.com>
- [16] [http:// www.omega.com](http://www.omega.com)
- [17] [http:// www.ab.com](http://www.ab.com)
- [18] <http://www.menergia.gov.ec>

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA  
PLANTA DE TRATAMIENTO PARA RECUPERACIÓN  
SECUNDARIA DE LA ESTACIÓN AUCA – PETROPRODUCCIÓN  
(ANEXOS)**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
EN ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES**

**TACO ARIAS MARLON STALIN**

**DIRECTOR: DOCTOR LUIS CORRALES**

**Quito, Marzo 2001**

- ANEXO 1. PARÁMETROS DE DISEÑO INICIAL
  
- ANEXO 2. ESQUEMAS FUNCIONALES DE LA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE AGUA PARA LA ESTACION AUCA
  
- ANEXO 3. NORMAS DE SEGURIDAD PARA LA PROTECCIÓN DE INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL
  
- ANEXO 4. DESCRIPCIÓN Y PROCEDIMIENTO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE AGUA
  
- ANEXO 5. DESCRIPCIÓN DE LAS PANTALLAS DE MONITOREO Y CONTROL
  
- ANEXO 6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FUNCIONAMIENTO BASICO DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN EL SISTEMA

# ANEXO **1**

PARÁMETROS DE DISEÑO INICIAL

## ANEXO 1 - PARAMETROS DE DISEÑO

- El diseño básico no incluye el equipo de laboratorio. Debido a que este puede variar significativamente dependiendo del equipo previsto.
- Los motores de las bombas están diseñados con un factor de servicio de 1.15 para proporcionar seguridad a las bombas, estas serán capaces de permitir los requerimientos de flujo y presión en lugar de proveer bombas un 20 % más grandes.
- Puesto que, no se tiene una idea del espacio disponible o la limitación de espacio o la disposición del equipo diseñado, no se incluye las tuberías de interconexión entre los equipos montados en skids. Esto podrá ser determinado una vez determinada la ubicación del equipo.
- Para la propuesta, se incluye un sistema de control típico el cual usa indicadores montados en panel para mostrar los parámetros importantes. Por un precio opcional le permite conocer los requerimientos para la pantalla del sistema de control.
- Los diagramas y documentación para la ubicación de la planta tiene un precio opcional. Esto no está incluido en la oferta inicial.
- En lugar de proveer ánodos de sacrificio y medidores de corrosión, se provee con un precio opcional para las tuberías, ya que se tiene buenos resultados usando tuberías "arrugadas" para esta aplicación.
- Para el agua de río se cotiza la provisión de 3 filtros de sobre flujo presurizados. Para este diseño, no se requieren bombas de transferencia, el flujo provisto por las bombas de captación de agua de río son propiamente dimensionadas para tener suficiente presión para transferir agua a través de

los filtros y la torre de desoxigenación. Los requerimientos de presión para estas bombas deben ser discutidos.

- Para el sistema de tratamiento de agua de producción se ofrece un gran filtro Autoshell en lugar de 3 unidades del 50% por las siguientes razones:
  - El filtro Autoshell utiliza el flujo de agua para el retrolavado. No se debería tener agua disponible para ir a otro filtro a menos que el agua sea utilizada para retrolavado sin la adición de otra bomba de retrolavado.
  - El Autoshell esta fuera de línea solamente por un corto periodo de tiempo (<15min). El proveer una unidad de repuesto no tiene sentido económico ya que estará únicamente 15 minutos durante el día especialmente cuando usted tiene un tanque de almacenamiento con capacidad de 6 horas y fácilmente supera esta diferencia.
  - Una unidad puede trabajar con un costo efectivo mejor que dos unidades. Si la unidad requiere algún tiempo de mantenimiento o reparación, usted tiene una gran capacidad de almacenamiento para corregir el problema y regresar al proceso.
- Hemos provisto la opción de venta por bombas de repuesto a parte de las bombas de respaldo.
- Nuestra cotización esta basada en la provisión de 2 etapas compactas de sistemas de desoxigenación al vacío diseñados para remover hasta 50 ppb en lugar de 3 etapas de sistemas tipo bandeja diseñados para remover hasta 20 ppb. Esto tiene un diseño de mayor costo efectivo y no impacta los costos de operación del sistema.

- Como aclaración, todos los químicos pueden ser comprados en tambores, ofrecemos un alimentador de químico estándar tipo neptuno el cual incluye una bomba de medida, un porta tambor, una válvula de nivel de tambor, una válvula de aislamiento, un filtro y la tubería asociada.
- Nuestra cotización esta basada en la utilización de nuestro diseño típico de sistema de control el cual usa un panel de control principal, un procesador Allen Bradley, indicadores montados en el panel para parámetros importantes, luces de alarma y una corneta común además de selectores para cada motor y pulsadores para la iniciación de regeneración.
- Las especificaciones mencionadas para los niveles de agua en los tanques y vasos a ser monitoreados en el sistema de control. Asumimos que se refiere a los tanques de desbordamiento, de almacenamiento de agua de producción y almacenamiento de agua de río. Como una opción ofrecemos transmisores de nivel para estos tanques.
- Las especificaciones llamadas para los volúmenes de químico inyectado a ser mostrado en el sistema de control. Puesto que esto es un requerimiento muy inusual, hemos cotizado unos transmisores de posición en las bombas de medición como una opción para proporcionar este parámetro.
- En lugar de proporcionar tasas de corrosión, estamos cotizando una opción para tubería arrugada a través del sistema para prevenir la corrosión en la tubería del sistema.
- Las especificaciones llamadas para la desviación del agua para una buena disposición del agua en caso de exceder el agua en cualquiera de los tanques.. Esto esta fuera de nuestra propuesta y no esta incluido en nuestro diseño.

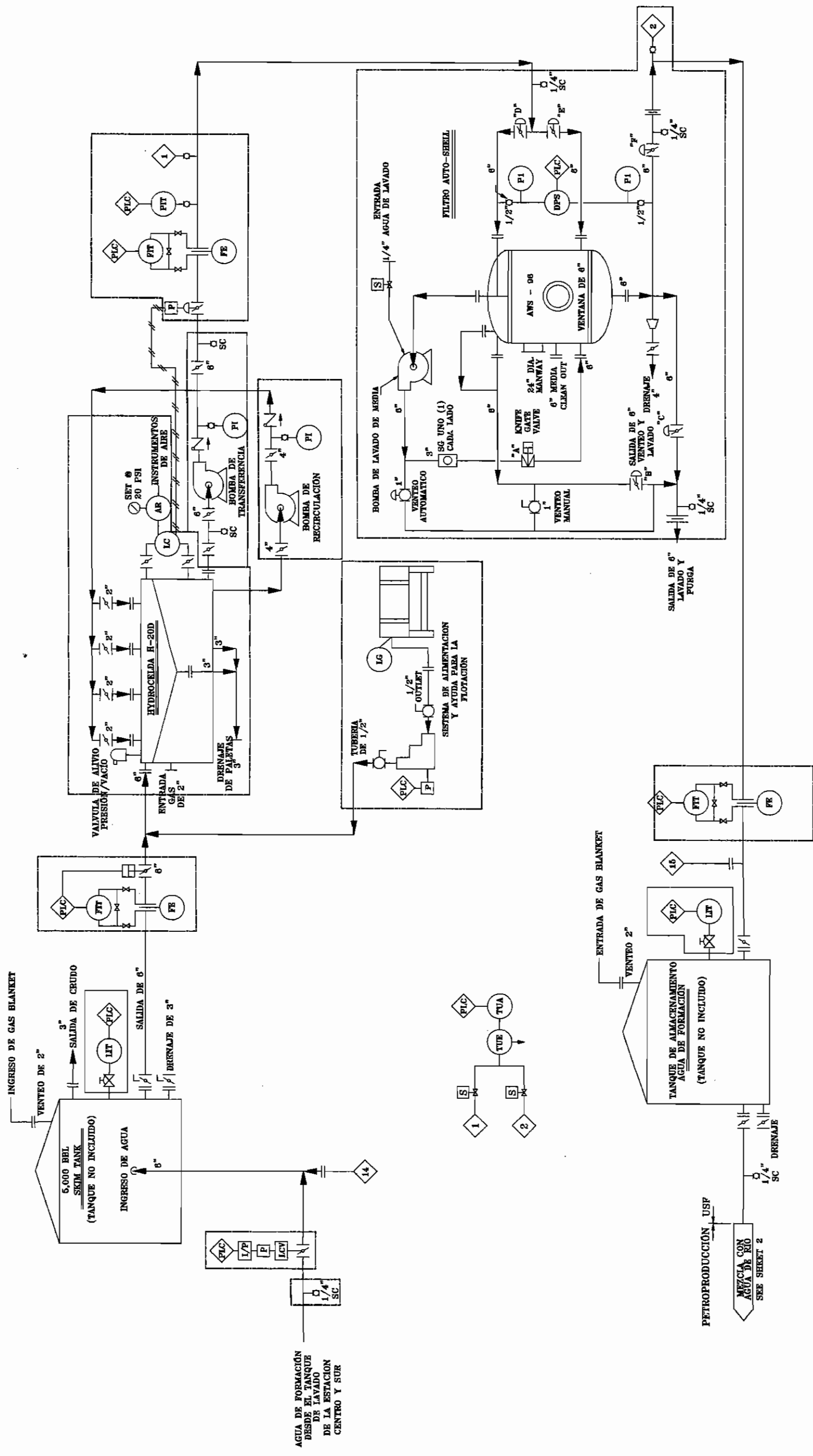
- Nuestra cotización no esta basada en la provisión de luces on / off y un interruptor on / off por cada motor en lugar de un display digital.
- Nuestra cotización esta basada en el uso de bombas centrífugas ANSI para todas las bombas de agua en el sistema en lugar de API 610.
- Nosotros incluimos 10 días para varias funciones de servicio de campo para ser usados como sea necesario para la ayuda durante la instalación, prueba, arranque y entrenamiento.
- Las bombas duplex de acero inoxidable no están incluidos.
- No se tiene provisto un panel de control separado para las bombas y motores ya que serán controlados desde un panel de control principal.
- Nuestra cotización esta basada en la utilización de nuestros fabricantes precalificados para las válvulas y accesorios. Además de conocer nuestros requerimientos de calidad, nos proporcionan con un descuento por la compra de cantidad en los suministros. Como resultado, podemos ofrecer nuestros sistemas a precios muy competitivos. Sin embargo, si existen algunos aparatos específicos que usted tenga algún fabricante específico, permítanos conocerlo para ajustar nuestra cotización.
- Las especificaciones llamadas para toda la ingeniería eléctrica. Estamos ofreciendo un centro de control de motores y arrancadores como una opción. La ingeniería eléctrica para estos aparatos está incluida en esta opción.
- Como una opción ofrece el suministro de dibujos para la fundición de todos los equipos; sin embargo los diagramas para algunas construcciones, estructuras o cubiertas, el tanque de almacenamiento, no están incluidos en nuestra cotización.



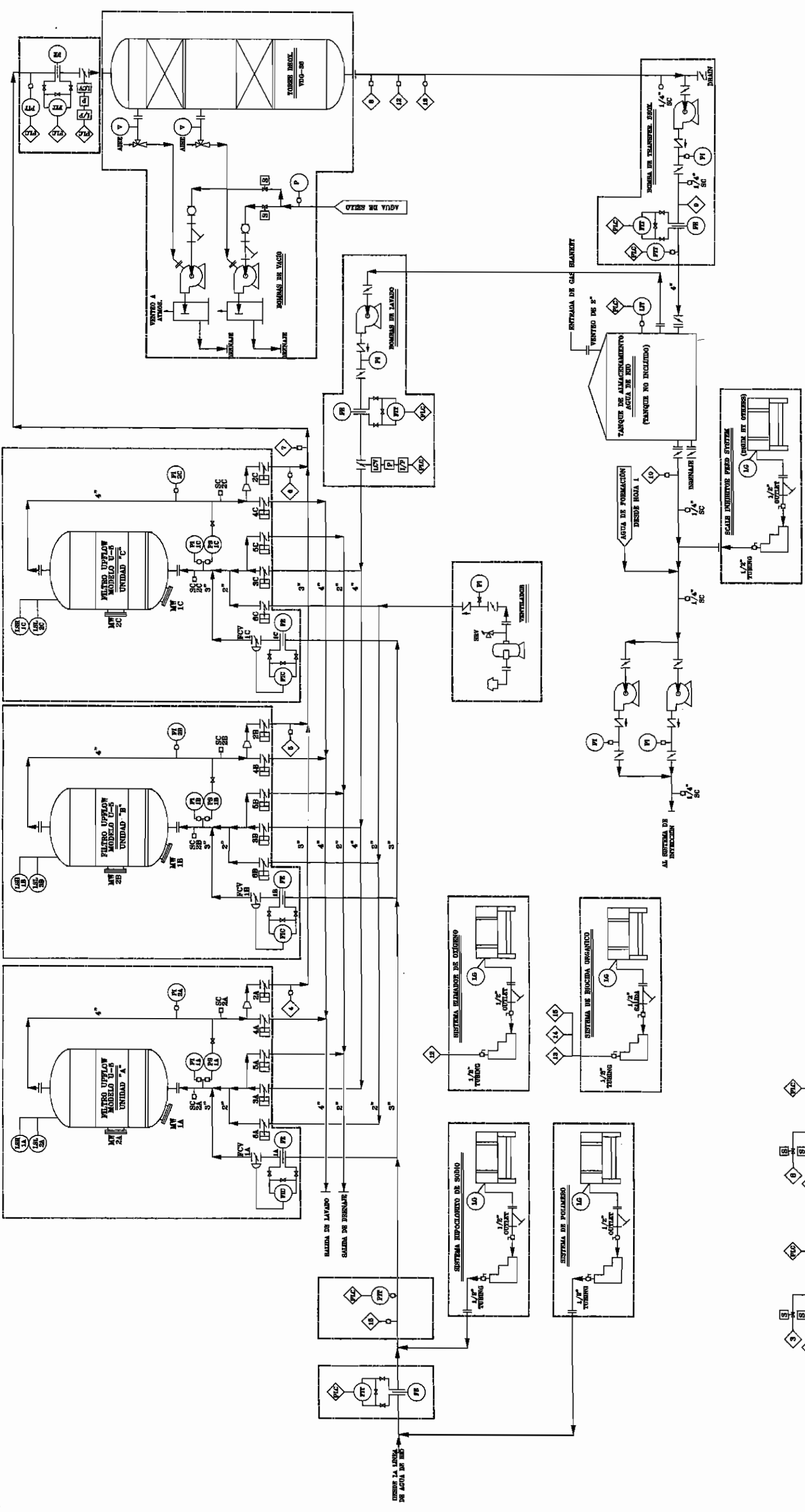
- Debido a que el panel de control estará localizado en un cuarto de control el cual debe tener aire acondicionado, nuestra cotización esta basada en el uso de la norma Nema 12.

## **ANEXO 2**

**ESQUEMAS FUNCIONALES DE LA PLANTA DE  
PROCESAMIENTO DE AGUA PARA LA ESTACION AUCA**



INSTITUCION:	ESCUELA POLITECNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA		
PROYECTO:	ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA ESTACIÓN AUCA -- PETROPRODUCCIÓN		
ANEXO 2	HOJA 1/2		
TESISTA:	MARLON TACO ARIAS	CONTENIDO:	ESQUEMA DE PLANTA TRATAMIENTO DE AGUA DE RIO
DIRECTOR:	DR. LUIS CORRALES	UBICACION:	QUITO
DIBUJO:	MARLON TACO ARIAS	ESCALA:	SIN ESCALA
			FECHA: MARZO/2002



INSTITUCION: ESCUELA POLITECNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA	
PROYECTO: ESTUDIO Y OPTIMIZACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA ESTACIÓN AUCA - PETROPRODUCCIÓN	
ANEXO 2 HOJA 2/2	CONTENIDO: ESQUEMA DE PLANTA TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN
TESISTA: MARLON TACO ARIAS	UBICACION: QUITO
DIRECTOR: DR. LUIS CORRALES	ESCALA: SIN ESCALA
DIBUJO: MARLON TACO ARIAS	FECHA: MARZO/2002

# ANEXO 3

NORMAS DE SEGURIDAD PARA LA PROTECCIÓN DE  
INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL

## ANEXO 3 – NORMAS DE SEGURIDAD PARA LA PROTECCIÓN DE INSTRUMENTACIÓN INDUSTRIAL

### A3.1 NORMAS IP

Las normas IP son dictadas por la IEC de los Estados Unidos.

#### A3.1.1 GRADOS DE PROTECCIÓN MECÁNICA A LOS GOLPES

Las normas que se aplican son las IK 8 según la Norma CEI EN 50102, en la Tabla A3.1

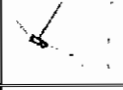





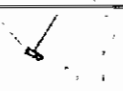

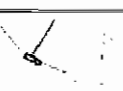
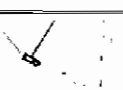
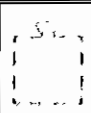

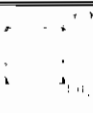


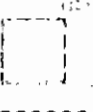

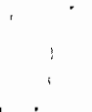

CÓDIGO IK	ENERGÍA DEL IMPACTO EN JOULE
00	Ninguna Protección
01	 0,15 Joules
02	 0,2 Joules
03	 0,35 Joules
04	 0,5 Joules
05	 0,7 Joules
06	 1 Joule
07	 2 Joules
08	 5 Joules
09	 10 Joules
10	 20 Joules

Tabla A3.1 Grado de protección contra golpes.

**Nota:** Las instalaciones de prueba previstas comprenden: martillo con resorte - martillo a péndulo - martillo vertical.

### A3.1.2 GRADOS DE PROTECCIÓN IP DE LAS ENVOLTURAS

Para la protección de equipos según las Normas CEI EN 60529 - IEC 529, se aplica las reglas de la Tabla A3.2.

IP EJ: 2		3	C
1º Cifra Característica Protección contra la penetración de cuerpos sólidos extraños y contra el acceso a partes peligrosas		2º Cifra Característica Protección contra la penetración de líquidos	Carta Adicional (*)
Significado para la protección a la penetración de cuerpos sólidos extraños.		Significado para la protección del material.	Significado para la protección contra el acceso a partes peligrosas.
0	No protegido.	0	No protegido.
1	 Protegido contra cuerpos sólidos de dimensiones superior a 50 mm.	 Protegido contra la caída vertical de agua.	<b>A</b>  Protegido contra el acceso con el dorso de la mano.
2	 Protegido contra cuerpos sólidos de dimensiones superior a 12 mm.	 Protegido contra el acceso con un dedo.	<b>B</b>  Protegido contra el acceso con un dedo.
3	 Protegido contra cuerpos sólidos de dimensiones superior a 2,5 mm.	 Protegido contra el acceso con una herramienta.	<b>C</b>  Protegido contra el acceso con una herramienta.











 : Protegido contra 4 cuerpos sólidos de dimensiones superior a 1 mm.	 Protegido contra el acceso con un hilo.	 Protegido contra la 4 lluvia.	 Protegido contra el D acceso con un hilo.
 Protegido contra el polvo.		 Protegido contra los 5 chorros de agua	
 Totalmente protegido contra el polvo.		 Protegido contra las 6 ondas	
		 Protegido contra los 7 efectos de la inmersión temporánea	
		 Protegido contra los 8 efectos de la inmersión continua	

Tabla A3.2. Grado de protección de cubierta.

La tercera columna (\*) se utiliza cuando:

- La protección efectiva contra el acceso a partes peligrosas es superior a la indicada por la primer cifra característica.
- Es indicada sólo la protección contra el acceso a partes peligrosas y la primer cifra característica viene entonces sustituida por una x.



<b>S</b>	
<b>CARTA COMPLEMENTARIA (OPCIONAL)</b>	
Informaciones complementarias para la protección de la instalación	
<b>H</b>	Instalaciones a alta tensión.
<b>M</b>	Probado contra los efectos dañosos debidos al ingreso del agua con la instalación no en marcha.
<b>S</b>	Probado contra los efectos dañosos debidos al ingreso del agua con la instalación no en marcha.
<b>W</b>	Apto para el uso en condiciones atmosféricas especiales.

Tabla A3.3. Grado de protección complementaria.

### A3.2 GUÍA DE REFERENCIA CROUSE - HINDS PARA ÁREAS PELIGROSAS Y EQUIPOS PROTEGIDOS CONTRA EXPLOSIÓN

Clasificación Norte Americana para áreas peligrosas según su norma NFPA 70.  
(Tabla A3.4)

	EJEMPLO	NEC 500-503	NEC 505
CLASE I (Gases y Vapores)	Acetileno	Grupo A	IIC
	Hidrógeno	Grupo B	IIC o IIB+H <sub>2</sub>
	Etileno	Grupo C	IIB
	Propano	Grupo D	IIA
CLASE II	Polvo Metálico	Grupo E	
	Polvo De Carbón	Grupo F	
	Polvo De Granos	Grupo G	
CLASE III (Fibras y Partículas En Suspensión)	Procesamiento de Madera, Papel Y Algodón.	No Hay Subgrupos	

Tabla A3.4. Clases de Protección para áreas peligrosas.

### A3.3 CLASIFICACIÓN DE GASES

De acuerdo a la norma NFPA 70 (Tabla A3.5), los gases se clasifican en:

<b>Gases Peligrosos Típicos</b>	<b>Norte América NEC Artículo 500 (Clase I)</b>	<b>CENELEC EN 50 014 IEC</b>
ACETILENO	A	IIC
HYDROGENO	B	IIC or IIB +H <sub>2</sub>
ETILENO	C	IIB
PROPANO	D	IIA

Tabla A3.5. Clases de Gases para áreas peligrosas.

**NOTA:** La clasificación de los gases y temperaturas de ignición se relacionan con las mezclas de gas y aire a temperatura ambiente y presión.

### A3.4. CLASIFICACIÓN DE TEMPERATURA

<b>Máx. Temperatura Superficial(°C)</b>	<b>NEC Tabla 500-3(d)</b>	<b>IEC79-8 Clasificación T</b>	<b>EN 50 014</b>
450°C	T1	T1	T1
300°C	T2	T2	T2
280°C	T2A	--	--
260°C	T2B	--	--
230°C	T2C	--	--
215°C	T2D	--	--
200°C	T3	T3	T3
180°C	T3A	--	--
165°C	T3B	--	--
160°C	T3C	--	--
135°C	T4	T4	T4
120°C	T4A	--	--
100°C	T5	T5	T5
85°C	T6	T6	T6

Tabla A3.6. Clasificación de las temperaturas para áreas peligrosas.

### A3.5 MÉTODOS DE PROTECCIÓN CONTRA EXPLOSIÓN

Método de Protección	Permitido Para División	Permitido Para Zona	Estándar IEC 79-	Estándar CENELEC EN 50...	Letra Código EEx./IECx.
Inmersión en Aceite	1 o 2	1 o 2	6	015	o
Presurizado	1 o 2	1 o 2	2	016	p
Encapsulado en Polvo O Arena	2	1 o 2	5	017	q
A Prueba de Explosión	-	1 o 2	1	018	d
Seguridad Aumentada	2	1 o 2	7	019	e
Seguridad Intrínseca	1 o 2	0*,1 o 2	11	020(aparatos)	ia o ib
Sellado de Fabrica	1 o 2	1 o 2	-	-	-
Aparatos Eléctricos Con protección tipo "n" ^	2	2	15	021(pendiente)	n
Encapsulado	-	1 o 2	18	028	m
Especial	-	1 o 2	Ninguno**	Ninguno	s

Tabla A3.7. Protección contra explosión.

#### NOTAS:

\*1A: Zona 0, 1, 2; 1B: Zona 1,2, Excluyendo Zona 0 \*\* ME

^ Incluye, Chispa, Respiración Restringida, Sellado Hermético, No-Incendiario, Etc.

### **A3.6 TIPO DE ENVOLVENTES, SEGUN NEMA Y UL**

A continuación se proporciona información general acerca de las definiciones de los tipos de envolturas bajo las normas NEMA para arquitectos, ingenieros, instaladores, inspectores y todas las personas interesadas en la seguridad, las definiciones están basadas en el documento NEMA 250-1997.

#### **A3.6.1 LOCALIZACIONES NO PELIGROSAS**

Para localizaciones *no Peligrosas*, los tipos de envolturas utilizadas para estas aplicaciones y condiciones ambientales, cuando están correctamente instaladas son las siguientes:

Tipo 1 – Envolturas construidas para uso interior para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo.

Tipo 2 – Envolturas construidas para uso interno para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo además del goteo y exposición de chorro suave de líquidos.

Tipo 3 - Envolturas construidas para uso interno o externo para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo, lluvia, nevisca, nieve y ventarrones; además de evitar daños por la formación externa de hielo.

Tipo 3R - Envolturas construidas para uso interno o externo para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de

polvo, lluvia, nevisca, nieve y ventarrones; además de evitar daños por la formación interna de hielo.

Tipo 3S - Envolturas construidas para uso interno o externo para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo, lluvia, nevisca, nieve y ventarrones; además de proteger el equipo contra mecanismos externos removedores de hielo.

Tipo 4 - Envolturas construidas para uso interno o externo para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo, lluvia, nevisca, nieve, ventarrones, chapoteos de agua y chorros directos de agua; además de proteger contra daños por la formación externa de hielo.

Tipo 4X - Envolturas construidas para uso interno o externo para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo, lluvia, nevisca, nieve, ventarrones, chapoteos de agua, chorros directos de agua y corrosión; además de proteger contra daños por la formación externa de hielo.

Tipo 5 - Envolturas construidas para uso interno para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo; contra acumulación de polvo aéreo, hilachas, fibras y partículas; además de proveer un grado de protección contra goteo y chapoteo suave de líquidos.

Tipo 6 - Envolturas construidas para algunos usos interno o externos para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental,

debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo; contra chorros directos de agua y la entrada de agua durante una temporal y ocasional inmersión a una profundidad limitada; además de proveer un grado de protección contra la formación de hielo sobre envoltura.

Tipo 6P - Envolturas construidas para algunos usos interno o externos para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo; contra chorros directos de agua y la entrada de agua durante una prolongada inmersión a una profundidad limitada; además de proveer un grado de protección contra la formación externa de hielo sobre envoltura

Tipo 12 – Envolturas construidas (sin knockouts) para uso interior para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo; Contra circulación de polvo, hilachas, fibras y partículas; además de proveer un grado de protección contra goteo y chapoteo suave de líquidos

Tipo 12K - Envolturas construidas (con knockouts) para uso interior para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo; contra circulación de polvo, hilachas, fibras y partículas; además de proveer un grado de protección contra goteo y chapoteo suave de líquidos

Tipo 13 - Envolturas construidas para uso interior para proporcionar un grado de protección personal contra contacto incidental, debe tener el equipo cerrado y proporcionar un grado de protección contra la caída de polvo; contra circulación de polvo, hilachas, fibras y partículas; además de

proveer un grado de protección contra el rocío, salpicar y corrimiento de agua, aceite y líquidos refrigerantes no corrosivos

	TIPO DE ENVOLTURA									
	1	2	4	4	5	6	6	1	12	13
<b>Provee un grado de protección contra las siguientes condiciones ambientales.</b>										
Caída de polvo.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Caída de líquidos y chapoteo liviano.	...	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Circulación de polvo, hilachas, fibras y partículas **	...	...	X	X	...	X	X	X	X	X
Acumulación de polvo aéreo, hilachas, fibras, y partículas **	...	...	X	X	X	X	X	X	X	X
Chorro y salpica de agua	...	...	X	X	...	X	X	...	...	...
Líquidos enfriantes y aceite.	...	...	...	..	...	...	...	X	X	X
Rocío y salpica de líquidos enfriantes y aceite	...	...	...	...	...	...	...	...	...	X
Agentes corrosivos	...	...	...	X	...	...	X	...	...	...
Inmersión ocasional temporal	...	...	...	...	...	X	X	...	...	...
Inmersión ocasional prolongada	...	...	...	...	...	...	X	...	...	...

Tabla A3-8. Comparación de algunas aplicaciones específicas para localizaciones internas no peligrosas.



**NOTAS:**

- \* Estas envolturas pueden ser ventiladas.
- \*\* Estas fibras y partículas son materiales no peligrosos y no son considerados tipo Clase III, fibras ignicionables o partículas combustibles.

	TIPO DE ENVOLTURA						
	3	3R*	3S	4	4X	6	6P
Provee un grado de protección contra las siguientes condiciones ambientales.							
Contacto incidental con el equipo cerrado.	X	X	X	X	X	X	X
Lluvia, nieve y nevada **	X	X	X	X	X	X	X
Nevada ***	...	...	X	...	...	...	...
ventarrones, hilachas, fibras y partículas	X	...	X	X	X	X	X
Chorro directo	...	...	...	X	X	X	X
Agentes corrosivos	...	...	...	...	X	...	X
Inmersión ocasional temporal	...	...	...	...	...	X	X
Inmersión ocasional prolongada	...	...	...	...	...	...	X

Tabla A3-9. Comparación de algunas aplicaciones específicas para localizaciones externas no peligrosas

**NOTAS:**

- \* Estas envolturas pueden ser ventiladas.
- \*\* Los mecanismos de operación interna no son operables cuando la envoltura este cubierta de hielo.
- \*\*\* Los mecanismos de operación interna son operables cuando la envoltura este cubierta de hielo.

### **A3.6.1 LOCALIZACIONES PELIGROSAS.**

En localizaciones "*peligrosas*", cuando las instalaciones están completamente y apropiadamente instaladas y mantenidas, las envolturas Tipo 7 y 10 están diseñadas para contener explosiones internas sin causar daños externos. Las envolturas Tipo 8 están diseñadas para prevenir combustiones en el uso de equipo inmerso en combustible. Las envolturas Tipo 9 están diseñadas para prevenir la ignición de polvo combustible.

Tipo 7 – Envolturas construidas para uso interno en localizaciones peligrosas con clasificaciones Clase I, División 1, Grupos A, B, C, o D como están definidas en la norma NFPA 70.

Tipo 8 – Envolturas construidas para algunos usos externo o interno en localizaciones peligrosas clasificadas como Clase I, División 1, Grupos A, B, C y D como están definidas en la norma NFPA 70.

Tipo 9 - Envolturas construidas para uso externo o interno en localizaciones peligrosas clasificadas como Clase II, División 1, Grupos E, F y G como están definidas en la norma NFPA 70.

Tipo 10 - Envolturas construidas para cumplir los requerimientos en la Administración de Salud y Seguridad Minera, clasificación 30 CFR, Parte 18.

### A3.7 ALGUNAS EQUIVALENCIAS ENTRE CÓDIGOS (IP) Y CÓDIGOS TIPO NEMA

<b>Equivalencia de Envolventes Tipo NEMA a clasificación Según IEC (No Puede de Ser Empleada Para Convertir Clasificación Según IEC Al Tipo NEMA)</b>	
<b>Envolventes NEMA Tipo</b>	<b>Envolventes IEC Designación de la Clasificación</b>
3	IP54
3R	IP54
3S	IP54
4 Y 4X	IP56
5	IP52
6 Y 6P	IP67
12 Y 12K	IP52

Tabla A3.10. Equivalencias entre normas Nema e IP.

# ANEXO 4

DESCRIPCIÓN Y PROCEDIMIENTO DE FUNCIONAMIENTO DEL  
SISTEMA DE PROCESAMIENTO DE AGUA

## ANEXO 4. DESCRIPCIÓN Y PROCEDIMIENTO DE FUNCIONAMIENTO

En este anexo se trata de describir el funcionamiento y procedimiento de manejo de la planta en cuanto a su hardware.

A continuación describiremos las plantas de tratamiento tanto de agua de formación y de río, con sus elementos más representativos y fundamentales.

### A4.1 TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

#### A4.1.1 DESCRIPCIÓN Y PROCEDIMIENTO DE FUNCIONAMIENTO

El equipo adicional que acompaña al equipo básico esta listado a continuación (tabla A4-1):

ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
01	1	Tanque de almacenamiento de agua de desborde.
02	1	Sistema de alimentación de ayuda de flotación.
03	1	Unidad de flotación de gas inducido. (Hidrocelda USF modelo H-20D)
04	1	Bomba de transferencia.
05	1	Bomba de recirculación.
06	1	Filtro de cáscara de nuez. (Filtro Autoshell modelo AWS-96)
07	1	Bomba de lavado.
08	1	Tanque de almacenamiento de agua de producción.

Tabla A4.1. Descripción de elementos para la planta de tratamiento de agua de formación.

Una vez conocidos los elementos que conforman nuestro sistema es muy importante conocer su funcionamiento en conjunto para obtener el máximo rendimiento en la operación del mismo, a continuación describiremos la manera correcta de operar el sistema.

#### **A4.1.1.1 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE DESBORDE**

El agua de formación es suministrada a este tanque desde los tanques de lavado centro y sur. El adecuado nivel del tanque es mantenido por el PLC a través del monitoreo del nivel del tanque y el control de la válvula del flujo de entrada. Esto permite sacar el aceite por la parte superior y obtener el agua de formación decantada hacia la Hidrocelda.

#### **A4.1.1.2 DESCRIPCIÓN DE FUNCIONAMIENTO DE LA HIDROCELDA**

La Hidrocelda esta provista de un tratamiento previo junto al flujo de agua desde el tanque de desbordamiento. La Hidrocelda tiene un sistema de alimentación de ayuda de flotación que es controlada en función al flujo de entrada a la Hidrocelda. La Hidrocelda agitará el agua de entrada y formará una espuma para separar el agua de los sólidos en el agua, mediante el desalojo de esta espuma con la ayuda de paletas extractoras (Figura A4.1), cada gota de espuma arrastrará los sólidos en flotación así como partículas de petróleo presentes en el agua (Figura A4.2). El nivel se mantiene constante dentro de la Hidrocelda con una válvula de control de nivel en la descarga de la bomba de salida de la Hidrocelda. Cuando el nivel aumente, la válvula se abrirá, cuando el nivel disminuya la válvula se cerrará para mantener este nivel. Adicionalmente tenemos una válvula de control de flujo en la entrada de la Hidrocelda para mantener constante el flujo de entrada.

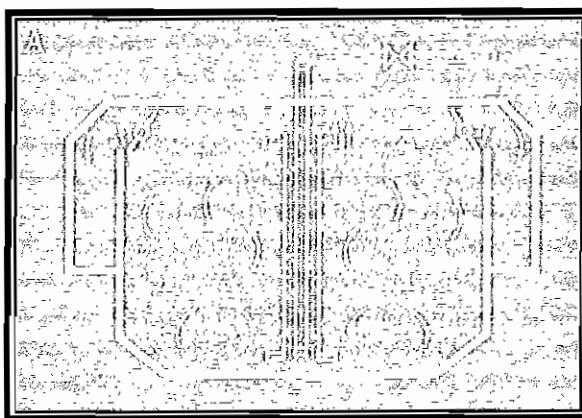


Figura A4.1 Proceso interno de la Hidrocelda.

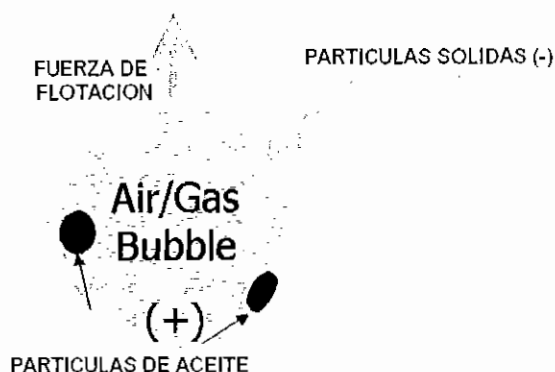


Figura A4.2 Gota individual de espuma formada en la Hidrocelda.

### A4.1.1.3 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE RECIRCULACIÓN

Tenemos una bomba de recirculación para agitar el agua en el interior de la Hidrocelda y crear la acción espumante. Para desalojar la espuma se tiene un eje provisto de paletas que la empuja hacia los costados y poder disponer de estos desechos por parte de Petroproducción. La operación básica de esta bomba tendrá tres estados o modos de funcionamiento posible:

- En modo manual – la bomba se encenderá.
- En modo apagado – la bomba no se encenderá.

- En modo automático – la bomba se encenderá directamente por el comando del PLC, adicionalmente debemos tener seleccionado el modo Auto en el panel principal de control.

#### A4.1.1.4 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA

La bomba de transferencia evacua el agua de formación desde la Hidrocelda y proporciona una presión adecuada para la operación del Autoshell. La operación básica de esta bomba tendrá tres estados o modos de funcionamiento posible:

- En modo manual – la bomba se encenderá.
- En modo apagado – la bomba no se encenderá.
- En modo automático – la bomba se encenderá directamente por el comando del PLC, adicionalmente debemos tener seleccionado el modo Auto en el panel principal de control.

#### A4.1.1.5 FUNCIONAMIENTO DEL FILTRO AUTOSHELL

El filtro Autoshell es el siguiente elemento importante en el funcionamiento del proceso de tratamiento de agua de formación su funcionamiento se describe en base a la nomenclatura de las válvulas que intervienen (Figura A4.3) en cada uno de los siguientes pasos:

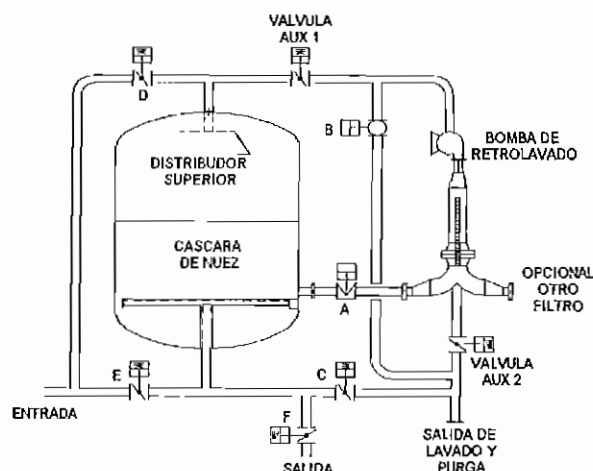


Figura A4.3 Nomenclatura de válvulas del filtro Autoshell.



#### **A4.1.1.5.1 OPERACIÓN GENERAL**

Durante una operación normal el filtro se encuentra en el ciclo de filtración. Debido a que el filtro requiere limpieza, el flujo de servicio es interrumpido hasta que sea limpiado. La operación normal del filtro es automática desde el panel de control principal. Sin embargo, el filtro puede operar manualmente, utilizando la operación manual de las válvulas solenoides. La limpieza del filtro se llevara a cabo cuando se cumpla una de los dos requerimientos ya sea por tiempo de funcionamiento o una presión diferencial demasiado elevada, la que suceda primero.

#### **A4.1.1.5.2 LLENADO DEL CUERPO PRINCIPAL. (VESSEL)**

Para iniciar un proceso normal del Autoshell primero debemos llenar el cuerpo principal de la siguiente manera: abrir la válvula manual de venteo ubicada en la parte superior del cuerpo, abrir la válvula "D" y la válvula "C", usando la operación manual de las válvulas solenoides. El líquido debe empezar a ingresar al cuerpo principal por la parte superior del mismo. Como el cuerpo principal se llena, el aire saldrá a través de la válvula de venteo. Cuando el líquido empiece a salir por la válvula de venteo, cierre la válvula. Espere unos minutos y abra la válvula "B" usando la operación manual de la válvula. Cuando este seguro que todo el aire del cuerpo principal este fuera, cierre las válvulas "B", "C" y "D".

### A4.1.1.5.3 FILTRACIÓN.

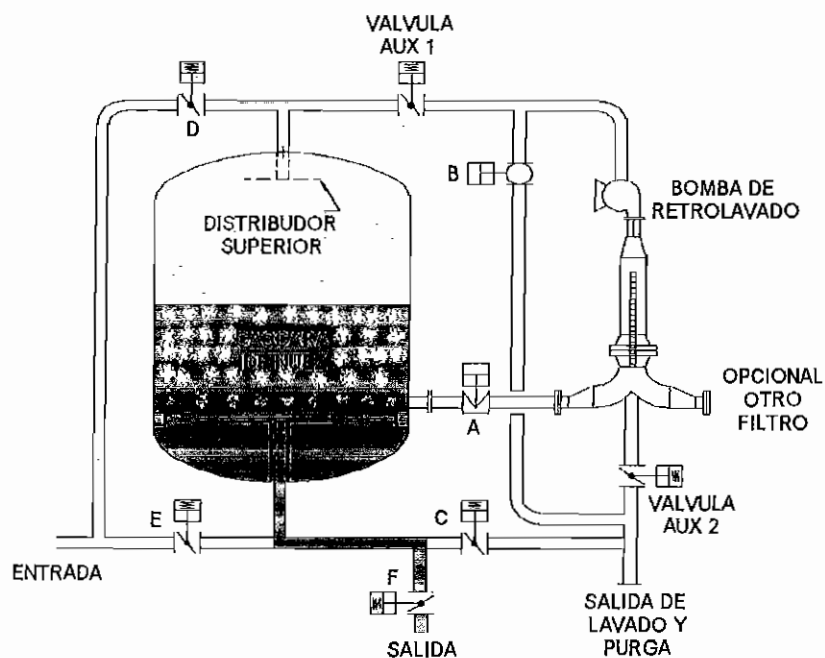


Figura A4.4. Filtro Autoshell en proceso de filtración.

Durante el ciclo de filtración del filtro Autoshell u operación normal, el fluido sucio pasa desde la bomba de alimentación a través de la válvula "D" y entra en el costado del cuerpo principal cercano a la parte superior. Los fluidos son forzados hacia abajo atravesando el lecho filtrante formado por la cáscara de nuez donde los sólidos y el aceite son removidos. Algunos gases o aceites libres flotan en la parte superior del vessel y serán desalojados durante los pasos de venteo a través de la válvula "B". Los fluidos limpios ya filtrados salen por el fondo del vessel y a través de la válvula "F". El ciclo de filtración termina cuando tenemos uno de los tres motivos siguientes: Lapso de tiempo (máximo 30 horas de tiempo de filtración), por presión diferencial (máximo una diferencia de 18 psigd entre los fluidos de entrada y salida) o manualmente, para lo cual empieza el ciclo de lavado del lecho filtrante o limpieza del filtro.

#### A4.1.1.5.4 LAVADO DEL LECHO FILTRANTE.

##### a. PASO 1 - VENTEO.

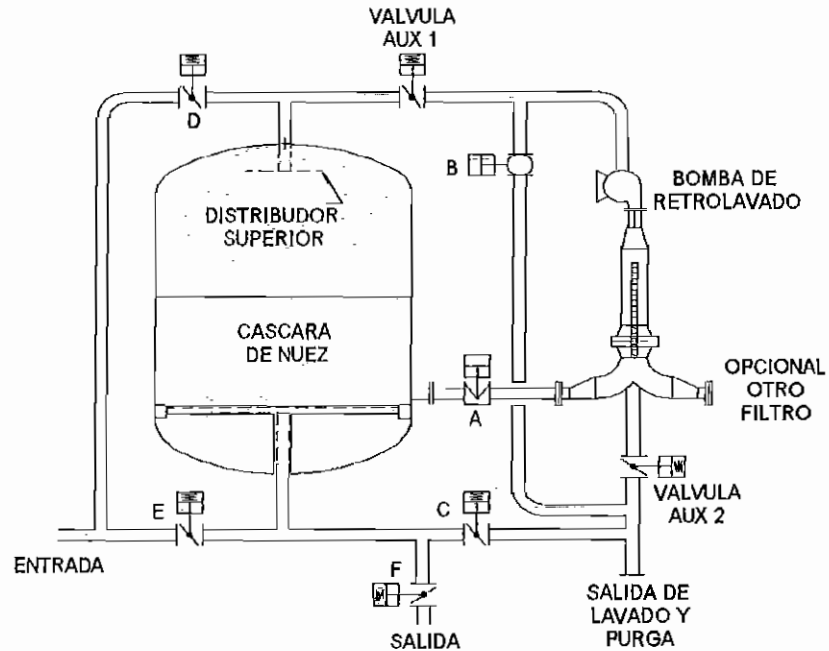


Figura A4.5 Paso de venteo en el filtro Autosshell.

El primer paso en el ciclo de fregado es la remoción de algún aceite o gas que puede estar atrapado en el tope del cuerpo principal. Durante este paso las válvulas "F" y "D" se cierran, la válvula "E" y "B" se abren. El fluido para fregar ingresa a través de la válvula "E" cerca del fondo del vessel provocando un flujo hacia arriba para salir por la válvula "B". Esta acción, además de remover el aceite y el gas, causa la fluidización del lecho filtrante. Este paso se completa luego de 60 seg.

##### b. PASO 2 - LINEA DE RETORNO DEL LECHO LIMPIO.

Las válvulas "B" y "E" permanecen abiertas y la bomba de alimentación permanece encendida. Adicionalmente la válvula "A" se abre y la bomba de lavado se enciende.

## c. PASO 3 - FREGADO.

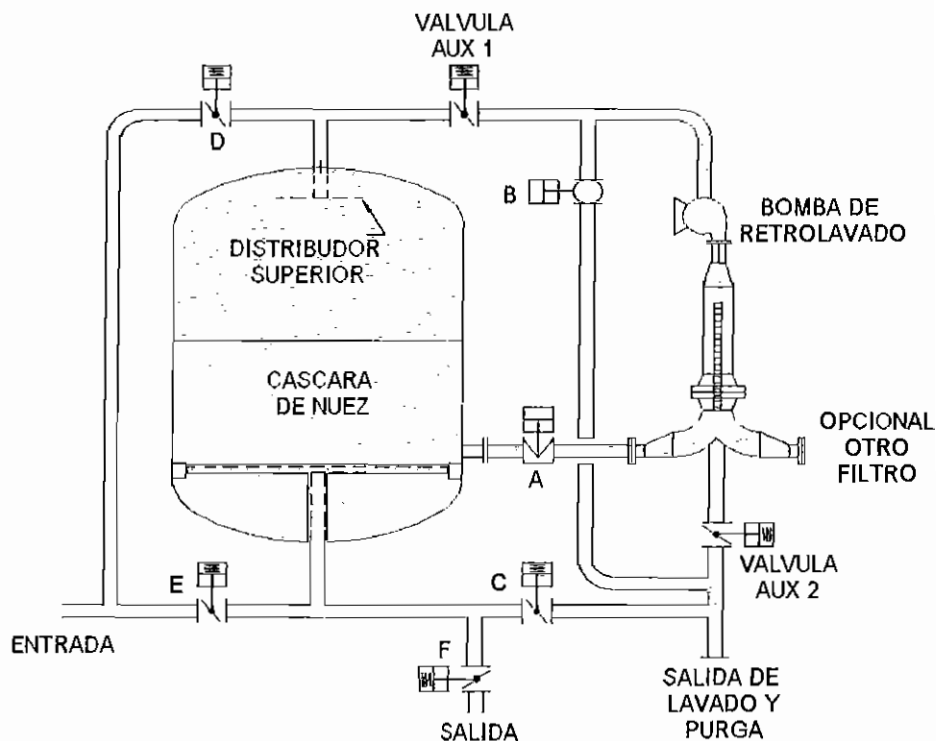


Figura A4.6 Paso de lavado del medio filtrante.

Cuando el lecho filtrante se fluidiza y el aceite libre es removido, el lavado del mismo y la remoción de los contaminantes acumulados empieza. El fluido del vessel ingresa a la bomba de lavado, pasa a través de la bomba y baja por la tubería de lavado, localizada en la parte exterior del vessel, y re ingresa al vessel a través de la válvula "A", esto causa una acción de chorro en el lecho filtrante y el medio recircula a través de la bomba de lavado causando una acción de corte que desmenuza el aceite y los contaminantes contenidos en el lecho filtrante. Durante todo el tiempo que el lecho filtrante esta lavándose, la válvula "B" esta abierta permitiendo que el fluido lavado salga del vessel llevando los contaminantes en el flujo de lavado. La cantidad de tiempo de lavado esta prefijado en el PLC. Luego que el nivel de contaminación en el vessel ha sido reducido

en un 75%, el lavado se completa. La operación básica de esta bomba tendrá tres estados o modos de funcionamiento posible:

- En modo manual – la bomba se encenderá.
- En modo apagado – la bomba no se encenderá.
- En modo automático – la bomba se encenderá directamente por el comando del PLC, adicionalmente debemos tener seleccionado el modo Auto en el panel principal de control.

d. PASO 4 - CIRCUITO DE LIMPIEZA.

A fin de limpiar la bomba de lavado antes de su apagado, las válvulas "C" y "D" se abren, las válvulas "E" y "B" son cerradas. Esto permite al fluido entrar por la parte superior vessel e ir hacia abajo del lecho filtrante, además el fluido limpio en la parte superior del vessel, reduce la cantidad de lecho filtrante que ingresa a la bomba de lavado, tanto que cuando la bomba es apagada no tendremos remanente en la bomba. Este paso es completado durante los últimos segundos del ciclo de lavado.

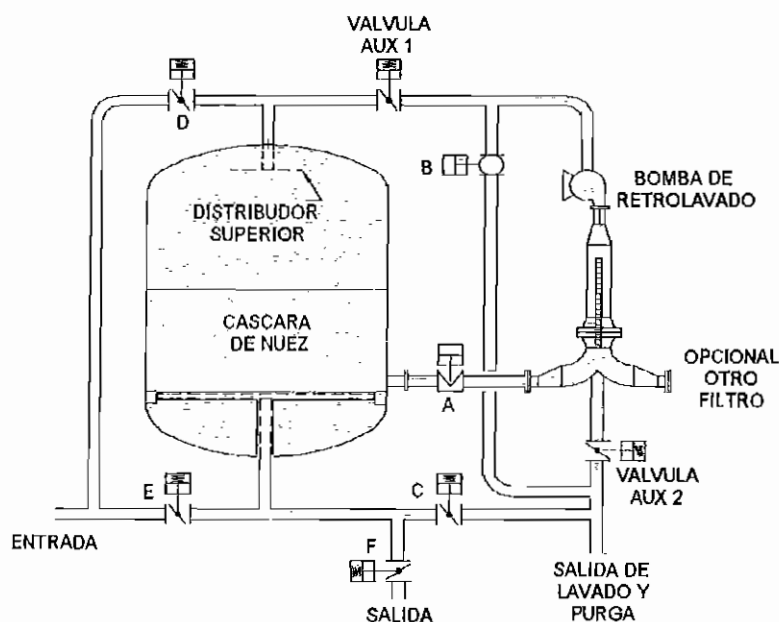


Figura A4.6 Paso del circuito de limpieza del lecho filtrante.

e. PASO 5 - COLOCACIÓN FORZADA DEL LECHO.

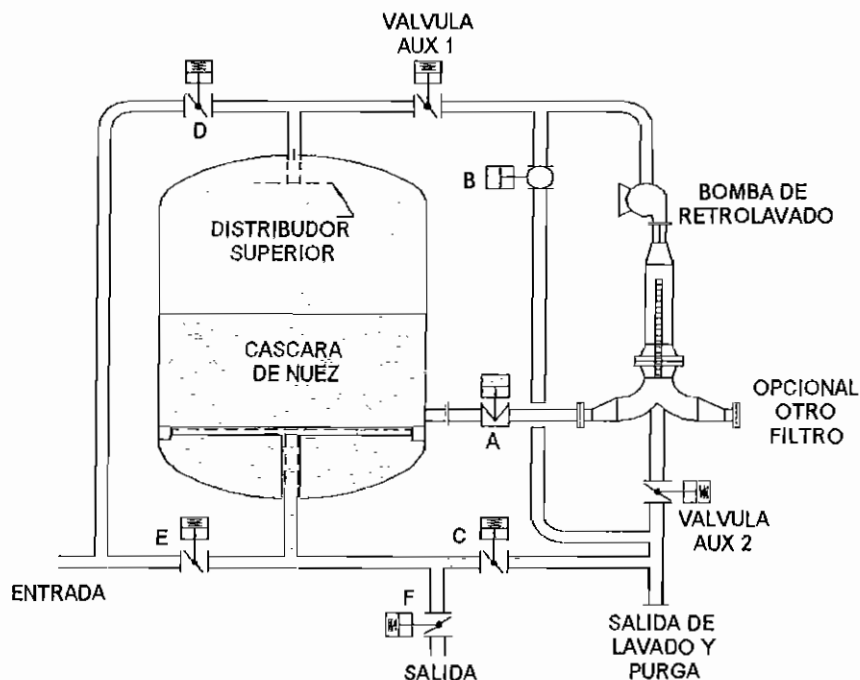


Figura A4.7 Colocación forzada del lecho filtrante.

El siguiente paso en el lavado del media es la colocación forzada del lecho filtrante. Al mantener las válvulas "D" y "C" abiertas, el flujo hacia abajo forzará al lecho filtrante a asentarse al fondo de la malla y formar un paquete del lecho uniforme y aleatorio para reconstituirlo. Esto fuerza a las partículas más pesadas del lecho filtrante a depositarse hacia abajo y colocar hacia arriba las partículas más livianas.

f. PASO 6 – PURGA. (ESTABILIZACIÓN DE CLARIFICACIÓN)

El último paso en el lavado del lecho filtrante es el purgado. Es necesario purgar el filtro para remover el líquido sucio y contaminantes pesados que permanezcan en el fondo del vessel. La válvula "C" permanece abierta, permitiendo que el fluido de entrada mientras pasa a través del lecho y force a todos los contaminantes a

salir hacia el tanque de desperdicio. Ya que este proceso es muy corto, no hay que preocuparse del volumen de fluido desechado.

g. PASO 7 - FILTRACIÓN.

Luego de la purga la unidad esta lista para retornar al ciclo de filtración. Esto se completa al abrir la válvula "F" y cerrar la válvula "C", entrando nuevamente en línea de proceso.

#### **A4.1.1.5.5 PROCEDIMIENTO PARA EL APAGADO.**

a. PROCEDIMIENTO NORMAL.

Un apagado normal se lo debe realizar cuando el filtro no se encuentre drenando el agua del vessel cuando este fuera de línea de proceso, y cuando las válvulas o puntos de muestra no estarán abiertas. Se puede tener un apagado normal cuando el filtro este en la etapa de lavado.

b. PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO.

Para realizar el mantenimiento del filtro o un apagado de servicio se debe drenar el agua del vessel y abrir sus compuertas de acceso. Para ello previo apagar la energía, este seguro que el filtro no este lavándose o en algún paso del ciclo de lavado y el tiempo de filtración ha sido de al menos 1 hora.

- Si el filtro no esta en el ciclo de lavado y tienen más de una hora de proceso de filtración, se puede apagar la energía desde el panel de control.
- Si el filtro se esta lavando, se debe esperar hasta que el filtro retorne al proceso de filtración para apagar la energía.

- Si el filtro no está lavándose pero tiene menos de una hora de funcionamiento, ingrese manualmente al ciclo de lavado y luego espere hasta completar este ciclo y luego apagarlo desde el panel de control.

Una vez apagado el filtro se procede manual al drenaje del líquido contenido en el vessel y poder realizar el mantenimiento interno. Cuando un filtro Autoshell no funcione, nunca se debe dejar líquidos en su interior ya que su recubrimiento interno podría dañarse,

#### **A4.1.1.6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN**

El agua de formación es almacenada en este tanque luego de pasar el tratamiento del filtro Autoshell. El nivel del tanque es registrado por el PLC a través de un transmisor de nivel del tanque y en caso de requerirlo controlarlo con una válvula del flujo de entrada.

### **A4.2 FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE RÍO**

#### **A4.2.1 DESCRIPCIÓN Y PROCEDIMIENTO DE FUNCIONAMIENTO**

El equipo auxiliar de este proceso incluye un sistema de fluido químico para polímero, para hipoclorito, un eliminador de oxígeno, un biocida orgánico y un inhibidor de escala. Para la secuencia de regeneración de los filtros se dispone de una bomba de retrolavado y un sistema de ventilador de aire, como se puede mirar en el siguiente listado (Tabla A4.2):



ITEM	CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
01	1	Sistema de alimentación de hipoclorito.
02	1	Sistema de alimentación de polímero.
03	3	Filtros de flujo superior (Filtros USF modelo U-5)
04	1	Ventilador de aire limpiador.
05	1	Bomba de retrolavado.
06	1	Torre de desoxigenación.
07	2	Bombas de vacío.
08	1	Bomba de transferencia de desoxigenación
09	1	Sistema de alimentación de biocida orgánico.
10	1	Sistema de alimentación de eliminador de oxígeno.
11	1	Tanque de almacenamiento de agua de río.
12	1	Sistema de alimentación de inhibidor de escala.
13	1	Sistema de control combinado. (Tanto para el sistema de agua de producción como para el sistema de agua de río)

Tabla A4.2. Descripción de la planta de tratamiento de agua de río.

Una vez conocidos los elementos que conforman nuestro sistema es muy importante conocer su funcionamiento en conjunto para obtener el máximo rendimiento en la operación del mismo, a continuación describiremos la manera correcta de operar el sistema.

#### **A4.2.1.1 SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE HIPOCLORITO DE SODIO.**

El hipoclorito de sodio es alimentado a la línea común de entrada de los filtros de flujo superior para control biológico. La velocidad de inyección es controlada por el PLC por monitoreo del flujo de la línea común de entrada y controlada por la velocidad de la bomba de alimentación del hipoclorito de sodio.



Se suministra tres filtros de flujo superior para limpiar el agua de río. Los filtros están en paralelo y tienen una alimentación de químicos en la entrada para ayudar al proceso de limpieza de agua. El flujo de alimentación de químicos esta controlado por la cantidad de flujo de entrada por medio del PLC. La sección de filtrado de este sistema esta diseñado para tener dos filtros en línea y el tercero en el ciclo de lavado o de respaldo esperando ingresar en línea si la presión diferencial o turbidez en uno de los filtros en línea esta fuera de rango, esta operación esta controlada por el PLC. Los filtros de flujo superior tienen un ciclo de lavado que también esta controlado por el PLC automática o manualmente.

#### **A4.2.1.3.1 RETROLAVADO**

Uno de los filtros puede estar en el ciclo de limpieza. La limpieza puede ser iniciada por una alta presión diferencial o una alta turbidez. El operador puede iniciar el ciclo de limpieza manualmente desde el MCP. La secuencia de retrolavado tiene los siguientes pasos:

a. **PASO 1 – DRENAJE INFERIOR.**

Para iniciar el ciclo de limpieza, el correspondiente filtro cierra sus válvulas de entrada y salida, luego abre la válvula de drenaje y drena el liquido por la parte inferior del mismo, este paso terminará cuando se pulse el botón de avance manual del ciclo de limpieza o cuando el nivel llegue al interruptor de bajo nivel.

b. **PASO 2 – AIRE DE LIMPIEZA.**

El lecho del filtro es aireado por el ventilador por 5 minutos. El lecho filtrante es agitado con aire para remover los sólidos colectados. El

aire ingresa por la válvula de limpieza / drenaje y se escapa a la atmósfera a través de la parte superior del filtro. Este paso se termina ya sea por el pulsador de avance manual del ciclo de limpieza o cuando el tiempo fijado (5 minutos) termine.

c. PASO 3 – DRENAJE.

El lecho filtrante es drenado por un minuto. Este paso se termina ya sea por el pulsador de avance manual del ciclo de limpieza o cuando el tiempo fijado (1 minutos) termine.

d. PASO 4 – AIRE DE LIMPIEZA.

El lecho filtrante de nuevo es aireado por el ventilador por 5 minutos. Este paso se termina ya sea por el pulsador de avance manual del ciclo de limpieza o cuando el tiempo fijado (5 minutos) termine.

e. PASO 5 – AIRE DE LAVADO.

El lecho filtrante es agitado con aire desde el ventilador al mismo tiempo que se llena con agua hasta que el líquido llegue al interruptor de alto nivel mediante la bomba de retrolavado. Este procedimiento previene que los sólidos se asienten en el lecho. El aire escapa a la atmósfera a través de la parte superior del filtro y el agua sale por la válvula de salida de retrolavado al drenaje. Este paso se termina ya sea por el pulsador de avance manual del ciclo de limpieza o cuando se alcanza el interruptor de alto nivel.

f. PASO 6 – RETROLAVADO.

El lecho filtrante es retrolavado para drenar o remover los sólidos acumulados esto se hace usando el agua limpia del tanque de almacenamiento de agua de río. El agua ingresa por la válvula de

entrada de retrolavado llevando consigo los sólidos depositados en el lecho filtrante saliendo por la válvula de salida de retrolavado. Este paso toma 10 minutos para completarse. Este paso se termina ya sea por el pulsador de avance manual del ciclo de limpieza o cuando el tiempo fijado (10 minutos) termine.

g. PASO 7 – ASENTAMIENTO.

Para terminar el ciclo de retrolavado todos los flujos de o desde el filtro se cortan, toma un tiempo de 2 minutos al lecho filtrante para asentarse y reacomodarse en el interior del filtro. Este paso se termina ya sea por el pulsador de avance manual del ciclo de limpieza o cuando el tiempo fijado (2 minutos) termine.

h. PASO 8 – RESPALDO.

Una vez completado el asentamiento del lecho filtrante, el filtro que pasará a un estado de reposo o de respaldo. Si alguno de los filtros en servicio requiere limpieza, el filtro de respaldo avanzará al paso 9. Este paso terminará por el uso del pulsador de inicio de servicio o cuando otro filtro requiera limpieza.

i. PASO 9 – ESTABILIZACIÓN DE CLARIFICACIÓN.

Cuando otro filtro es llamado a limpieza el filtro que permanecía de respaldo es enjuagado con agua de río por 10 minutos la cual ingresa por la válvula de entrada pasa a través del lecho filtrante y sale por la válvula de retro lavado para el sumidero. Este paso es necesario para remover pequeñas cantidades de sólidos que permanecen del paso de retrolavado. Este paso termina por el uso del pulsador de inicio de servicio o cuando el tiempo fijado (10 minutos) termine.

j. PASO 10 – EN SERVICIO.

Siguiendo el paso 9, el filtro es colocado en servicio. El agua de río ingresa por la válvula de entrada pasa a través del lecho filtrante, y sale por la válvula de salida de servicio hacia el siguiente paso del proceso que es la torre de desoxigenación. Este paso se termina por el pulsador de avance al ciclo de limpieza, cuando se tenga indicación en la entrada del filtro de una alta presión o una alta turbidez. La operación del ventilador de aire y la bomba de retrolavado tendrá tres estados o modos de funcionamiento posible:

- En modo manual – la bomba se encenderá.
- En modo apagado – la bomba no se encenderá.
- En modo automático – la bomba se encenderá directamente por el comando del PLC, adicionalmente debemos tener seleccionado el modo Auto en el panel principal de control.

#### **A4.2.1.4 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE RETROLAVADO**

Tenemos una bomba de retrolavado para tomar agua del tanque de almacenamiento de agua de río y utilizarla para la etapa de lavado de los filtros de flujo superior upflow.

#### **A4.2.1.5 FUNCIONAMIENTO DEL VENTILADOR DE LIMPIEZA**

En conjunto con la bomba retrolavado el ventilador interviene en las etapas descritas anteriormente de lavado del filtro.

#### **A4.2.1.6 DEGASIFICADOR DE VACÍO.**

Se tiene un degasificador de vacío en la descarga de los filtros de flujo superior para remover los gases del agua tratada previo el llenado del tanque de

almacenamiento de agua de río. El degasificador de vacío tiene una torre de dos etapas de tratamiento con dos bombas de vacío, una para la etapa superior y otra para la etapa inferior. Se tiene una sección de almacenamiento para proporcionar un nivel y presión constantes a la bomba de transferencia que llena el tanque de almacenamiento de agua de río. El nivel es controlado por la válvula de control de flujo en la descarga de la bomba de transferencia. Esta válvula se abrirá mas cuando el nivel del tanque de almacenamiento del degasificador aumente y se cerrara cuando el nivel cae. Se dispone de un sistema de alimentación de químicos en la descarga de los degasificadores para ayudar al proceso de remoción del oxígeno y el control biológico. La alimentación del eliminador de oxígeno y la alimentación de biocida orgánico son controladas por el PLC por monitoreo del flujo de los efluentes del degasificador y controlando la velocidad de las bombas.

#### **A4.2.1.7 FUNCIONAMIENTO DE BOMBAS DE VACIO.**

Tenemos un par de bombas de vacío que nos ayudan básicamente para evacuar el oxígeno liberado en la torre de desoxigenación durante el proceso de filtración.

#### **A4.2.1.8 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA DE DEOXIGENACIÓN.**

La bomba de transferencia evacua el agua de río filtrada desde la torre de desoxigenación y llena el tanque de almacenamiento de agua de río. La operación básica de esta bomba tendrá tres estados o modos de funcionamiento posible:

- En modo manual – la bomba se encenderá.
- En modo apagado – la bomba no se encenderá.
- En modo automático – la bomba se encenderá directamente por el comando del PLC, adicionalmente debemos tener seleccionado el modo Auto en el panel principal de control.

#### **A4.2.1.9 FUNCIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE RIO.**

El nivel se mantiene en el tanque de alimentación del agua de río por monitoreo del nivel del PLC y el flujo de entrada y controlando la salida de las bombas de transferencia de desoxigenación. El inhibidor de escala se aumenta en el efluente del tanque de almacenamiento de agua de río. El flujo de inyección es controlado por el PLC. La operación de la bomba de inyección de químico tendrá tres estados o modos de funcionamiento posible:

- En modo manual – la bomba se encenderá.
- En modo apagado – la bomba no se encenderá.
- En modo automático – la bomba se encenderá directamente por el comando del PLC, adicionalmente debemos tener seleccionado el modo Auto en el panel principal de control.

#### **A4.2.1.10 FUNCIÓN DE SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE INHIBIDOR DE ESCALA.**

El inhibidor de escala se inyecta a la línea de descarga del tanque de almacenamiento de agua de río para tratar de evitar la formación de escala en la tubería y equipos del sistema de inyección de agua. La velocidad de inyección es controlada por el PLC por monitoreo del flujo de la línea común de entrada y controlada por la velocidad de la bomba de alimentación del inhibidor de escala.

#### **A4.2.1.11 FUNCIÓN DEL PANEL DE CONTROL PRINCIPAL**

El panel de control principal consiste de dos interfaces gráficas para la interacción con el operador y un PLC para el control del sistema. Los monitores del operador son pantallas del tipo CTR y la entrada de datos o los eventos de iniciación del proceso se lo hace vía el ratón y el teclado. Los datos del proceso son colectados



por el PLC y almacenado en el disco duro o en cintas de respaldo, las características técnicas de estos equipos son las siguientes:

- Dos computadores con procesador pentium de 133 MHz de velocidad, 24 Mb de memoria RAM, 101 Kb de memoria cache, 1.0 GB de disco duro, ratón tipo PS2, disco de respaldo de 800 Mb, un floppy de 3.5' / 1.44 Mb de capacidad, un MODEM de 14.4 / 28.8 K de velocidad, sistema operativo Windows 95.
- Dos monitores de 19" tipo industrial.
- Dos impresoras HP5P Laserjet de 600 DPI.
- Un Controlador Lógico Programable Allen Bradley modelo PLC – 5 / 20 serie D, revisión A, con procesador de 8K de memoria.

# **ANEXO 5**

**DESCRIPCIÓN DE LAS PANTALLAS DE MONITOREO Y  
CONTROL**

## ANEXO 5. DESCRIPCIÓN DE LAS PANTALLAS DE MONITOREO Y CONTROL

Pantalla	Descripción.
1	Vista General.
2	Tanque de desborde - Figura A5.1.
3	Hidrocelda - Figura A5.2.
4	Filtro Autoshell - Figura A5.3.
5	Almacenamiento de agua de formación - Figura A5.4.
6	Tiempos preseleccionados de secuencia de filtros de flujo superior - Figura A5.5.
	Secuencia de tiempos preseleccionados para el Autoshell.
7	Alimentación de químico. (hipoclorito de sodio y polímero) – Figura A5.6.
8	Filtro de flujo superior A – Figura A5.7.
9	Filtro de flujo superior B – Figura A5.8.
10	Filtro de flujo superior C – Figura A5.9.
11	Degasificador al vacío – Figura A5.10.
12	Almacenamiento de agua de río – Figura A5.11.
13	Analizadores de muestras – Figura A5.12.
14	Tiempos de motores encendidos – Figura A5.13.
15	Flujos totales – Figura A5.14.
16	Alarmas de alimentación de químicos – Figura A5.15.
	Alarmas de nivel del degasificador.
	Alarmas de nivel de tanque de formación.
	Alarmas de nivel de tanque de río.
	Alarmas de nivel del tanque de desnatado.
	Alarmas de filtro de flujo superior A.
	Alarmas de filtro de flujo superior B.
Alarmas de filtro de flujo superior C.	

Tabla A5.1 Pantallas para el software de monitoreo y control.

El software de monitoreo y control para el sistema del campo Auca tiene las siguientes pantallas que se muestran en el panel de control del software se presenta en la Tabla A5.1.

A continuación se describe cada una de las pantallas en cuanto a su constitución y funciones de control principales.

### **A5.1 PANTALLA 1 - VISTA GENERAL (OVERVIEW)**

La primera pantalla y principal del software de monitoreo y control ya se analizó en el capítulo 2.

### **A5.2 PANTALLA 2 - TANQUE DE DESBORDE**

Para entrar en la parte de detalle del proceso, la segunda pantalla del software de monitoreo y control nos muestra el estado del primer tanque del procesamiento de agua de formación, adicionalmente se puede conocer el químico de ayuda de flotación.

#### **A5.2.1 MONITOREO**

El monitoreo o vigilancia de una pantalla, consiste de tres conjuntos de variables que permiten al operador, conocer de manera inmediata el estado del proceso.

##### **A5.2.1.1 DISPLAY**

- Posición de la válvula de control de flujo de entrada en el tanque de almacenamiento de agua de desborde, expresada en porcentaje.
- Nivel del tanque de almacenamiento del agua de desborde, expresado en pies.
- Posición de la válvula de control de flujo a la Hidrocelda, expresada en porcentaje.

- Flujo a la Hidrocelda, expresada en GPM.
- Posición de la bomba química de ayuda de flotación en posición auto, expresada en porcentaje.

#### **A5.2.1.2 ESTADO**

- Barra gráfica variable dependiente del nivel de llenado del tanque de almacenamiento de agua de desborde.
- Bomba de ayuda de flotación encendida – icono en rojo.
- Bomba de ayuda de flotación apagada – icono en verde.

#### **A5.2.1.3 MENSAJES**

- Alarma de alto nivel del tanque de almacenamiento de agua de desborde.
- Alarma de bajo nivel del tanque de almacenamiento de agua de desborde.

### **A5.2.2 CONTROL**

El control o manipulación de parámetros, consiste de una representación gráfica de iconos asociados al estado de un parámetro que permiten al operador variar sus valores y descargarlos al PLC y este a su vez actuar sobre la válvula o motor según sea el caso.

#### **A5.2.2.1 PULSADORES**

- Vaya a la pantalla "vista general". (Pantalla 1)
- Vaya a la Hidrocelda. (Pantalla 3)
- Vaya a la referencia de alarma. (Pantalla 16)
- Silenciar alarma.
- Borrar alarma.

### **A5.2.2.2 SELECTOR**

Los selectores son iconos en alto relieve ubicados sobre el motor o suceso que se desea operar, el acceso se lo realiza mediante el ratón del computador. Y tomara una de las posiciones señaladas en el icono, para la pantalla se tiene los siguientes selectores:

- Colocar la bomba de ayuda de flotación en manual.
- Colocar la bomba de ayuda de flotación en modo apagado.
- Colocar la bomba de ayuda de flotación en modo automático.

### **A5.2.2.3 DATOS DE ENTRADA**

Los datos de entrada son cantidades numéricas enteras ingresadas mediante teclado cuyo valor asociadas a un suceso específico, el acceso es instantáneo y se lo realiza mediante afecta directamente a la variable indicada. Para la pantalla se tiene:

- Posición de la bomba de ayuda de flotación en manual, expresada en porcentaje cuyo valor puede ser de 0 a 100.

## **A5.3 PANTALLA 3 - HIDROCELDA**

La tercera pantalla del software de monitoreo y control nos muestra el estado de la celda de flotación con el equipo asociado para su correcto funcionamiento como son las bombas de transferencia y recirculación.

### **A5.3.1 MONITOREO**

El monitoreo o vigilancia de una pantalla, consiste de tres conjuntos de variables que permiten al operador, conocer de manera inmediata el estado del proceso.

### **A5.3.1.1 DISPLAY**

- Flujo promedio de entrada al Autoshell, expresada en GPM.
- Presión de la línea de entrada a la Hidrocelda, expresada en PSI.

### **A5.3.1.2 ESTADO**

- MCC en auto – icono en verde.
- MCC no-auto – icono en rojo / gris. (intermitente)
- Bomba (transferencia o recirculación) encendida – icono en rojo.
- Bomba (transferencia o recirculación) apagada – icono en verde.
- Bomba (transferencia o recirculación) en alarma – icono en amarillo / gris. (intermitente)
- Alto nivel de Hidrocelda – icono en rojo / blanco. (intermitente)
- Nivel normal de Hidrocelda – icono en gris.
- Bajo nivel de Hidrocelda – icono en rojo / blanco. (intermitente)
- Nivel normal de Hidrocelda – icono en gris.

### **A5.3.2 CONTROL**

El control o manipulación de parámetros, consiste de una representación gráfica de iconos asociados al estado de un parámetro que permiten al operador variar sus valores y descargarlos al PLC y este a su vez actuar sobre la válvula o motor según sea el caso.

#### **A5.3.2.1 PULSADORES**

- Vaya a la pantalla “vista general”. (Pantalla 1)
- Vaya a la pantalla anterior. (Pantalla 2)
- Vaya a la siguiente pantalla. (Pantalla 4)
- Silenciar Alarma.
- Borrar alarma.

### **A5.3.2.2 SELECTOR**

- Colocar la bomba de transferencia en manual.
- Colocar la bomba de transferencia en modo apagado.
- Colocar la bomba de transferencia en modo automático.
- Colocar la bomba de recirculación en manual.
- Colocar la bomba de recirculación en modo apagado.
- Colocar la bomba de recirculación en modo automático.

## **A5.4 PANTALLA 4 - FILTRO AUTOSHELL**

La cuarta pantalla del software de monitoreo y control nos muestra el estado del filtro de cáscara de nuez Autoshell así como el equipo asociado para su correcto funcionamiento como es la bomba de lavado.

### **A5.4.1 MONITOREO**

El monitoreo o vigilancia de una pantalla, consiste de tres conjuntos de variables que permiten al operador, conocer de manera inmediata el estado del proceso.

#### **A5.4.1.1 DISPLAY**

- Tiempo que falta para completar el ciclo en proceso en el Autoshell, en formato internacional.

#### **A5.4.1.2 ESTADO**

- Válvula (de acuerdo al estado del Autoshell) abierta – icono en rojo.
- Válvula (de acuerdo al estado del Autoshell) cerrada – icono en verde.
- Alta presión diferencial en alarma – icono en rojo / blanco. (intermitente)
- Alta presión diferencial sin alarma – icono en verde.
- Filtro Autoshell en servicio – icono en verde.



- Filtro Autoshell en limpieza – icono en verde oscuro.
- MCC en auto – icono en verde.
- MCC no-auto – icono en rojo / gris. (intermitente)
- Bomba de lavado encendida – icono en rojo.
- Bomba de lavado apagada – icono en verde.
- Bomba de lavado en alarma – icono en amarillo / gris. (intermitente)

#### **A5.4.1.3 MENSAJES**

- Nombre del paso de estado del filtro Autoshell.

### **A5.4.2 CONTROL**

#### **A5.4.2.1 PULSADORES**

- Silenciar alarma.
- Limpiar alarma.
- Bloqueo de control.
- Inicio de secuencia de lavado.
- Avance de la secuencia de lavado.
- Repetición de la secuencia de lavado.
- Vaya a la pantalla de "secuencia preseleada". (Pantalla 6)
- Vaya a la pantalla "vista general". (Pantalla 1)
- Vaya a la pantalla anterior. (Pantalla 3)
- Vaya a la pantalla siguiente. (Pantalla 5)

#### **A5.4.2.2 SELECTOR**

- Colocar la bomba de lavado en manual.
- Colocar la bomba de lavado en modo apagado.
- Colocar la bomba de lavado en modo automático.

### **A5.15.1 MENSAJE**

- Tiempo inicial de alarma.
- Tiempo final de alarma.
- Nodo donde el punto de alarma esta localizado.
- Nomenclatura del punto de alarma.
- Estado del punto de alarma.
- Valor del punto de alarma.

# SKIM TANK

## LEVEL ALARM

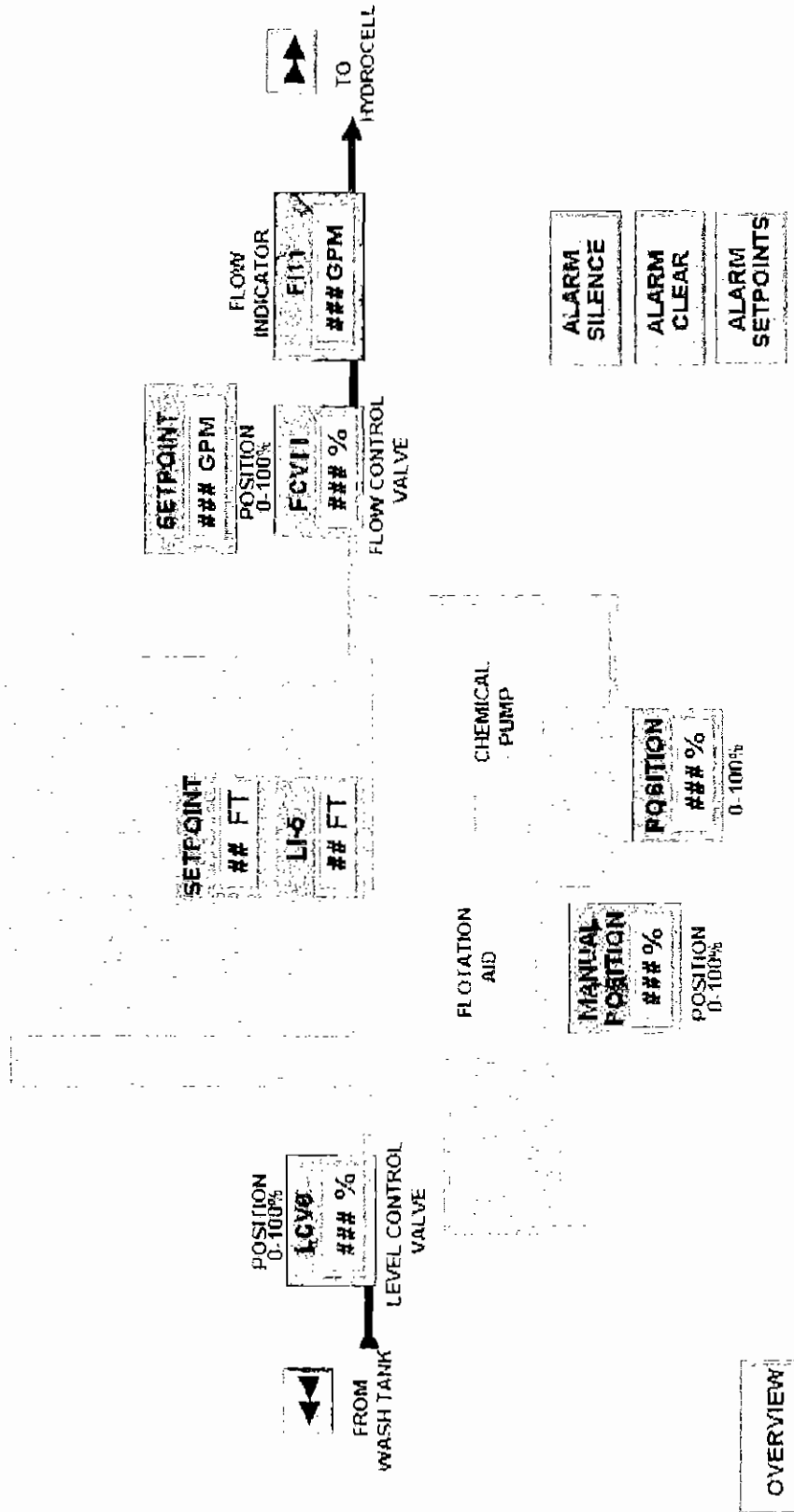


Figura A5.1 Pantalla número 2.

# HYDROCELL

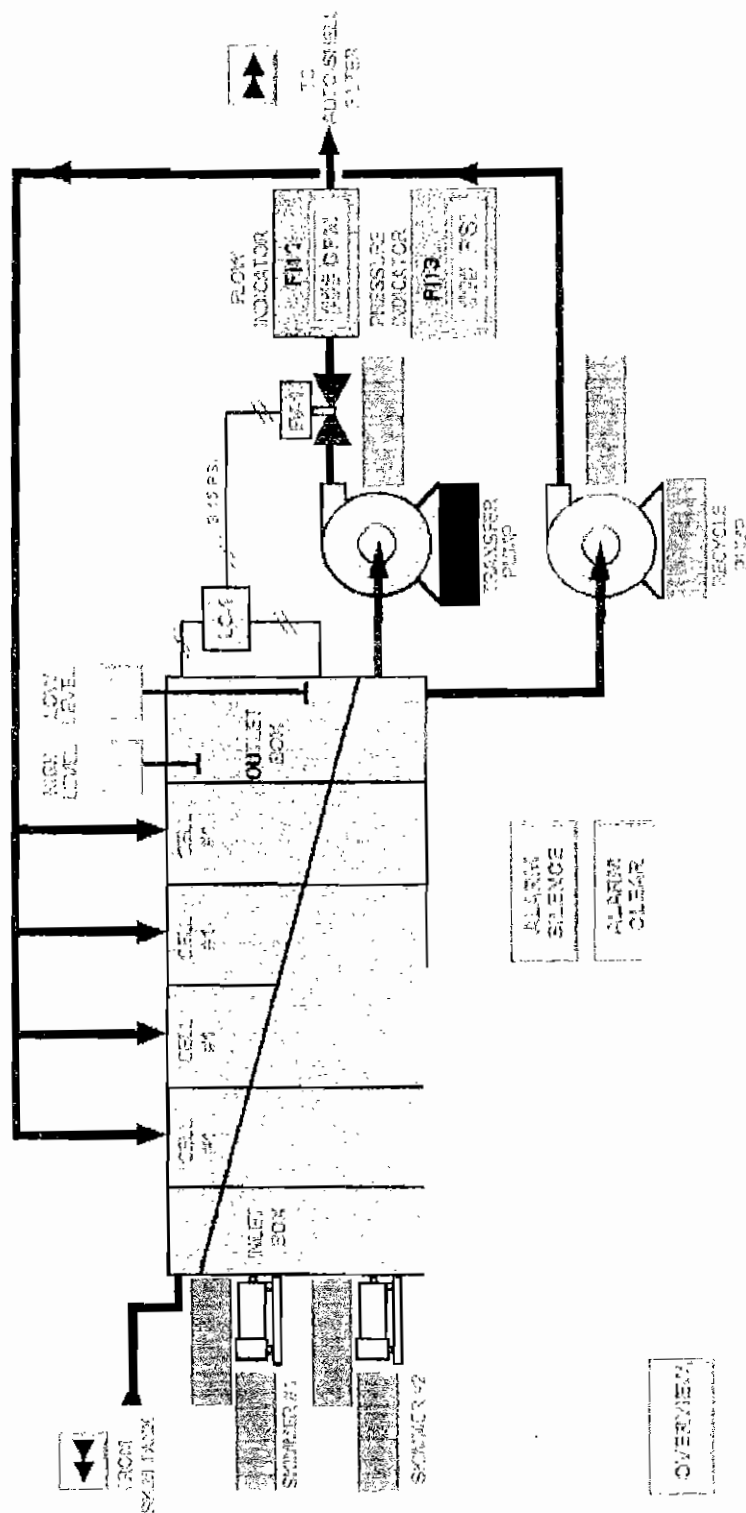


Figura A5.2. Pantalla número 3.

# AUTO SHELL FILTER

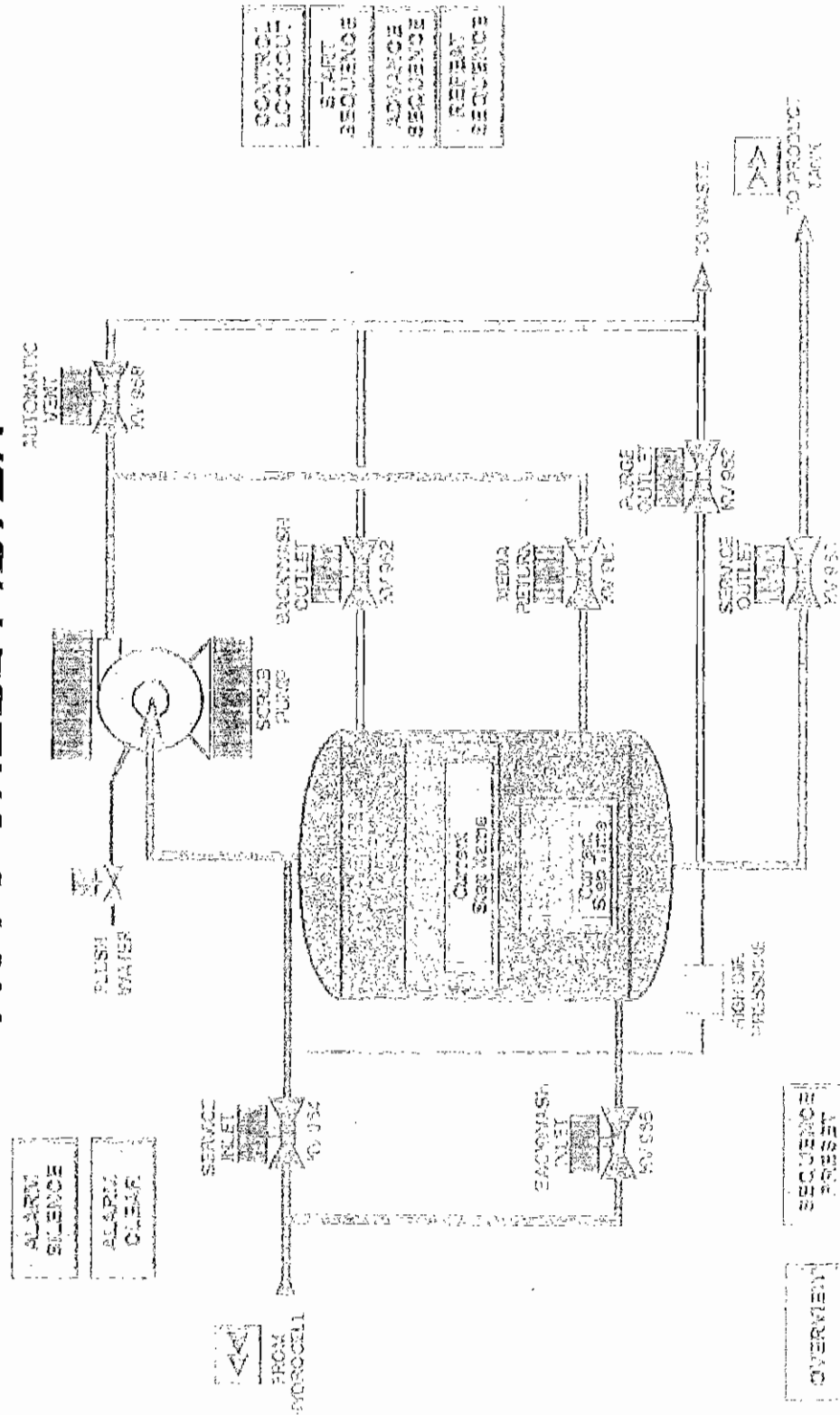


Figura A5.3. Pantalla número 4.

# PRODUCT WATER STORAGE

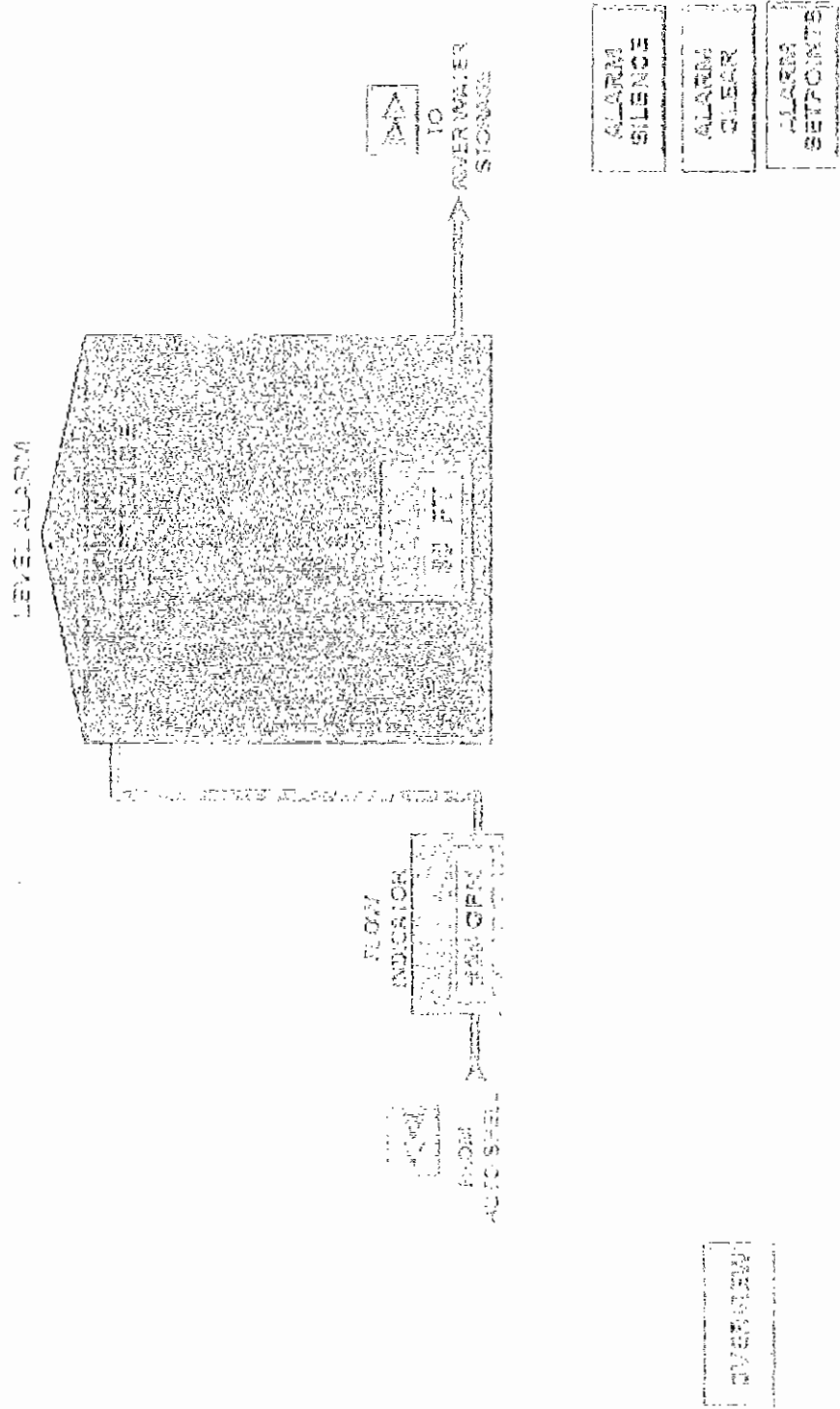


Figura A5.4 Pantalla número 5.

AUTOSHIFT SEQUENCE  
 UP FLOW SEQUENCE  
 PRESET TIMES

STEP #	DESCRIPTION	STEP TIME	STEP #	DESCRIPTION	STEP TIME
STEP #0	SERVOISE	# 000	STEP #0	SERVOISE	# 000
STEP #1	VENT	# SEC.	STEP #1	DRUM CLEAN #1	# 000
STEP #2	CLEAR MEDIA RETURN LINE	# SEC.	STEP #2	AIR SOURCE #1	# 000
STEP #3	SORTING	# MIN.	STEP #3	DRUM CLEAN #2	# SEC.
STEP #4	MEDIA CLEANING	# MIN.	STEP #4	AIR SOURCE #2	# MIN.
STEP #5	CLEAR MEDIA RETURN LINE	# SEC.	STEP #5	EXHAUST AIR SOURCE	# MIN.
STEP #6	FORSETI PURGE	# MIN.	STEP #6	DRUM CLEAN	# MIN.
			STEP #7	SETTLE	# MIN.
			STEP #8	SETTLE	# MIN.
			STEP #9	EMPTY	# MIN.
			STEP #0	EMPTY	# MIN.

NOV 19 1981

NOV 19 1981

Figura A5.5 Pantalla número 6.

# CHEMICAL FEED

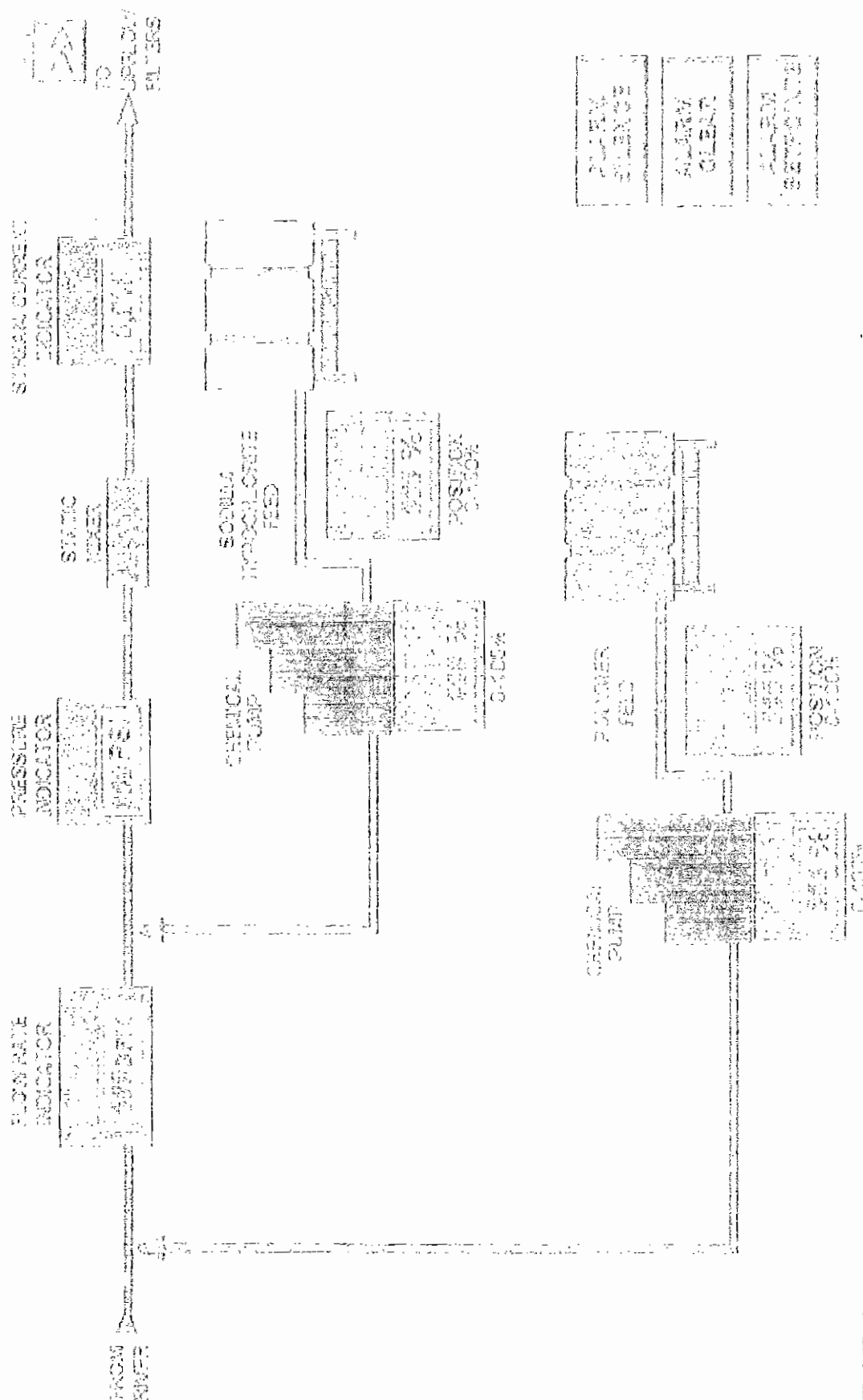


Figura A5.6 Pantalla número 7.

0  
1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
A







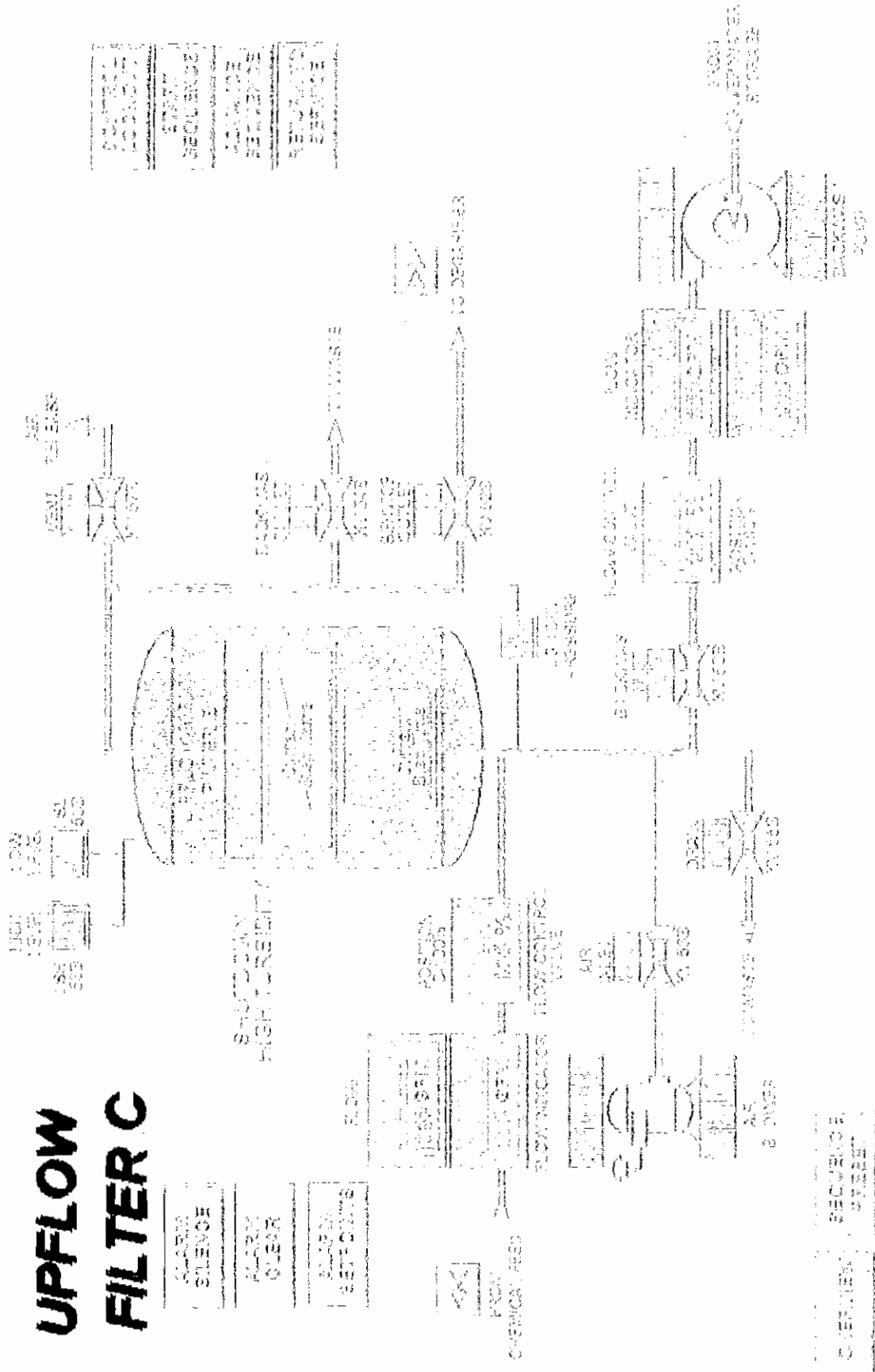


Figura A5.9 Pantalla número 10.

# VACUUM DEGASIFIER

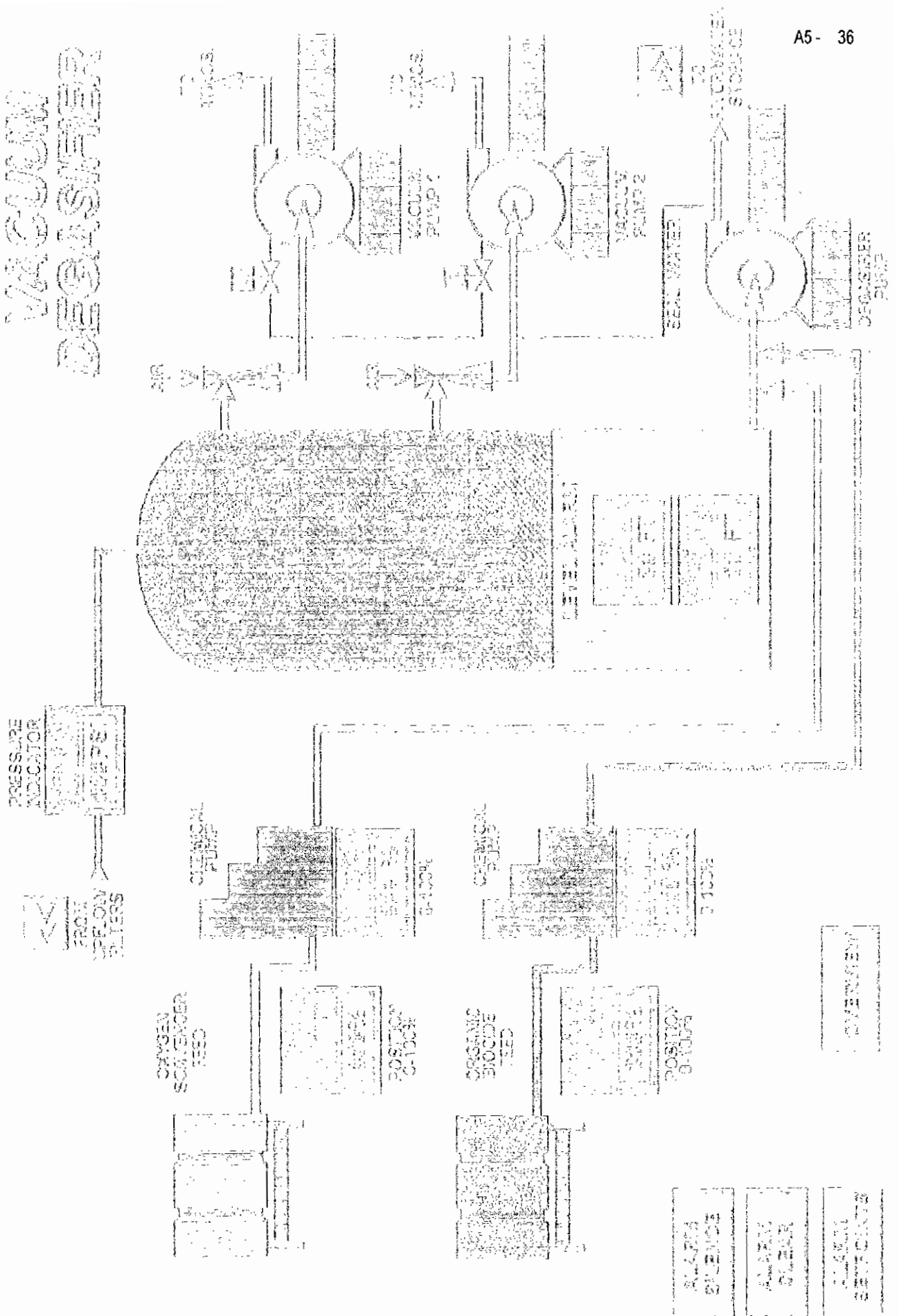


Figura A5.10 Pantalla número 11.



# SAMPLE ANALYZERS

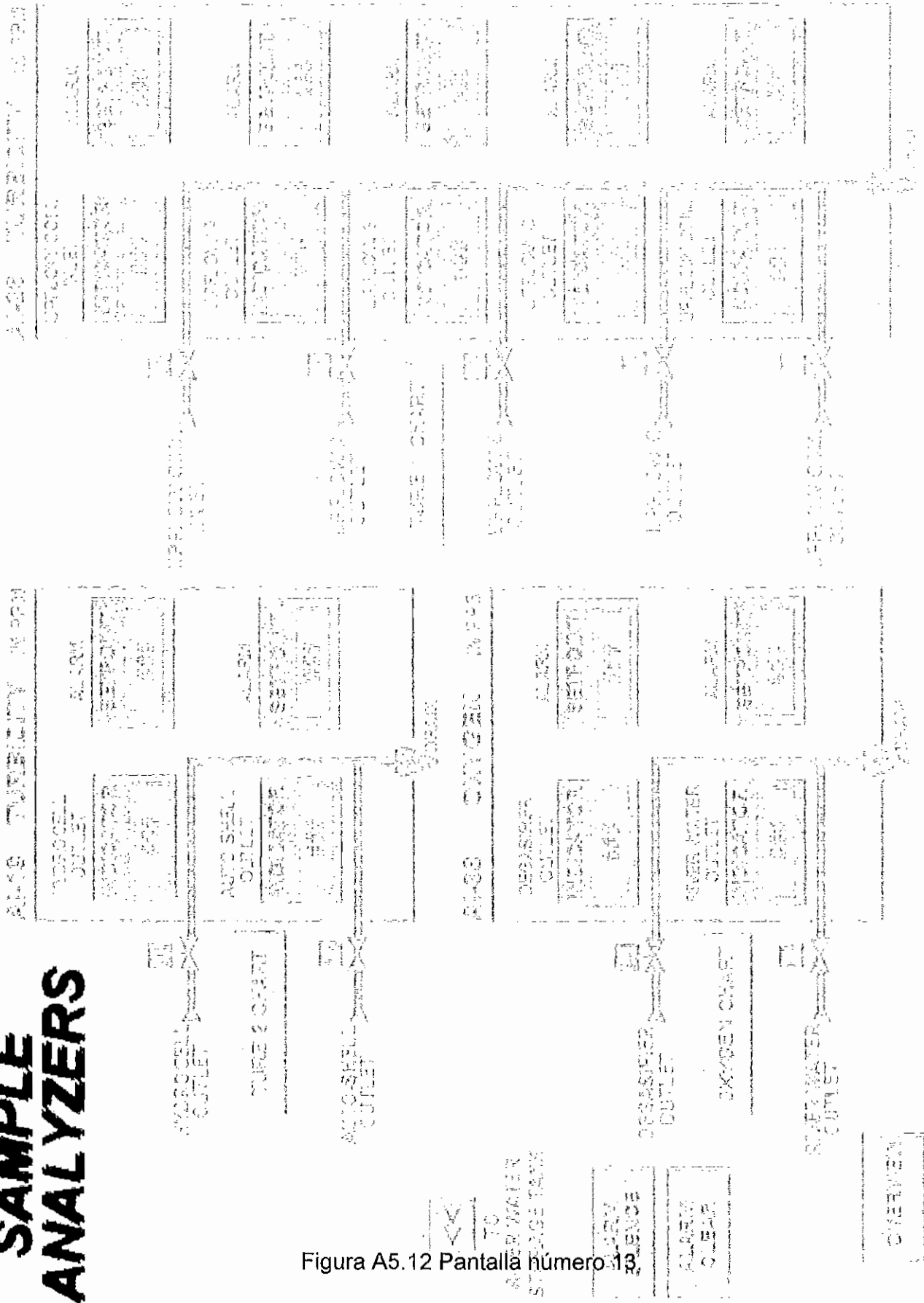


Figura A5.12 Pantalla número 13.

# MOTOR RUN TIMES

Motor ID	Run Time	Other Parameters
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...
...	...	...

Figura A5.13 Pantalla número 14.





```

CHEMICAL FEED ALARMS
SETPOINTS
HIGH PRESSURE --- #
HIGH CURRENT --- #
ACCEPT
-----
CEGASHER LEVEL ALARMS
SETPOINTS
HIGH LEVEL --- #
LOW LEVEL --- #
ACCEPT
-----
PROD TANK LEVEL ALARMS
SETPOINTS
HIGH LEVEL --- #
LOW LEVEL --- #
ACCEPT
-----
RIVER TANK LEVEL ALARMS
SETPOINTS
HIGH LEVEL --- #
LOW LEVEL --- #
ACCEPT
-----

SOUR TANK LEVEL ALARMS
SETPOINTS
HIGH LEVEL --- #
LOW LEVEL --- #
ACCEPT
-----

UPFLOW FILTER A ALARMS
SETPOINTS
HIGH INLET FLOW --- #
LOW INLET FLOW --- #
HIGH BW FLOW --- #
LOW BW FLOW --- #
ACCEPT
-----

UPFLOW FILTER B ALARMS
SETPOINTS
HIGH INLET FLOW --- #
LOW INLET FLOW --- #
HIGH BW FLOW --- #
LOW BW FLOW --- #
ACCEPT
-----

UPFLOW FILTER C ALARMS
SETPOINTS
HIGH INLET FLOW --- #
LOW INLET FLOW --- #
HIGH BW FLOW --- #
LOW BW FLOW --- #
ACCEPT
-----

```

Figura A5.15 Pantalla número 16.

# ANEXO 6

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FUNCIONAMIENTO BASICO  
DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN EL SISTEMA

## ANEXO 6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE LA INSTRUMENTACIÓN UTILIZADA EN EL SISTEMA

En este anexo se presenta brevemente los fundamentos de los elementos de control que se utilizan en la planta de tratamiento y características técnicas más importantes, de los mismos. El análisis se lo realizará en ya no dividiendo a la planta en dos sistemas de tratamiento, sino en conjunto, ya que la instrumentación interviene en los dos sistemas.

### A6.1 HARDWARE DEL SISTEMA ACTUAL

Para simplificar el análisis general de los principales elementos de control que componen el sistema se resume los elementos presentados en el Capítulo 3 en la siguiente Tabla A6.1.:

ITEM	CANT.	FABRICANTE	TIPO	PARÁMETRO	MODELO
1	4	Rosemount	Transmisor	Nivel	1151LT-S-22-M3
2	9	Rosemount	Transmisor	Flujo	1151DP-X-S-22-B1-M3
3	1	Rosemount	Transmisor	Presión	1151AP-S-22-B1-M3
4	2	Rosemount	Transmisor	Presión	1151GP-6-S-22-B1-M3
5	2	Rosemount	Monitor	Turbidez	SCL-T-2120-M
6	7	Bray	Válvula	Flujo	30-125 / 91
7	2	Drexel brook	Interruptor	Nivel	502-3000-918
8	1	Fisher	Controlador	Nivel	2502-249B-67 AFR
9	3	United Electric	Interruptor	Presión	J21K-357
10	1	United Electric	Interruptor	Presión	J21K-S127KB
11	1	Chemtrac	Medidor	Corriente	1500XR
12	3	BW controls	Interruptor	Nivel	Unifloat 7014-12-B-7-S

Tabla A6.1 Resumen de los elementos de control del sistema.

A continuación se analiza las características técnicas más importantes de los elementos de control, así como un principio básico de su funcionamiento sin adentrarse en la ingeniería involucrada en su desarrollo ya que el análisis se limitará a la correcta utilización de estos elementos en el proceso.

## A6.1.1 TRANSMISOR DE NIVEL ROSEMOUNT 1151LT-S-22-M3

### A6.1.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El modelo 1151 es un transductor de presión diferencial ya sea absoluta o relativa cuyas características y opciones especiales le permiten ser adecuado en una amplia variedad de medición de parámetros físicos como son el nivel de líquidos directa o remotamente, el flujo y por supuesto la transmisión de presión diferencial, real de cualquier fluido que se desee analizar.

Su funcionamiento se basa en la medición de presión por lo que recordaremos algunas definiciones básicas:

#### A6.1.1.1.1 DEFINICIONES BASICAS

Las definiciones que se determinan a continuación dan bases para entender de mejor manera los diferentes tipos de presiones que podríamos tener, de acuerdo al nivel de referencia que se fije. (Figura A6.1)

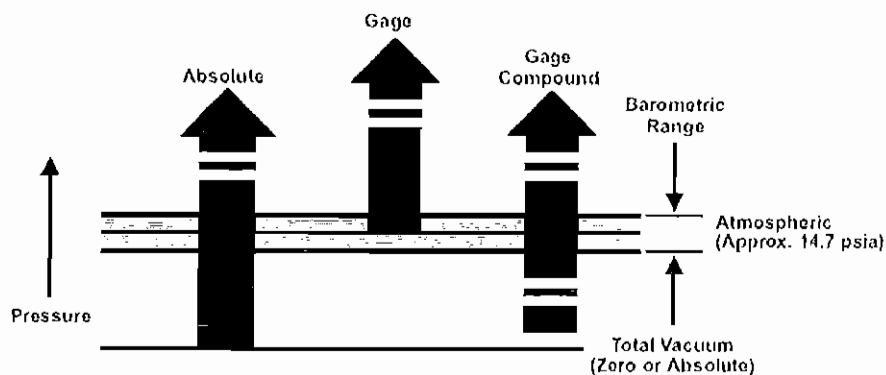


Figura A6.1. Diferentes tipos de presión.

- La *presión P*, es la acción de una fuerza sobre otra, es la fuerza *F* distribuida sobre una unidad de área *A*, definida como (Ecuación A6.1):

$$P = \frac{F}{A} \quad \text{(Ecuación A6.1)}$$

- *Presión absoluta*. Es aquella medida sobre el cero absoluto o vacío.
- *Presión atmosférica o barométrica*. Es la presión ejercida por la atmósfera de la tierra, la presión atmosférica a nivel del mar es 14.696 PSI, el valor de la presión atmosférica disminuye cuando se aumenta de altitud.
- *Presión diferencial*. Es la diferencia en magnitud entre una presión y una presión de referencia, en esencia la presión absoluta podría ser considerada como una presión diferencial con el cero absoluto como referencia.
- *Presión Gauge (medida)*. Es la presión sobre la atmosférica, es la diferencia positiva entre la presión medida y la presión atmosférica existente, puede transformarse en absoluta restando la presión atmosférica del medio.
- *Presión hidrostática*. Es la presión bajo una superficie líquida ejercida por la columna de líquido.
- *Presión de línea, estática o de trabajo*. Fuerza por unidad de área ejercida en una superficie por un fluido que va paralelo a las paredes del tubo.

#### **A6.1.1.1.2 FUNDAMENTOS DE LA MEDICIÓN DE PRESIÓN**

La medición de presión esta considerada como una variable de proceso básica que se utiliza para medir flujo (por diferencia de dos presiones), nivel (por la cabeza o columna de presión) y temperatura. (la presión del fluido en un sistema térmico lleno)

Todos los sistemas de medida de presión consisten de dos elementos básicos: un elemento primario, el cual esta en contacto, directa o indirectamente, con el medio presurizado e interactúa con los cambios de presión; y un elemento secundario, el cual traslada estas interacciones en valores apropiados para usar los en indicadores, grabadores y / o controladores.

### A6.1.1.1.2.1 ELEMENTOS PRIMARIOS

El elemento primario es aquel que esta en contacto con el medio presurizado, tenemos diferentes tipos, entre los mas conocidos están los de cabeza, los de área y fuerza, todas estas técnicas y otras no mencionadas son similares en su fundamento. Los elementos primarios más utilizados son los del tipo cabeza que básicamente presentan una restricción a la línea de flujo de diferente forma como son los tubos Venturi, las placas de orificio, las boquillas de flujo y tubos piloto. (Figura A6.2)

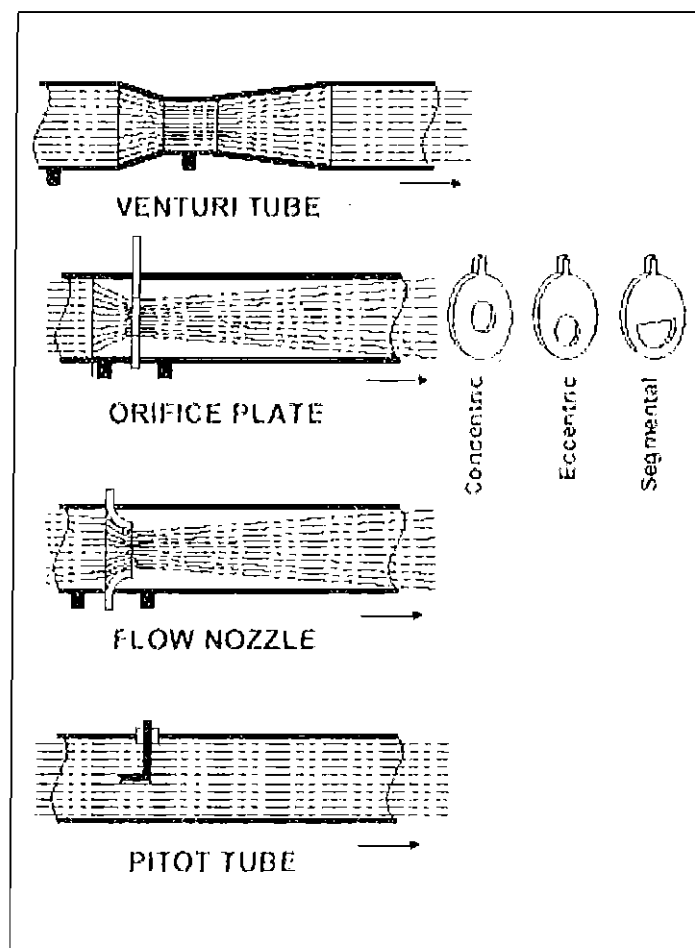


Figura A6.2. Elementos primarios tipo cabeza.

Todos estos elementos se basan en la teoría de Bernoulli, que indica que la energía total en algún punto es igual a la energía total en otro punto, si las pérdidas de fricción se desprecian entre los dos puntos. Sin entrar en detalles,

esto significa que hay una relación definida entre la velocidad de proceso y la presión estática, en cualquier restricción.

Esto permite tener la capacidad de determinar el caudal simplemente por la medición de la diferencia de presión a través de una restricción. (asumiendo constantes otros parámetros conocidos)

- El *tubo Venturi* produce una relativamente alta presión diferencial con poca restricción principal. Estos elementos son a menudo utilizados en procesos donde se contiene grandes cantidades de sólidos suspendidos o si la restricción es inaceptable.
- Las *placas de orificios* son ampliamente utilizadas en aplicaciones industriales. Son efectivamente utilizadas para la medición de fluidos limpios y donde la pérdida de presión en la línea no es crítica.
- Las *boquillas de flujo* consisten básicamente en un orificio con una sección aprovechable plana, las pérdidas en la línea de presión están entre las de un tubo de Venturi y una placa de orificio, al igual que su costo.
- Los *tubos piloto* son usados cuando la velocidad del fluido, es primordial, se tiene una pérdida de presión muy baja, y son relativamente baratos, pero es muy susceptible a los taponamientos en procesos que contengan sólidos.

#### **A6.1.1.1.2.2 ELEMENTOS SECUNDARIOS**

El elemento secundario de un sistema medidor de presión traslada la interacción de un elemento primario con el medio presurizado a valores apropiados para su uso en indicadores, grabadores y / o controladores. Los elementos secundarios en sentido general pueden ser considerados como medidores húmedos o medidores secos, los medidores *húmedos* (figura A6.3) son aquellos cuya indicación se basa en la interacción con líquidos tanto en presiones estáticas como dinámicas diferenciales.

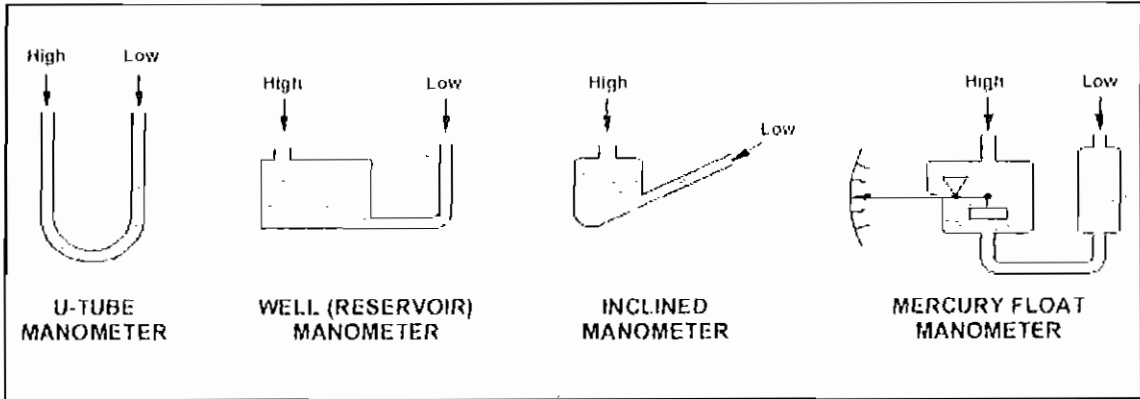


Figura A6.3. Elementos secundarios tipo húmedo.

Los elementos secundarios tipo seco, son utilizados donde se requieren una indicación de operación directa de la presión diferencial y donde los fluidos sellantes son nocivos para el proceso. El instrumento secundario más utilizado es el transmisor de presión, el cual se lo utiliza donde el elemento primario no es adyacente y donde se requiere un alto rendimiento, pueden ser de tipo neumático (Figura A6.4) o electrónico. (Figura A6.5)

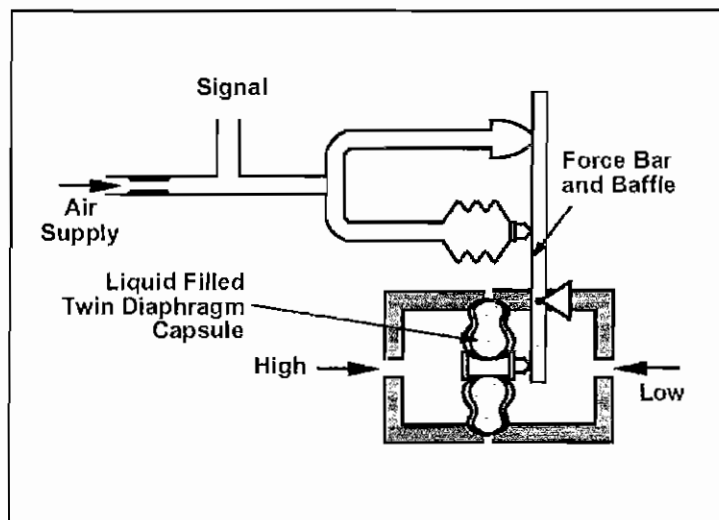


Figura A6.4. Medidor de presión tipo neumático.



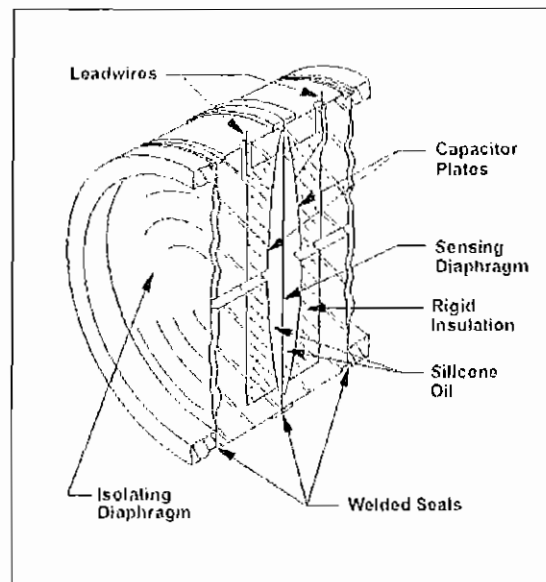


Figura A6.5. Medidor de presión tipo electrónico.

El medidor de tipo electrónico utiliza la técnica de capacitancia entre dos cables, la presión del proceso es transmitida a través de diafragmas aislados y aceite de silicona como fluido de llenado en el diafragma de sensado en el centro de la celda, este forma un elemento de resorte que deflexiona en función de la presión diferencial a través del elemento.

La posición del diafragma de sensado es detectada por las placas del capacitor de los dos lados del diafragma. La capacitancia diferencial entre los diafragmas de sensado y las placas del capacitor son convertidas electrónicamente a señales de 4 – 20 mA ó 10 a 50 mA; Estas señales son estándar en la industria con mayor frecuencia en la señal de 4 a 20 mA.

Los transmisores de tipo electrónico son elementos remotos que permiten al transmisor alejarse del contacto directo con el líquido, lo cual permite protegerlos cuando en el proceso se tiene:

- La temperatura fuera de los límites normales de operación.
- Una alta corrosión que causa constantes reemplazos del transmisor.
- El proceso requiere de materiales inusuales de construcción.

- El proceso contiene muchos sólidos o es muy viscoso lo que puede tapan la tubería.

El fundamento básico de la medición de nivel sigue el mismo principio del transmisor de presión sin sellos o transmisores remotos, la presión es proporcional al nivel, la cabeza de presión del líquido corresponde a la altura multiplicada por la gravedad específica. La selección prudente de los sellos remotos es importante para mantener un razonable rendimiento del transmisor de presión.

En sistemas abiertos o no presurizados que tienen interacción con la atmósfera, la localización del transmisor podrá asumir dos posiciones diferentes sobre el nivel del sensor o bajo el nivel del mismo. En un tanque abierto, un sistema de sello simple, con el transmisor bajo la toma, Figura A6.6, es similar a un sistema que utiliza una tubería llena del líquido del proceso para que el transmisor lo transforme en nivel.

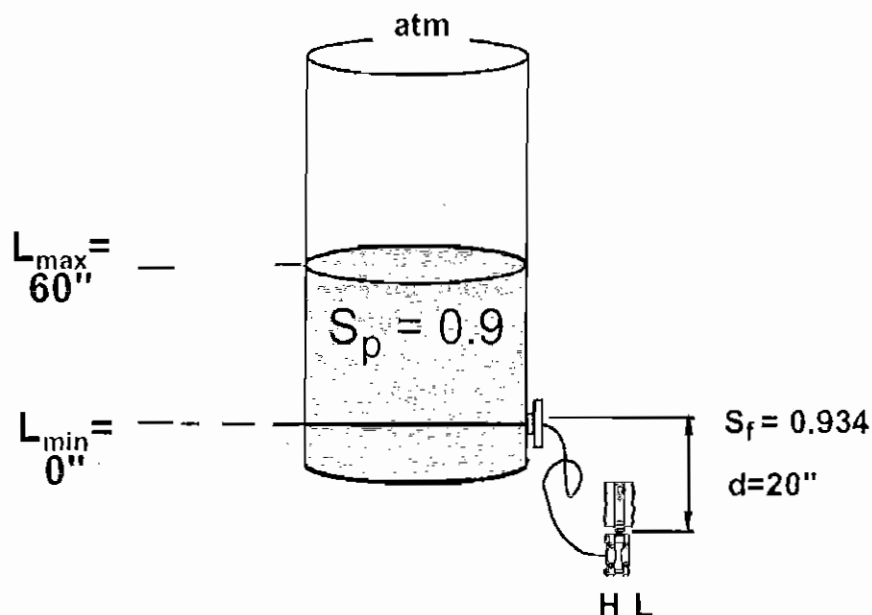


Figura A6.6. Medición de nivel de tanque abierto con el transmisor bajo la toma.

La diferencia es que la distancia entre el sensor y el transmisor debe ser calculada con la gravedad específica (S) del líquido que utiliza el proceso, debe

notarse que la distancia a la que se refiere es vertical y no capilar. Los cálculos (Ecuación A6.2 y Ecuación A6.3) para determinar los rangos de control de acuerdo a las dimensiones físicas del tanque son los siguientes:

$$\begin{aligned} \text{Para 4 mA} &= L_{\min} * S + d * S_f && \text{(Ecuación A6.2)} \\ &= (0 \times 0.9) + (20 \times 0.934) \\ &= 18.7 \text{ in H}_2\text{O} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Para 20 mA} &= L_{\max} * S + d * S_f && \text{(Ecuación A6.3)} \\ &= (60 \times 0.9) + (20 \times 0.934) \\ &= 72.7 \text{ in H}_2\text{O} \end{aligned}$$

Por lo tanto el transmisor se ajustará en el rango: 18.7 a 72.7 in H<sub>2</sub>O.

Donde:

L máx.	nivel máximo.
L min.	nivel mínimo.
S	gravedad específica del fluido a procesar.
S ref.	gravedad específica de referencia.
S f	gravedad específica del líquido.
L	nivel de proceso.
h	nivel de referencia.
d	distancia entre el sensor y el transmisor.
l	interfase.

En un tanque abierto, un sistema de sello simple, con el transmisor sobre el sensor, Figura A6.7, esta posición es muy útil especialmente cuando el tanque esta enterrado o si el transmisor debe ser ubicado en un lugar más conveniente.

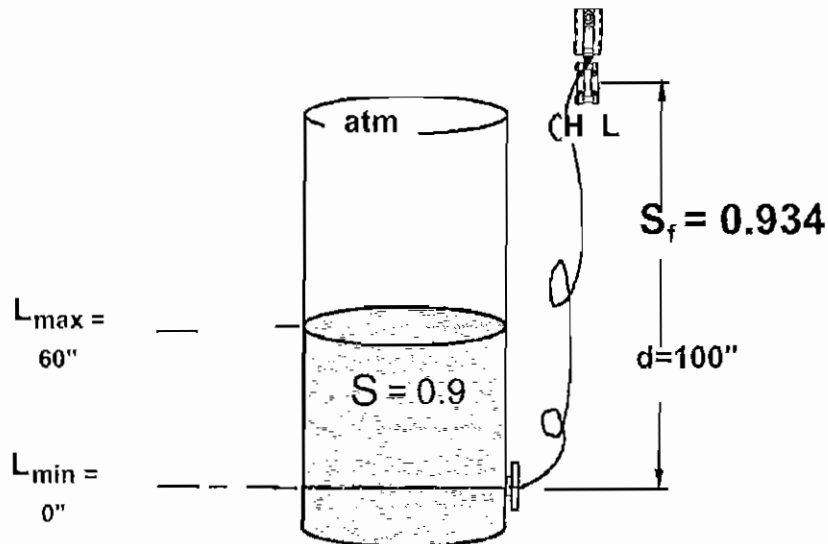


Figura A6.7. Medición de nivel de tanque abierto con el transmisor sobre el sensor.

El transmisor puede ser ubicado sobre el nivel del sello siempre que la presión de la columna de sobre el sello no exceda 1 atmósfera de presión (33.9 pies). Los cálculos (Ecuación A6.4 y Ecuación A6.5) para determinar los rangos de control variaran con respecto al método anterior ya que se debe tomar en cuenta la distancia del transmisor a ser sustraída de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \text{Para 4 mA} &= L_{\min} * S - d * S_f && \text{(Ecuación A6.4)} \\
 &= (0 \times 0.9) - (100 \times 0.934) \\
 &= -93.4 \text{ in H}_2\text{O}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Para 20 mA} &= L_{\max} * S - d * S_f && \text{(Ecuación A6.5)} \\
 &= (60 \times 0.9) - (100 \times 0.934) \\
 &= -39.4 \text{ in H}_2\text{O}
 \end{aligned}$$

Por lo tanto el transmisor se ajustará en el rango: -93.4 a -39.4 in H<sub>2</sub>O.

En la Figura A6.7 se debe notar que la máxima distancia  $d$  que el transmisor puede estar sobre el sensor es de 36 pies o el equivalente a una atmósfera (33.9 pies) dividida para la gravedad específica del líquido ( $33.9 / 0.934 = 36.3$ ). Esta distancia puede ser limitada si la gravedad específica es mayor que la unidad.

Usando sensores remotos se incrementa las aplicaciones donde se puede usar el transmisor de presión (Figura A6.8). Sin embargo el conjunto del sensor debe ser correctamente montado para optimizar su rendimiento. El uso de sensores remotos ofrece algunas ventajas sobre los medidores tradicionales de contacto con el líquido (debido a su principio capacitivo):

- Los sellos remotos hacen más fácil el mantenimiento del fluido entre el sensor y el transmisor, especialmente para el lado de la referencia. (lado inferior)
- En sistemas de vacío, un sistema de sellos cerrados, mejor que un sistema capacitivo, mantendrá una altura constante para un bajo nivel de referencia.

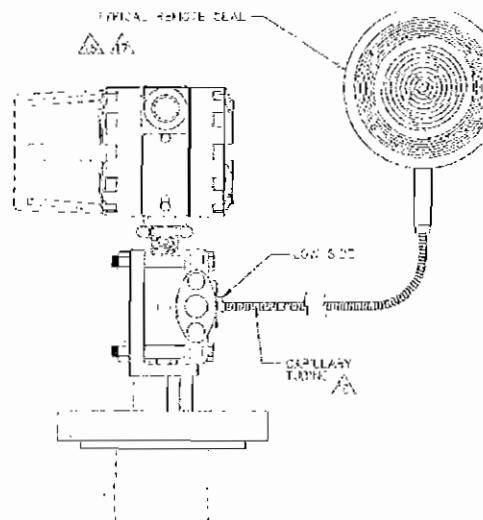


Figura A6.8. Transmisor de nivel 1151 con sensor remoto.

A menudo los sellos remotos son una extensión de los transmisores, la exactitud en la medición del transmisor permanecerá igual. Sin embargo el uso de sellos remotos puede aumentar el error de rendimiento de muchos sistemas. Los cambios de temperatura y montaje del transmisor son un parámetro importante a considerar.

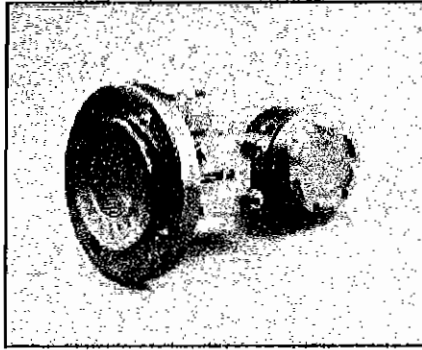


Figura A6.9. Transmisor de nivel 1151LT.

### A6.1.1.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

El modelo 1151LT es un transmisor montado sobre bridas para medida de nivel y gravedad específica en tanques (Figura A6.9). En general tiene las siguientes características:

- Compatible con cualquier sistema a dos hilos.
- Dos cables, transmisores análogos de presión basados en la capacitancia con la capacidad de medidas.
- Ajustes externos del cero y span que simplifican la calibración.
- Tiempo de respuesta ajustable.
- Medición de líquidos con 0.25% de exactitud.
- Hasta 600% de elevación ó 500% de supresión.
- Máxima presión en los acoples 10.000 PSIG.
- Humedad: 0–100% de humedad relativa.
- Adecuado para servicio por líquidos, gas y vapor.
- Cumplen la norma del Código Nacional Eléctrico, National Electric Code - NFPA 70, 501-5 por la incorporación de dos tomas en el compartimiento electrónico, para la separación del proceso y las conducciones eléctricas.
- Cumplen con la norma de la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos, National Electrical Manufacturer's Association (NEMA) - estándar número ICS6, "Encapsulado para controles industriales y sistemas", 4X, IP65.

- Cumplen con la norma de la Factory Mutual (FM), Canadian Standards Association (CSA), CENELEC y SAA, estándar para encapsulados contra explosión y seguridad intrínseca de circuitería electrónica, para Clase I, División 1, Grupos B, C, y D; Clase II, División 1, Grupos E, F, y G y Clase III, División 1.
- Cumplen la norma de Japanese Industrial Standard (JIS) para encapsulado contra explosión.
- Las conexiones eléctricas serán a través de un conduit de ½–14 NPT.

Particularmente el modelo S-22-M3 tiene las siguientes características para el proceso:

- S: Transmisor electrónico tipo Smart con salida de 4 a 20 mA.
- 22: Tipo de materiales de construcción para el adaptador de acoplamiento 316 SST, para válvulas de venteo y drenaje 316 SST, para el diafragma aislador 316 SST, para el fluido de llenado silicona.
- M3: Escala análoga, medidor lineal con escala especial.
- Límites de temperatura ambiental: para el transmisor electrónico Smart de  $-40$  a  $185$  °F ( $-40$  a  $85$  °C).
- Límites de temperatura de proceso: para el relleno de silicona de  $-40$  a  $220$  °F ( $-40$  a  $104$  °C).
- Límites de presión: Para el promedio de medición ó 2,000 PSIA, la que sea menor.
- Fuente de alimentación de 12 a 45 V dc, sin carga para salida de 4–20 mA.
- Resistencia de carga (Figura A6.10): mínima de 250 ohmios, en proceso  $R_L = 43.5 (V_s - 12)$ .

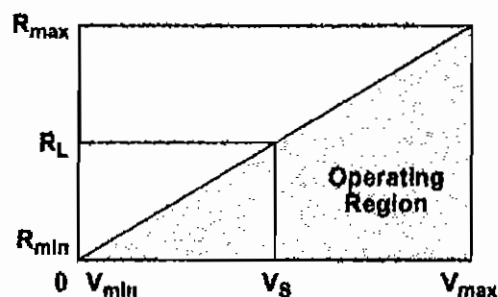


Figura A6.10. Resistencia de carga para transmisores 1151.

- Estabilidad de  $\pm 0.25\%$  para fondo de escala.
- Efectos de la temperatura ambiente: 1.5% de span por 100°F al máximo span.
- Respuesta de tiempo en pasos de 0.1 segundos ajustados entre 0.4 y 2.2 segundos.
- Efecto de la vibración  $\pm 0.05\%$  de URL de 9 a 200 Hz en cualquier eje.
- Los rangos de ajuste (Tabla A6.2) del modelo LT son:

	Mínimo span (smart)	Máximo span (smart)
LT	15 in H <sub>2</sub> O.	2,770 in H <sub>2</sub> O.

Tabla A6.2. Rangos de ajuste para transmisor 1151.

## A6.1.2 TRANSMISOR DE FLUJO ROSEMOUNT 1151DP-X-S-22-B1-M3

### A6.1.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El modelo 1151 es un transductor de presión diferencial y utiliza el principio de la presión diferencial para la medición de flujo, la ecuación (Ecuación A6.6) que describe este proceso tanto para líquidos como para gases debida a una presión diferencial es:

$$Q_m = N C_d E \gamma_1 d^2 \sqrt{\rho h} \quad (\text{Ecuación A6.6})$$

Donde:

- $Q_m$  : Velocidad de flujo de masa (dimensiones de la masa por unidad de tiempo).
- $N$  : Factor de conversión de unidades. (sin dimensiones)
- $C_d$  : Coeficiente de descarga. (sin dimensiones)
- $E$  : Factor de aprovechamiento de velocidad. (sin dimensiones)
- $\gamma_1$  : Factor de expansión del gas. (sin dimensiones)
- $d$  : Diámetro del orificio. (dimensiones de longitud)
- $\rho$  : Densidad del fluido. (dimensiones de mas por unidad de volumen)



$h$ : Presión diferencial. (dimensiones de fuerza por unidad de área)

El factor de aprovechamiento de velocidad, toma en cuenta los cambios en la velocidad del fluido cuando pasa a través del orificio. Para fluidos incompresibles en los cuales no hay cambios de densidad el término de factor de expansión del gas toma el valor de 1. Comúnmente en la práctica muchos de estos factores se asumen constantes por lo que la ecuación (Ecuación A6.7) de flujo se aproxima:

$$Q_m = K_1 \sqrt{h} \quad (\text{Ecuación A6.7})$$

Esta simplificación en la ecuación de la medición de flujo, a menudo es inconveniente, ya que puede introducir un alto margen de error. En aplicaciones típicas las variables del proceso medidas utilizan transmisores individuales que calculan el flujo y lo distribuyen al sistema de control. Existen varios factores que afectan el flujo de un líquido a través de una tubería:

- La velocidad del líquido.
- La fricción del líquido con las paredes de la tubería.
- La viscosidad del líquido.
- La densidad del líquido.

Estos parámetros pueden co-relacionarse juntos en un parámetro adimensional llamado número de Reynolds, el cual describe el flujo para todas las velocidades, viscosidades y dimensiones de tuberías. En general está definido (Ecuación A6.8) como la relación entre las fuerzas de velocidad conducidas en el líquido a las fuerzas viscosas del fluido:

$$R_d = \frac{V D \rho}{\mu} \quad (\text{Ecuación A6.8})$$

Cuando se tiene muy baja velocidad y alta viscosidad, el número  $R_d$  es bajo y el flujo del líquido en capas delgadas con la más alta velocidad en el centro de la tubería y baja velocidad en las paredes donde las fuerzas viscosas la retienen. Este tipo de flujo se conoce como laminar y es representado por un número de Reynolds menor a 2000.

Cuando se tiene alta velocidad y baja viscosidad se forman pequeñas turbulencias en la tubería, en este caso el flujo tiene el mismo promedio de velocidad dentro de la tubería, el número de Reynolds toma valores mayores a 4000, para el caso de tener un valor de Reynolds entre 2000 y 4000 se tiene un flujo conocido como de transición. (Figura A6.11)

En la industria existen muchos aparatos de medida de flujo que depende de la naturaleza del fluido y las condiciones de proceso bajo las cuales es medido. El flujo normalmente se mide indirectamente, midiendo primero la presión diferencial o la velocidad del fluido, para luego relacionarla electrónicamente con el volumen utilizado. Los medidores de flujo pueden ser agrupados en cuatro tipos genéricos: medidores de desplazamiento positivo, medidores de cabeza, medidores de velocidad y medidores de masa.

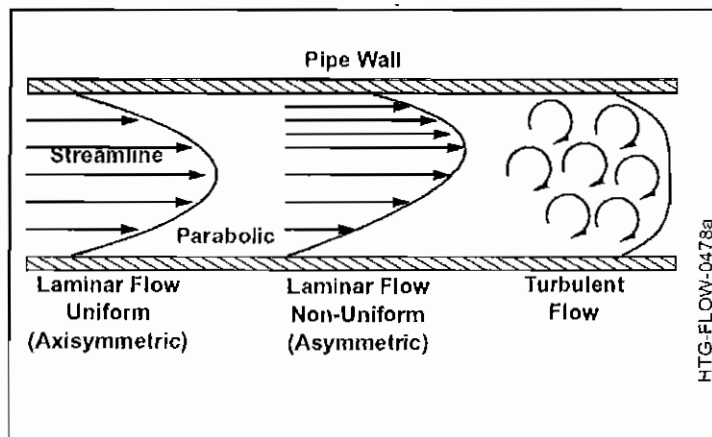


Figura A6.11. Tipos de flujos dentro de una tubería.

Para nuestro caso el modelo 1151 utiliza la medición de masa a través de la presión diferencial y el sensor electrónico mostrado en la Figura A6.5. Durante la operación el diafragma aislado y el fluido de proceso en el lado de alta y baja transmiten la presión del proceso al aceite de llenado en el centro de la celda sensora.

El diafragma sensor funciona como un pequeño resorte que deflexiona en forma proporcional a la presión a través de él. El desplazamiento del diafragma tiene un desplazamiento máximo de 0.1 mm, proporcional a la presión. La capacitancia diferencial entre el diafragma de sensado y las placas del capacitor se convierten electrónicamente en una magnitud apropiada.

#### A6.1.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

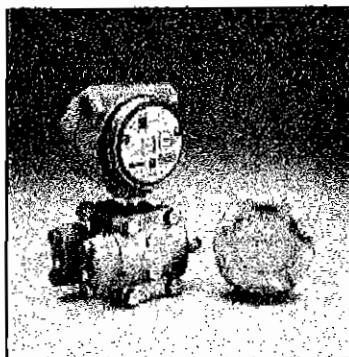


Figura A6.12. Transmisor de nivel 1151DP.

El modelo 1151DP (Figura A6.12) es un transmisor de montaje modular. En general tiene las siguientes características:

- Ajustes externos del cero y span que simplifican la calibración.
- Tiempo de respuesta ajustable.
- Máxima presión en los acoples 3.000 PSIG.
- Humedad: 0–100% de humedad relativa.
- Cumplen la norma del Código Nacional Eléctrico, National Electric Code - NFPA 70, 501-5 por la incorporación de dos tomas en el compartimiento electrónico, para la separación del proceso y las conducciones eléctricas.
- Cumplen con la norma de la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos, National Electrical Manufacturer's Association (NEMA) - estándar número ICS6, "Encapsulado para controles industriales y sistemas", 4X, IP65.
- Cumplen con la norma de la Factory Mutual (FM), Canadian Standards Association (CSA), CENELEC y SAA, estándar para encapsulados contra explosión y seguridad intrínseca de circuitería electrónica, para Clase I,

División 1, Grupos B, C, y D; Clase II, División 1, Grupos E, F, y G y Clase III, División 1.

- Cumplen la norma de Japanese Industrial Standard (JIS) para encapsulado contra explosión.
- Las conexiones eléctricas serán a través de un conduit de ½–14 NPT.

Particularmente el modelo X-S-22-B1-M3 tiene las siguientes características para el proceso:

- X: Dimensiones de montaje; para tubería de 2", para presiones de proceso de 150 PSI, con material tipo 316 SST.
- S: Transmisor electrónico tipo Smart con salida de 4 a 20 mA.
- 22: Tipo de materiales de construcción; para el adaptador de acoplamiento 316 SST, para válvulas de venteo y drenaje 316 SST, para el diafragma aislador 316 SST, para el fluido de llenado silicona.
- B1: Tipo de montaje en tubería de 2 " con ganchos de acero al carbono y cubierto de pintura de poliuretano.
- M3: Escala análoga, medidor lineal con escala especial.
- Limites de temperatura ambiental: para el transmisor electrónico Smart de –40 a 185 °F (–40 a 85 °C).
- Limites de temperatura de proceso: para el relleno de silicona de –40 a 220 °F (–40 a 104 °C).
- Limites de presión: Para el promedio de medición ó 2,000 PSIA, la que sea menor.
- La exactitud en porcentaje para un span calibrado: de 2 a 3 in H<sub>2</sub>O:  $\pm((0.6/\text{SPAN in H}_2\text{O})-0.1)$ ; de 3 in H<sub>2</sub>O a 1000 PSI:  $\pm 0.1$ .
- Los efectos de la presión estática (Tabla A6.3)

Span calibrado	DP hasta 30 in H <sub>2</sub> O	Otros DP
Cero (%URL)	$\pm 0.50$ para 2,000 PSI	$\pm 0.25$ para 2,000 PSI
Span (% reading)	$\pm 0.50$ para 1,000 PSI	$\pm 0.25$ para 1,000 PSI

Tabla A6.3. Efectos de la presión estática para el 1151DP.

- Fuente de alimentación de 12 a 45 V dc, sin carga para salida de 4–20 mA.
- Resistencia de carga (figura 3.10): mínima de 250 ohmios, en proceso  $R_L = 43.5 (V_s - 12)$
- La estabilidad (%URL para seis meses) en porcentaje para un span calibrado: hasta rangos de 1000 PSI  $\pm 0.1$ .
- Efectos de la temperatura ambiente en porcentaje de span por 100°F al máximo span. (Tabla A6.4)

Span calibrado	hasta el rango 30 in H <sub>2</sub> O	de 150 in H <sub>2</sub> O hasta 1000 PSI
Modelo smart 1151	0.76	0.38

Tabla A6.4. Efectos de la temperatura para transmisor 1151DP.

- Respuesta de tiempo en pasos de 0.1 segundos ajustados entre 0.4 y 2.2 segundos.
- Efecto de la vibración  $\pm 0.05\%$  de URL de 9 a 200 Hz en cualquier eje.
- Rangos de ajuste del span para el límite máximo de trabajo. (Tabla A6.5)

	Mínimo span (smart)	Máximo span (smart)
LD	2 in H <sub>2</sub> O.	1,000 PSI.

Tabla A6.5. Rangos de ajuste para transmisor 1151DP.

### A6.1.3 TRANSMISOR DE PRESIÓN ROSEMOUNT 1151AP-S-22-B1-M3 y 1151GP-6-S-22-B1-M3

#### A6.1.3.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El modelo 1151 es un transductor de presión diferencial y se lo utiliza directamente para la medición de la presión del proceso, su fundamento teórico

es similar al expuesto en el apartado A6.3.2.1 con la utilización de un sensor electrónico, la diferencia básica radica en la forma de procesamiento de la información.

Tanto el modelo 1151AP (absolute pressure) y 1151GP (gauge pressure) toman como referencia la presión atmosférica y pueden medir directamente la presión que pasa a través del sensor.

### **A6.1.3.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

El modelo 1151AP Y 1151GP es un transmisor de montaje modular. En general tiene las siguientes características:

- Ajustes externos del cero y span que simplifican la calibración.
- Tiempo de respuesta ajustable.
- Humedad: 0–100% de humedad relativa.
- Cumplen la norma del Código Nacional Eléctrico, National Electric Code - NFPA 70, 501-5 por la incorporación de dos tomas en el compartimiento electrónico, para la separación del proceso y las conducciones eléctricas.
- Cumplen con la norma de la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos, National Electrical Manufacturer's Association (NEMA) - estándar número ICS6, "Encapsulado para controles industriales y sistemas", 4X, IP65.
- Cumplen con la norma de la Factory Mutual (FM), Canadian Standards Association (CSA), CENELEC y SAA, estándar para encapsulados contra explosión y seguridad intrínseca de circuitería electrónica, para Clase I, División 1, Grupos B, C, y D; Clase II, División 1, Grupos E, F y G y Clase III, División 1.
- Cumplen la norma de Japanese Industrial Standard (JIS) para encapsulado contra explosión.
- Las conexiones eléctricas serán a través de un conduit de ½–14 NPT.

Particularmente el modelo S-22-B1-M3 y 6-S-22-B1-M3 tiene las siguientes características para nuestro proceso:

- 6: Límites de operación de presión, dados en la tabla 3.16.
- S: Transmisor electrónico tipo Smart con salida de 4 a 20 mA.
- 22: Tipo de materiales de construcción; para el adaptador de acoplamiento 316 SST, para válvulas de venteo y drenaje 316 SST, para el diafragma aislador 316 SST, para el fluido de llenado silicona.
- B1: Tipo de montaje en tubería de 2 " con ganchos de acero al carbono y cubierto de pintura de poliuretano.
- M3: Escala análoga, medidor lineal con escala especial.
- Límites de temperatura ambiental: para el transmisor electrónico Smart de  $-40$  a  $185$  °F ( $-40$  a  $85$  °C).
- Límites de temperatura de proceso: para el relleno de silicona de  $-40$  a  $220$  °F ( $-40$  a  $104$  °C).
- Fuente de alimentación de 12 a 45 V dc, sin carga para salida de 4–20 mA.
- Máxima presión en las bridas para el modelo AP 2.000 PSIG; para el modelo GP 6000 PSIG.
- Resistencia de carga: mínima de 250 ohmios, en proceso  $R_L = 43.5 (V_s - 12)$ .
- La exactitud en porcentaje para un span calibrado: para el GP de 2 a 3 in  $H_2O$ :  $\pm((0.6/SPAN \text{ in } H_2O) - 0.1)$ ; de 3 in  $H_2O$  a 1000 PSI:  $\pm 0.1$ . para el AP  $\pm 0.25$ .
- La estabilidad (%URL para seis meses) en porcentaje para un span calibrado: para el GP hasta rangos de 1000 PSI  $\pm 0.1$ , para el AP  $\pm 0.25$ .
- Efectos de la temperatura ambiente en porcentaje de span por 100°F al máximo span. (Tabla A6.6)

Span calibrado	Para el GP hasta el rango 30 in $H_2O$	Para el GP de 150 in $H_2O$ hasta 1000 PSI	Para el AP
Modelo smart 1151	0.76	0.38	1

Tabla A6.6. Efectos de la temperatura para transmisor 1151GP y 1151AP.

- Respuesta de tiempo en pasos de 0.1 segundos ajustados entre 0.4 y 2.2 segundos.
- Efecto de la vibración  $\pm 0.05\%$  de URL de 9 a 200 Hz en cualquier eje.
- Rangos de ajuste del span para el límite máximo de trabajo. (Tabla A6.7)

	<b>Mínimo span (smart)</b>	<b>Máximo span (smart)</b>
AP	10 in H <sub>2</sub> O.	2,770 PSI.
GP	2 in H <sub>2</sub> O.	6,000 PSI.

Tabla A6.7. Rangos de ajuste para transmisor 1151AP y 1151GP.

## **A6.1.4 MONITOR DE TURBIDEZ ROSEMOUNT SCL-T-2120-M**

### **A6.1.4.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

El monitor de turbidez<sup>1</sup> mide las características ópticas de las partículas suspendidas en un líquido. La luz pasa a través de una muestra tomada y la luz se esparce en todas las direcciones. La luz que es difundida en un ángulo de 90° a la luz incidente la que luego es detectada por un foto diodo y convertida en una señal lineal para su análisis y presentación como un valor de NTU. (unidad de turbidez nephelométrica)

Mientras más partículas suspendidas haya en el líquido, mayor cantidad luz se desviará del detector de luz, resultando en un alto valor de NTU. Los NTU son aceptados como un estándar usados por la EPA. (Método 180.1 para análisis de agua)

Nephelometría es simplemente la medición de la desviación de la luz a 90° de la fuente. El monitor de turbidez (Figura A6.13) tipo SCL T-2120 es un instrumento tipo cámara de flujo verdadero, es un aparato diseñado para monitorear la turbidez de un flujo, cuyo máximo flujo es de 100 GPH y la máxima presión de

<sup>1</sup> **TURBIDEZ.** Calidad de turbido o turbio, que esta mezclado con otra cosa que, oscurece o quita la claridad natural o transparencia.



100 PSIG a 25 °C (decaendo a 22 PSIG @ 60 °C). El sensor de turbidez esta roscado en un cuerpo por donde pasa la muestra tomada (Figura A6.14). Las conexiones del proceso son de ½" NPT. El líquido fluye en la cámara y es forzada a circular hacia arriba esto para impedir o evitar el asentamiento de partículas.

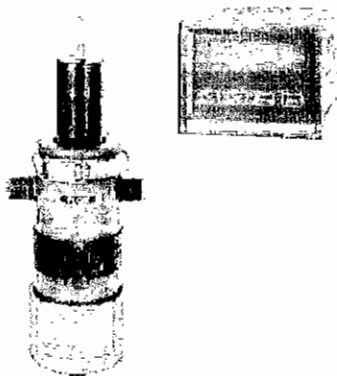


Figura A6.13. Monitor de turbidez.

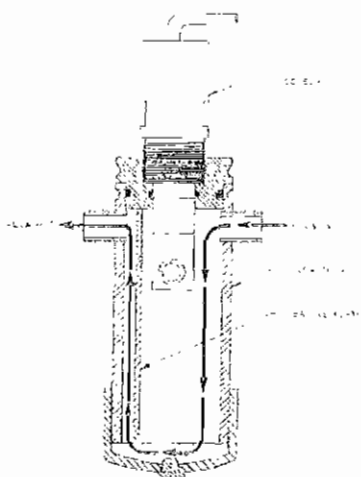


Figura A6.14. Sensor de turbidez.

Aplicando una mínima presión a la cámara sensora se elimina la presencia de burbujas de aire en su interior disolviéndolas.

#### **A6.1.4.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

- Rango: 0 a 200 NTU (punto decimal automático en el display digital)
- Rango de exactitud:

de 0 a 1 NTU  $\pm$  0.01 NTU o  $\pm$ 4% de lectura.

de 1 a 20 NTU  $\pm$  2% de lectura.

de 20 a 200 NTU  $\pm$  4% de lectura.

sobre los 200 NTU  $\pm$  0.01 NTU o  $\pm$ 4% de lectura.

- Resolución del display: 0.001 NTU hasta 1 NTU
- Display: tipo LCD de 3 dígitos con indicación de alarma, caracteres de 1/2" de alto.
- Repetibilidad: mejor que  $\pm$  1% de lectura o  $\pm$  0.003 NTU o  $\pm$  1 LSD, el que sea más grande.
- Tiempo de respuesta: Respuesta inicial instantánea, 90% de la respuesta en 30 segundos, a una velocidad de 25 GPH.
- Flujo de muestra requerido: 10 a 100 GPH (0.65 - 6.47 litros / min.)
- Promedio de presión: 100 PSI a 25 °C; 22 PSI a 60 °C.
- Rango de temperatura de la muestra: 0 a 60 °C (32 a 140°F)
- Rango de temperatura de operación: 0 a 50 °C (32 a 122°F)
- Salidas: Aisladas 0 / 4 - 20 mA ó 0 - 5 VDC con span programable en alguna porción del rango en 0.001 NTU o incrementos mayores. Salida opcional RS232C no – aislado ó 0-5 VDC con span programable.
- Alarmas: 2 contactos normalmente abiertos SPST (5 amperios resistivos a 30 VDC & 240 VAC; 10 amperios resistivos a 12 VDC & 120 VAC) configurados para alto - alto, bajo - bajo y alto – bajo con banda ajustable.
- Requerimientos de energía: 120/240 VAC, 50/60 Hz, 11 Watt máx.
- Conexión de proceso (Entrada y salida): 1/2" NPTM
- Cubierta de la unidad de control: Protección NEMA-4X contra agua, polvo, resistente a la corrosión.
- Montaje de la unidad de control en panel estándar. Puede ubicarse en pared o tubería.
- Montaje de cámara de muestra para pared o tubería.
- Cumple con las normas EMI / RFI: EN50081-2, EN50082-1.
- Cumple con la norma LVD: EN61010-1.

### **A6.1.5 VÁLVULA DE CONTROL BRAY 30-125 / SERIE 91**

Esta válvula de control de flujo o nivel (Figura A6.15) se compone de dos partes importantes la válvula en si serie 30 - 125 y un actuador de tipo neumático serie 91 que recibe la señal de 4 – 20 mA, enviada por el PLC y así poder manipular la válvula, a continuación se vera las características mas importantes de cada uno de estos elementos.

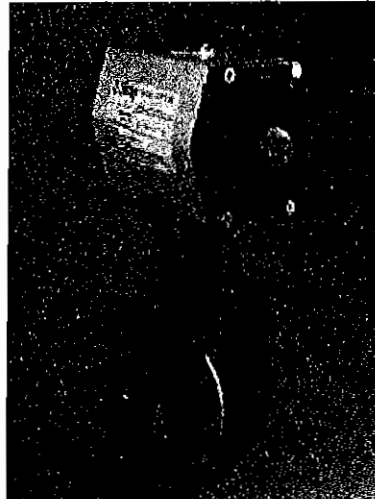


Figura A6.15. Válvula de control Bray 30 – 125 / serie 91.

#### **A6.1.5.1 VÁLVULA DE LA SERIE 30 –125**

##### **A6.1.5.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

La válvula Bray tipo 30 – 125 es una válvula de mariposa (Figura A6.16) con un diseño de alto rendimiento, de larga vida de servicio, gran confiabilidad, facilidad en el reemplazo de partes e ínter cambiabilidad de componentes.

Sus piezas principales son:

- Conexión del disco y el mástil (A)
- Disco (B)
- Anillo de retención "espirolox" (C)
- Buje de mástil (D)
- Sello de mástil (E)

- Cuello (F)
- Sellos primario y secundario (G)
- Diseño de asiento único de Bray (H)
- Base para montaje de actuador y conexión de mástil (I)
- Agujeros ubicados en la base (J)
- Cuerpo (K)

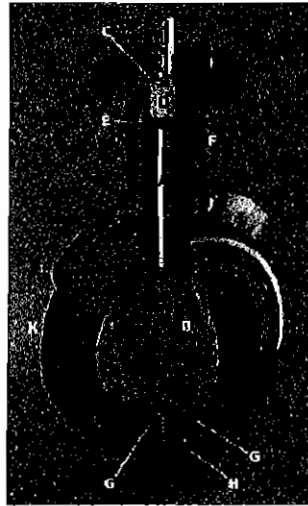


Figura A6.16. Válvula de la serie 30 - 125.

Las válvulas Bray serie 30 es una versión de oblea con los agujeros ubicados en la base, todas las válvulas Bray son probadas con un 110% de la presión promedio total. Tiene compatibilidad internacional con los estándares:

- ANSI clase 125/150
- BS10 tablas D & E, BS4504 NP 10/16
- DIN ND 10/16, AS2129
- JIS 10.
- ISO 5752 de cara a cara
- ISO 5211 bases para montajes de actuadores.

Para conocer el volumen en USGPM que deja pasar la válvula se define el coeficiente de la válvula Cv (Tabla A6.8) con una caída de presión de 1 PSI a temperatura estándar, se recomienda la utilización de ángulos de apertura entre 25° y 70°.

TAMAÑO DE LA VÁLVULA		POSICIÓN DEL DISCO (GRADOS)								
IN	MM	90	80	70	60	50	40	30	20	10
2	50	144	114	84	61	43	27	16	7	1
4	100	841	701	496	274	171	109	62	29	3
6	150	1850	1542	1025	567	354	225	129	56	6

Tabla A6.8. Definición del coeficiente Cv para la válvula Bray 30 - 125.

### A6.1.5.1.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- La válvula esta recubierta por una capa de epóxico que la hace resistente a muchos agentes químicos.
- La presión máxima que soporta con la compuesta cerrada es de 175 PSIG o 12 bar.
- Limites de velocidad de accionamiento: para fluidos 30 pies / sec (9m/s), para gases 175 pies / sec (54m/s).
- El rango de temperatura de los sellos del tipo Buna N será 0 °F como mínimo y + 212 °F como máximo.
- Material del cuerpo: molde de acero ASTM A216 WCB.
- Asiento: Buna M.
- Mástil: 316SS ASTM A276 tipo 316.
- Disco: 316SS ASTM A351 CF8M.

### A6.1.5.2 ACTUADOR NEUMÁTICO SERIE 91

#### A6.1.5.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Este un producto modular (Figura A6.17), cuyo objetivo es el menor mantenimiento, fácil ensamblaje y desensamblaje, mayor seguridad.

Sus elementos constitutivos internos son los siguientes:

- Conector integral (A)
- Guías de pistón lubricados (B)
- Anillos (C)
- Cojinete del eje de salida (D)
- Piñón dentado (E)
- Indicador de la posición del eje (F)
- Cuerpo (G)
- Tapas finales (H)
- El fin de carrera (I)
- Pistón (J)
- Dos puertos de suministro neumático (K)
- Sellos de pistón (L)

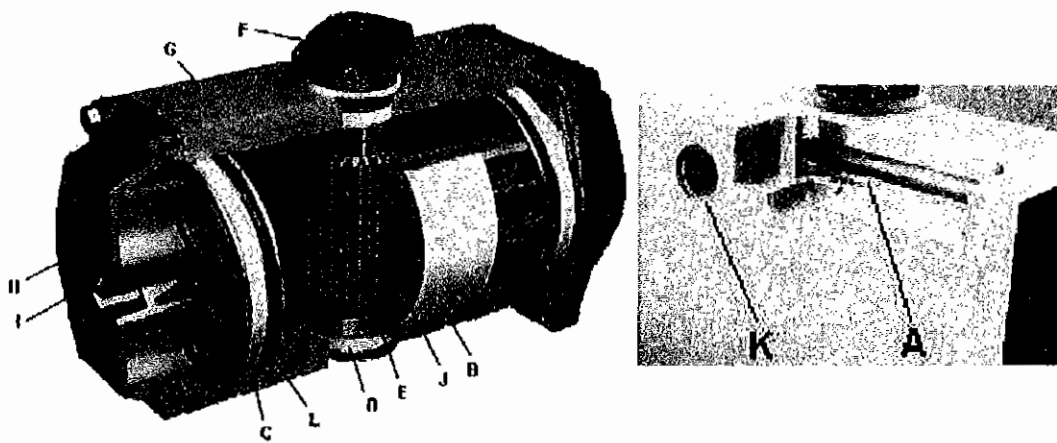


Figura A6.17. Actuador neumático Bray serie 90.

#### A6.1.5.2.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- Operación neumática: presión de entrada máxima 140 PSI (10 bar)
- Rango de temperatura de operación de 40 °F a 200 °F.
- La velocidad del actuador esta definida en 2 segundos a 80 PSIG con 6 pies de tubería, diámetro interno de aproximadamente 1/4".

## A6.1.6 INTERRUPTOR DE NIVEL DREXELBROOK 502-3000-918

### A6.1.6.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

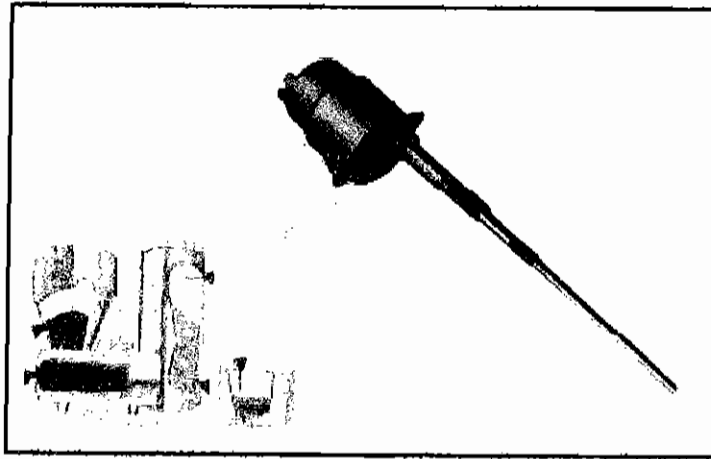


Figura A6.18. Interruptor de nivel serie 502.

Este es un interruptor para aplicaciones de propósitos generales. Su funcionamiento básico es una admitancia de radio frecuencia, inmune a los cambios de densidad del producto y la temperatura ambiente.

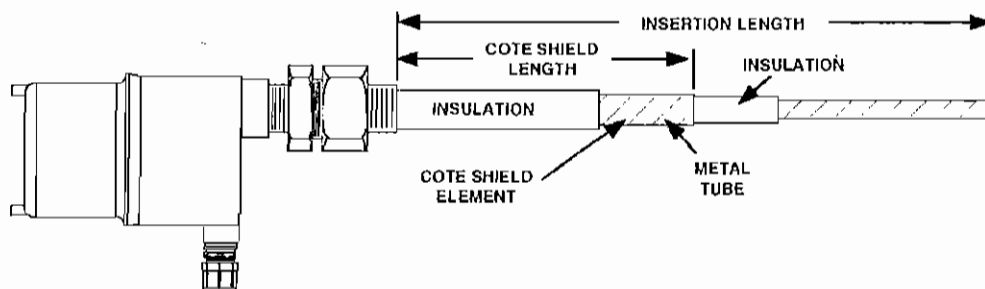


Figura A6.19. Estructura de un Interruptor de nivel serie 502.

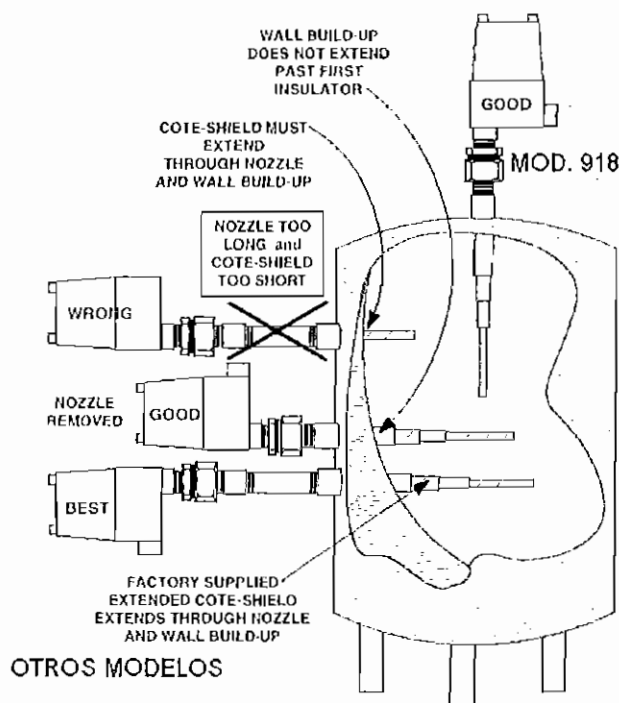


Figura A6.20. Ubicación correcta de los Interruptores de nivel serie 502.

Este control consta de dos terminales de material metálico aislados entre si, que forman dos placas de un capacitor (Figura A6.19) cuyo valor depende del material aislante entre las placas, cuando el líquido a ser controlado invade estas placas el valor de la capacitancia cambia, lo que produce un cambio de estado en la circuitería electrónica y controlando la salida a través de reles de contactos DPDT.

El modelo 918 siempre tendrá una ubicación vertical (Figura A6.20) al tanque, la circuitería Cote Shield™ permite al interruptor ignorar el material de construcción del elemento de sensado. Las aplicaciones típicas incluyen indicación de niveles alto y bajo y control de motores encendido apagado.

La unidad electrónica será acomodada para el montaje integral del elemento sensor. Para aplicaciones específicas, la electrónica puede ser montada remotamente hasta 25 pies alejado del elemento sensor usando un cable de interconexión de tres elementos. El punto del sistema de control de nivel es capaz de ignorar los errores producidos por la cubierta del elemento sensor.





- Efecto de la línea de voltaje:  $\pm 0,2$  pF / 20V
- Conexión del elemento sensor: montaje de superficie roscada. (opcional)
- Encapsulamiento electrónico: encapsulado contra explosión NEMA 4 aprobado por FM para clase II div. 1 y 2, grupo E, F y G.
- Garantía de rendimiento: garantizado contra fallas de fabricación dentro del periodo prescrito luego del embarque, sujeto a nuestra inspección.

## A6.1.7 CONTROLADOR DE NIVEL FISHER 2502-249B-67 AFR

### A6.1.7.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los cambios en el nivel de un líquido o su densidad son transmitidos desde el desplazador (Figura A6.21) a través de un tubo de torque al controlador, este movimiento es convertido a una señal neumática de control. los puntos de referencia de la banda de presión son establecidos por simples diales. (figura A6.23)

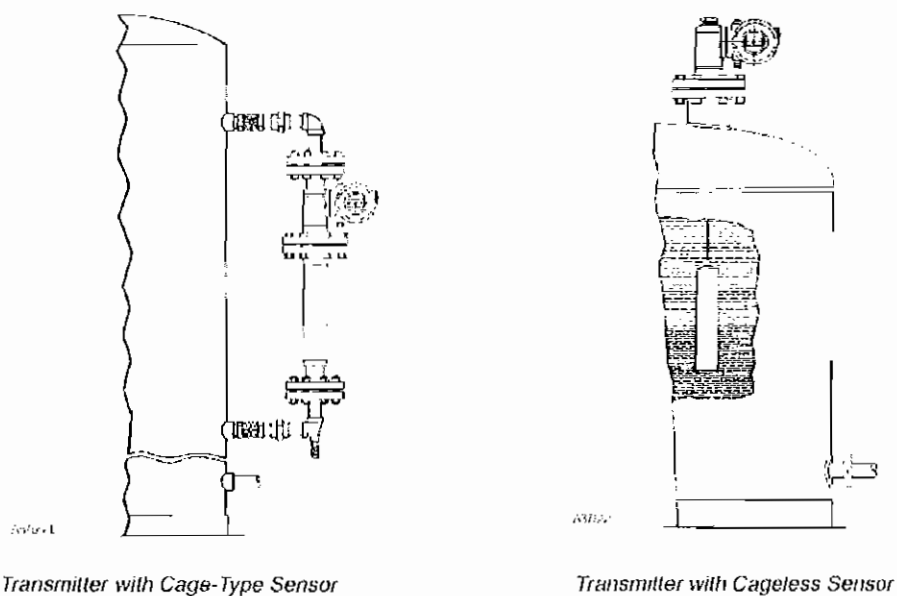
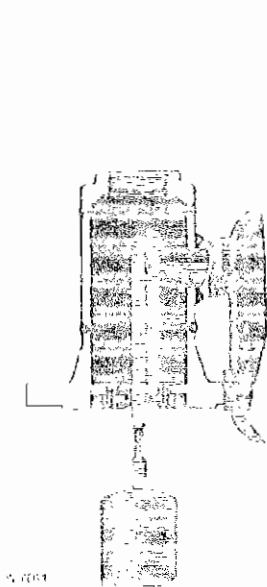
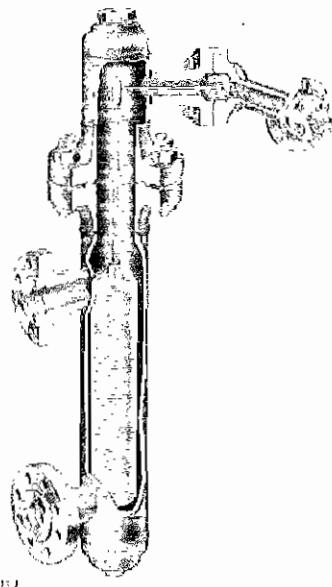


Figura A6.21. Ubicación de los controladores de nivel Fisher.

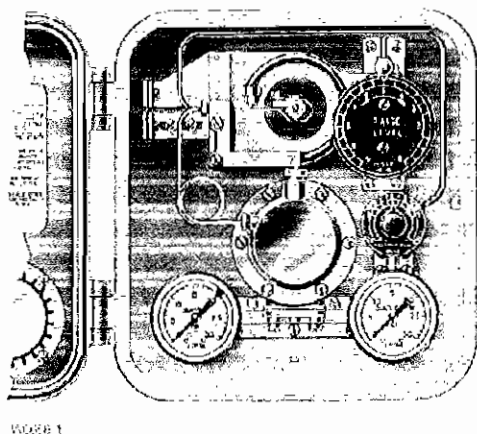


*Interior of a Capacless Sensor*

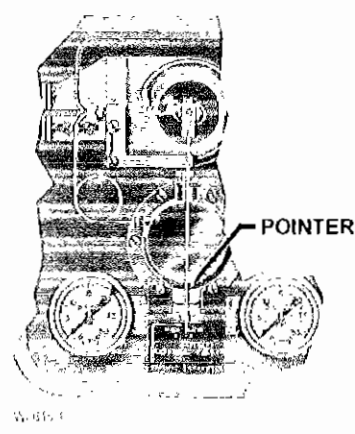


*Interior of a Capped Sensor*

Figura. A6.22. Control de nivel tipo AFR.



*Typical Controller*



*Optional Level Indicator*

Figura A6.23. Control neumático para fijar los limites de operación.

Esta señal neumática es proporcional al nivel dentro del tubo de torque, la cual se utiliza en la activación proporcional de un actuador neumático que controle directamente una válvula.

La serie 2502 corresponde a un controlador proporcional con reset, con banda proporcional ajustable (Figura A6.24) para todos los cambios de salida desde 20 al 200% de la longitud total del desplazador.

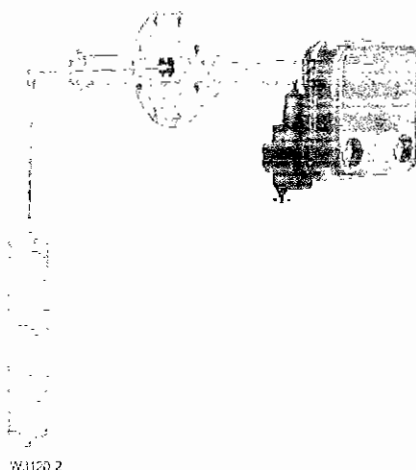


Figura A6.24. Sistema de control neumático.

#### A6.1.7.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- La alimentación de permitida para este control es la siguiente (Tabla A6.9):

Señal de salida		Presión de operación normal	Máxima presión	Consumo de aire en operación normal	
BAR	PSIG			Mínimo	Máximo
0.2 a 1.0 ó 0 y 1.4 para on/off	2 a 15 ó 0 y 20 para on/off	1.4	3.4	0.11	0.72
0.4 a 2.0 ó 0 y 2.4 para on/off.	6 a 30 ó 0 y 35 para on/off	2.4	3.4	0.19	1.1

Tabla A6.9. Tabla característica de consumo de aire del controlador Fisher.

- El controlador tipo 67AFR (Figura A6.22) es un filtro regulador para usar como un regulador de presión de aire.
- Señales de salida de 0.2 a 1.0 bar, 0.4 a 2.0 bar (3 a 15bar o 6 a 30 bar).

## **A6.1.8 INTERRUPTOR DE PRESION DIFERENCIAL UNITED ELECTRIC J21K-357 Y J21K-S127B**

### **A6.1.8.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO**

Este interruptor de presión diferencial (Figura A6.24) mantiene la diferencia de presión entre dos sistemas, el excesivo flujo en un sistema o si un filtro esta tapado. Su diseño consta de dos sensores opuestos que actúan sobre un pequeño interruptor.

### **A6.1.8.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

Las características comunes para los dos tipos de medidores de presión diferencial tenemos:

- |                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| • Rango de temperatura                | -65 a 160 °F (-54 a 71 °C)                                    |
| • Limites de temperatura ambiente     | -40 a 160 °F (-40 a 71 °C)                                    |
| • Repetitividad del punto de fijación | ±1% de rango ajustable  |
| • Vibraciones                         | 2.5 G, para 5-500 Hz  |
| • Encapsulado                         | Aluminio, con terminado gris.                                 |
| • Clasificación del encapsulado       | Diseñado para cumplir requerimientos NEMA 1; NEMA 4 con M900. |
| • Interruptor de salida               | Un SPDT; "normalmente abierto" o "normalmente cerrado"        |
| • Alimentación eléctrica              | 15 amps 125/250/480 VAC resistivo                             |
| • Peso                                | Aproximadamente 2 lb. (0,90 Kg.)                              |
| • Conexiones eléctricas               | 7/8" de diámetro  |

### A6.1.9.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- Diseño del sensor patentado
- Tecnología con microprocesador.
- Rápido reemplazo de prueba y el pistón.
- Sensor de autodiagnóstico.
- Encapsulamiento Nema 4X anti - corrosión.
- Alarmas de alto y bajo
- Contactos de alarmas para alto y bajo
- Controles para ajustes de ganancia y cero.
- Salida de referencia de 8-10V; -10 / +10V; o 4-20mA
- Montaje para panel o pared
- Respuesta inmediata a los cambios de proceso.

### A6.1.10 INTERRUPTOR DE NIVEL UNIFLOAT 7014-12-B-7-S

#### A6.1.10.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los interruptores de nivel B / W son controles que actúan con la variación del nivel del líquido, diseñado para operar bombas, válvulas, alternadores múltiples, relays, contactores, alarmas y equipos similares para uso comercial e industrial. Un sello hermético, interruptor de mercurio axialmente sensible es usado en un pequeño ángulo de incidencia (Figura A6.27), mientras la opción de un ángulo mayor usa un interruptor mecánico en el interior del flotador. Este flotador proporciona un formal, control de nivel de largo alcance para muchos líquidos en condiciones hasta 160 °F.



Figura A6.27. Sensor flotador tipo Unifloat 7014.

Los interruptores de flotador B / W proporcionan un aparato piloto ideal para el control de todos los paneles y reles de control B / W. Los flotadores de polipropileno, el cable de PVC y los interruptores de mercurio de sellado hermético proporcionan una solución económica del control de nivel de líquidos. Los interruptores de flotación B / W están diseñados para suspensión vertical (Figura A6.28) en el líquido a ser controlado. Un peso movable se adjunta a la cuerda de suspensión multiconductora el cual mantienen estirada la cuerda y también determina la altitud de flotación.

Se disponen dos tipos básicos. Un interruptor de ángulo amplio (Producto Código A) el cual opera entre  $60^{\circ}$  -  $90^{\circ}$  ó interruptor de ángulo angosto (Productos Códigos G, L & W) los cuales operan típicamente entre  $10^{\circ}$  -  $18^{\circ}$ . Los interruptores flotadores B / W pueden ser provistos con las siguientes configuraciones de contactos.

A – Normalmente abierto para bombas de operación baja.

B – Normalmente cerrada para bombas de operación alta.

C – Polo simple de doble tiro para cada operación.

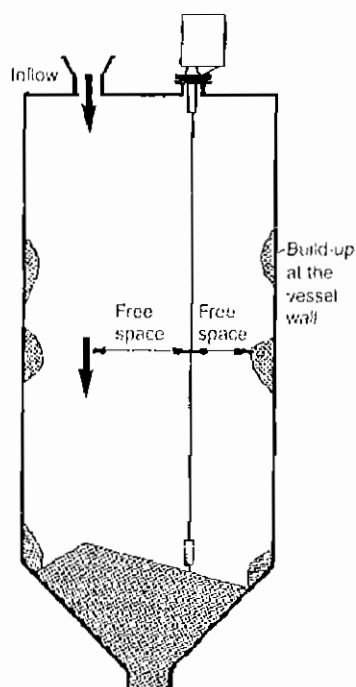


Figura A6.28. Ubicación correcta del flotador tipo 7014.

**A6.1.10.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.**

- Flotador de polipropileno.
- Cordón de 20' de PVC.
- Actuadores de mercurio.
- Cumple la norma UL.
- Exactitud de medida máx.  $\pm 1$  pulse.
- Temperatura ambiente  $-20$  a  $+ 60$  °C.
- Protección de encapsulamiento IP 55.
- Temperatura de proceso  $-20$  a  $+ 80$  °C.
- Limite de presión de proceso hasta 2 bar.
- Fuente de alimentación 230 V, 127 V 50/60 Hz. tolerancia  $+15\%$ ,  $-10\%$
- Consumo de energía de control máx. 70 VA.