

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO Y PETROQUIMICA**



**"TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCION  
PARA LA PROTECCION AMBIENTAL EN EL  
CAMPO YANAYACU-PETROPERU"**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL  
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO DE PETROLEO "**

**JOSE YSAIAS FIGUEROA ALFARO**

**PROMOCION: 1988 - I**

**LIMA - PERU**

**1996**

**Con mucho cariño a  
mis                   padres,  
hermanos, esposa e  
hijo.**

## **INDICE**

	Pág.
I.- Introducción.	4
II.- Objetivo.	6
III.- Antecedentes.	7
IV.- Legislación Peruana relacionada	12
V.- Composición del Agua de producción	17
VI.- Métodos de disposición	21
VII.- Tecnología disponible para el tratamiento del agua.	28
VIII.- Análisis del agua de producción de Yanayacu.	64
IX.- Elección técnica-económica de la tecnología aplicable al agua de producción de Yanayacu.	70
X.- Recomendaciones.	74
XI.- Bibliografía.	78

## **I.- INTRODUCCION :**

El hombre, desde el más antiguo que se tenga indicios, siempre ha buscado mayor bienestar, esto ha sido y es la fuerza que ha llevado a mejorar su calidad de vida a través de la historia. En la actualidad el hombre trata que cada vez mayor porcentaje de seres humanos tengan acceso al nivel de vida que ahora se puede disfrutar, y esto lo hace buscando el desarrollo de sus respectivos países.

La industrialización es la clave en el desarrollo de los países, sin embargo la descarga no controlada ni tratada de desechos generados por actividades industriales que van principalmente a los cuerpos naturales de agua y a la atmósfera, combinada con la utilización de plaguicidas en áreas agrícolas, está incrementando las concentraciones de sustancias químicas en estos cuerpos a niveles que pueden ya afectar al ambiente y a la salud humana, y estas consecuencias potenciales no están recibiendo la misma prioridad y atención. La industrialización, a cualquier costo, no es una alternativa válida, ya que no sería posible sostener un crecimiento y desarrollo a largo plazo, e inclusive podría disminuir la calidad de vida alcanzada si los cuerpos de agua y la atmósfera están contaminados al grado de no poder ser usados.

En lo referente a la explotación de yacimientos en la industria petrolera, el principal desecho que se descarga, es el agua de producción, el cual se produce conjuntamente con el petróleo. El agua de producción la mayor parte de las veces esta en la proporción de 8 a 2 ó 9 a 1 con respecto al petróleo en el fluido total de producción. En tal sentido las empresas de producción de

petróleo cada vez están haciendo mayor esfuerzo para su tratamiento y disposición con la finalidad de cumplir con las exigencias legales de los países en cuanto a la protección del medio ambiente.

El tratamiento al agua de producción que se venía dando era dirigida principalmente a optimar la producción de petróleo, lo que el tratamiento al fluido total no había sido capaz de separar, y no tanto así el de proteger el medio ambiente.

## **II.- OBJETIVO :**

El presente trabajo tiene como objetivo el de recomendar el tratamiento más adecuado técnica y económicamente aplicable al agua de producción del Yacimiento Yanayacu de Petroperú, con la finalidad de disponerla acorde a la política de protección ambiental de la empresa y de las normas legales vigentes.

Para lograrlo, se mostrarán :

- Las normas legales en cuanto a protección ambiental que se han emitido últimamente, y la evolución que han tenido en nuestro país,
- Las sustancias contaminantes que puede contener el agua así como los efectos perjudiciales que tienen en el hombre y el medio ambiente,
- Las formas de disposición del agua de producción en la explotación de petróleo,
- La tecnología disponible en el tratamiento del agua para reducir la concentración de contaminantes en él.
- El análisis del agua de producción de Yanayacu, y
- La elección técnica-económica del tipo de tratamiento y disposición, así como las razones de esta.

### **III.- ANTECEDENTES :**

El yacimiento de Yanayacu esta ubicado en la Selva Norte del Perú, en el Lote 8, aproximadamente a 240 Km. al Sur Oeste de Iquitos (Figura N° III - 1).

Fue descubierto en el año 1,974 con la perforación del pozo 32XC. Pero su producción recién se inició en forma intermitente por surgencia natural, en Octubre de 1,977, ello debido a su ubicación, pues se encuentra en medio de una zona de aguajales, a 18 Km. del río Marañón, requiriendo confirmar y dimensionar las reservas existentes, y luego construir el oleoducto y facilidades para poder bombear el petróleo hasta barcazas en el río Marañón.

Se han perforado en total 12 pozos, de los cuales 2 se completaron en las formaciones Vivian y Chonta (Miembro Pona), 8 se completaron solo en Vivian, y 2 fueron abandonados sin completar; actualmente 5 pozos se encuentran produciendo, 22AXCD, 54XCD, 56XCD, 60XCD y 61XCD. El petróleo es producido solo de la formación Vivian que se encuentra a una profundidad promedio de 11,000 pies, con un espesor neto promedio de 40 pies, la calidad de petróleo explotado es de 19 °API.

Hasta el momento se ha producido algo más de 6 MMbbls de petróleo, su producción promedio en los últimos meses es de 950 BOPD x 10,000 BWPD. El último estudio de reservorios ha obtenido que el petróleo original insitu es de 43.79 MMB, se podría tener una recuperación 8.8 MMbbls hasta 1,999 lo cual representaría el 20% del petróleo original in situ. Se tiene la expectativa de incrementar las reservas de la zona, por lo cual actualmente se viene implementando trabajos de sísmica.

La producción se caracteriza por un alto corte de agua debido a una alta saturación inicial de agua y variación significativa en su distribución vertical, este comportamiento es común en reservorios con fuerte empuje de agua de fondo, zona delgada de petróleo y altas permeabilidades.

El agua de producción ha venido vertiéndose en el aguajal en las cercanías de la batería de producción (Figura N° III - 2), por carecerse anteriormente del criterio de una disposición adecuada de la misma, lo que ha conllevado a un impacto en el ambiente cercano. La expectativa de producción en la actual condición de explotación, y de las reservas que podrían encontrarse en un futuro próximo, han llevado a la empresa a priorizar la búsqueda del tratamiento y disposición final del agua de producción de todos los yacimientos que viene explotando, y en forma especial el de Yanayacu, de modo que esté acorde con sus políticas de incrementar y optimar la producción de petróleo, junto con la responsabilidad asumida de minimizar los impactos ambientales que esta pueda generar.

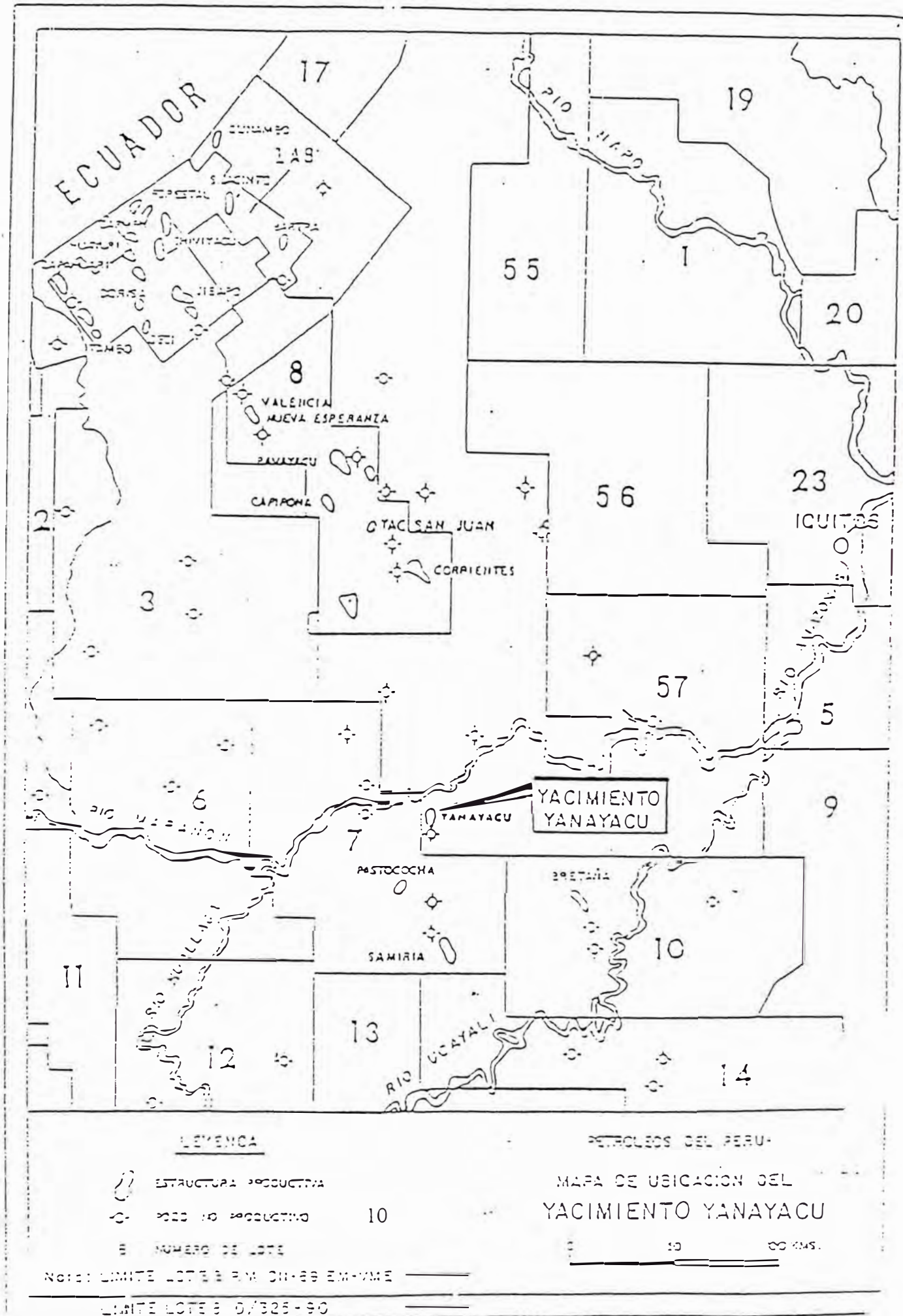
La legislación vigente ordena, preferentemente, inyectar el agua de producción en los mismos reservorios del cual proviene, en ese sentido Petroperú ha dispuesto la realización de un estudio de factibilidad para la inyección del agua de los yacimientos de Corrientes y Pavayacu, que son los que tienen mayor producción de agua en el lote 8 y se vierten en el mismo río, el río Corrientes; por ello, el resultado del actual monitoreo del río Corrientes, podría indicar que se exceden los límites permitidos en la concentración de






contaminantes, con lo que el agua de producción de Corrientes y Pavayacu, ya no podrían ser vertidos en él.

En el caso de Yanayacu el volumen de producción de agua es pequeño con respecto al caudal del río Marañón, por lo que es segura su dilución, que es permitido legalmente. Sin embargo es política de Petroperú disminuir lo máximo posible aquellas sustancias que pueden poner en riesgo el equilibrio ecológico de la zona.

Figura N° III - 1



LEYENDA

-  ESTRUCTURA PRODUCTIVA
-  POZO NO PRODUCTIVO
-  NÚMERO DE LOTE

10

PETROLEOS DEL PERU

MAPA DE UBICACION DEL YACIMIENTO YANAYACU

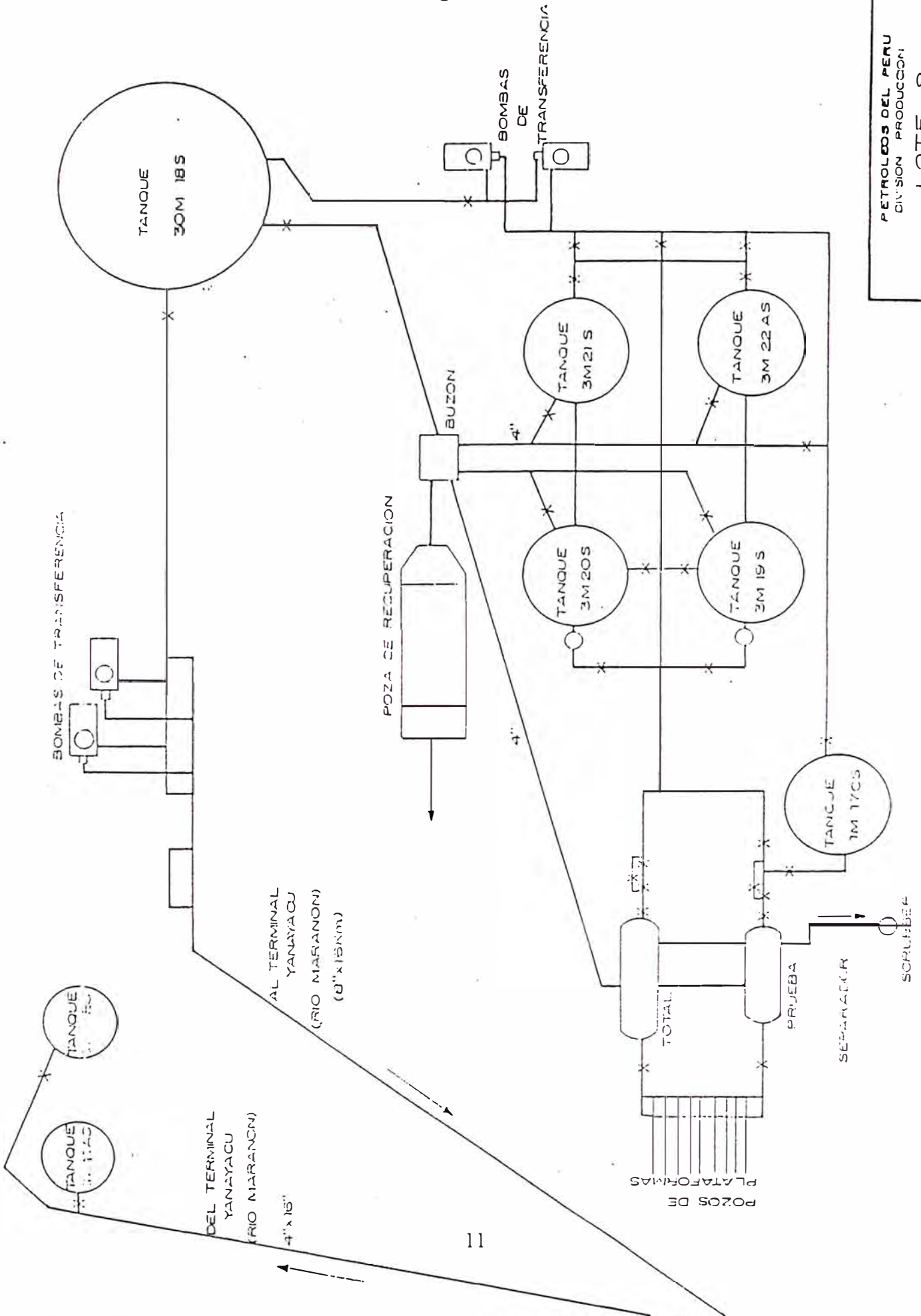
50

KM.

NOTA: LIMITE LOTE 8 P.M. 01-88 EM-1116

LIMITE LOTE 8 D/325-90

Figura N° III - 2



PETROLEOS DEL PERU  
 DIVISION PRODUCCION  
 LOTE 8  
 DIAGRAMA DE FLUJO  
 BATERIA 3 - YANAYACU

#### **IV.- LEGISLACION PERUANA :**

La legislación peruana sobre agua se remonta a la época de la Colonia. Los primeros antecedentes que se tiene, son del año 1577 y están referidos al uso del agua para regadío. Igual tenor tenía el reglamento dictado en el año de 1700 para la distribución de las agua de los ríos Virú, Chicama y Moche.

En 1873 se dictó el denominado “Reglamento Cerdán”, el cual trata sobre legislación del uso del agua.

En 1902 se dictó el Código de Agua. Este si bien no contenía una mención expresa referente al problema de contaminación de las aguas, refiere en ciertos artículos preceptos proteccionistas de la calidad de las mismas.

En 1965 se dicta el reglamento para el Control Sanitario de la Contaminación y Polución de los Cursos Naturales de Agua. Este reglamento clasifica los cursos de agua del país de acuerdo a sus usos, designa al Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social como autoridad de aplicación. Establece el grado de responsabilidad por la polución y contaminación de las aguas en el caso que más de una entidad estuviera lanzando residuos y capacita al Ministerio de Salud para que, mediante un estudio del cuerpo receptor, exija la corrección de la situación.

En 1967 se dictó el Reglamento Sanitario que legisla sobre el empleo de aguas negras con fines de irrigación, se fijaron las normas y trámites administrativos que debían seguir conforme a los aspectos sanitarios y los tipos de cultivo que podían ser regados.

En 1969 se promulga la Ley General de Aguas del Perú, que reemplazó al Código de Aguas de 1902. En su artículo primero establece que “todas las aguas son propiedad inalienable del Estado”. Designa al Ministerio de Agricultura como responsable de los usos del agua y al Ministerio de Salud por la preservación de su calidad. Se crea por primera vez, un organismo oficial encargado de la preservación de las aguas, la Dirección General del Medio Ambiente. En esta ley se definen los usos permitidos de las agua y sus características de calidad, autorizándose al organismo de aplicación a realizar cambios en los límites permisibles de acuerdo a las necesidades y cambios de tecnología.

Faculta al organismo de aplicación a suspender el suministro de agua a aquellos entes responsables de la contaminación del recurso. Se establece, en forma taxativa, el criterio de conservación y preservación de las aguas. Se fija también un régimen de delitos, faltas y sanciones, considerándose como delito grave, sancionable mediante la aplicación del Código Penal, la contaminación de las aguas que provoquen un daño a la salud.

En 1983 se propone una modificación de ciertos artículos de la Ley General de Aguas. Se fijan parámetros de calidad del agua a ser controlados (tradicionales, metales pesados, plaguicidas, etc.), y se dan límites muy precisos de concentración. Establece que las infracciones serán penados con sanciones económicas.

En 1990 se promulga el Código del Medio Ambiente y Recursos Naturales mediante D.L. N° 613. En él se ratifica la obligación del estado de “prevenir y

controlar la contaminación ambiental y cualquier proceso de deterioro o depredación de los recursos naturales que pueda interferir en el normal desarrollo de toda forma de vida y de la sociedad”.

Señala que el objeto de la planificación ambiental, que es obligatorio en los planes de desarrollo del país, es el “crear las condiciones para el restablecimiento y mantenimiento del equilibrio entre la conservación del medio ambiente y de los recursos naturales para el desarrollo nacional, con el fin de alcanzar una calidad de vida compatible con la dignidad humana”.

Fija la obligación de elaborar un Estudio de Impacto Ambiental para todo proyecto que pueda provocar daños no tolerables al ambiente, en el se describirán los “efectos directos e indirectos previsibles... en el medio ambiente” e indicará “las medidas necesarias para evitar o reducir el daño a niveles tolerables”.

Respecto a las aguas, prohíbe que se viertan en ellas cualquier tipo de residuo en proporciones de hacer peligrosa su utilización.

Es patrimonio natural de la Nación la diversidad ecológica, biológica y genética que se alberga en el territorio.

Las aguas residuales deben ser tratadas para su reutilización siempre y cuando recuperen la calidad exigida por la autoridad competente, o que no perjudiquen las fuentes receptoras, suelos, flora o fauna en caso tengan que ser vertidas en ellas. Toda mención de autoridad la refiere al Ministerio del sector correspondiente a la actividad que se desarrolla.



El 20.08.93 se promulga la Ley 26221 “Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional”. En su artículo 87° indica que en caso de incumplimiento a las disposiciones sobre protección ambiental, podrá llegarse hasta la terminación del contrato por hidrocarburos que se tenga con el transgresor.

El 12.11.93 se promulga el D.S. 046-93-EM. “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos”. Esta norma, actualmente vigente, es la que reglamenta el D.L. 26221 respecto a la protección ambiental. Los artículos del 37° al 42° están referidos al agua de producción. donde se indica que: “La disposición final del agua de producción se efectuará por reinyección preferentemente, o en superficie... ..La disposición de agua en superficie.. ..será de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) La descarga se realizará de preferencia en aguas no apropiadas para el consumo humano o agrícola.
- b) Los cuerpos acuáticos receptores deberán tener suficiente capacidad de dilución para evitar concentraciones de contaminantes mayores a las reglamentadas...
- d) El agua de producción será tratada para disminuir el contenido de aceites y grasas a fin de cumplir los límites de calidad establecidos en la Ley General de Aguas.

En el Título XI “De las Infracciones y Sanciones”, se indica que en caso de incumplimiento de las disposiciones de este reglamento, el responsable será sancionado con multa de 1 a 1,000 UIT, y adicionalmente podría considerarse:

- Prohibición o restricción de la actividad causante de la infracción.
- Obligación de compensar a los afectados.
- Restauración inmediata del área.

En el D.S. 055-93-EM del 22.11.93, "Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos". Indica que el agua de producción se dispondrá como se indica en el D.S. 046-93-E.M.

El D.S. 286-94-EM/SG del 19.06.94 Modifica la Escala de Multas y Penalidades a aplicar en caso de incumplimiento de las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y General de Minería. En ella se ratifica las sanciones consideradas en el D.S. 046-93-EM.

Otras normas referidas son:

(03.10.78) RM N° 0664-78-EM/DGH Reglamento de seguridad de la industria del petróleo.

(14.09.94) R.D. 026-94-EM/DGAA. Se aprueba la publicación de las Guías de Monitoreo de agua y aire para el Subsector Hidrocarburos.

(13.05.95) D.S. 009-95-EM. Modifica el Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos.



## **V.- COMPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCION :**

Los componentes que pueda tener el agua de producción, se originan en su propiedad como solvente universal; al haber estado durante cientos de millones de años en contacto con las varias formaciones rocosas ha disuelto a ciertos compuestos que en ellas había.

El agua de producción contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S). Contiene sólidos en suspensión que pueden contener trazas de metales pesados y gotitas de petróleo suspendidas y emulsificadas que no se logra remover en el tratamiento por petróleo del fluido de producción.

Componentes y propiedades de estos en el agua de producción:

### Cationes

**Sodio:** Es el más abundante, usualmente se encuentra en concentraciones superiores a 35,000 ppm. Vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es generalmente fatal para los vegetales pues la evaporación permite una acumulación severa y dañina de sal.

**Calcio:** Es un componente principal en el agua de producción, se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. Su presencia origina dureza cálcica en el agua. Su consumo humano en el agua potable, no ha mostrado que haga daño al organismo.

**Magnesio:** Se presentan en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. En general esta como un componente del carbonato de calcio. Su presencia origina dureza magnésica en el agua. Su consumo humano tampoco ha mostrado correlación con daño al organismo.

**Hierro:** Se encuentra en concentraciones muy bajas. Su presencia indica frecuentemente problemas de corrosión. También se combina con los sulfatos y materias orgánicas formando un lodo de hierro, y en presencia de ácidos es particularmente susceptible de formar lodos.

Bario: Es uno de los metales pesados, todos los metales pesados son tóxicos para el ser humano, se concentran en la población marina (crustáceos, camarones, etc.). El Bario puede combinarse con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble.

Cadmio: Es otro metal pesado, es un veneno acumulativo.

Mercurio: Es particularmente tóxico ya que es acumulativo en la cadena alimentaria. se conoce que causa deterioro neurológico.

Otros elementos que podrían estar presentes en el agua de producción y que ocasionan daño en la salud del hombre son el cromo hexavalente, plomo y selenio.

### Aniones

Cloruros: En general son los componentes principales del agua de producción. El problema principal es que la corrosividad aumenta drásticamente con el contenido de cloruros. Casi siempre su concentración es elevada, a estos niveles el agua es tóxica para casi todas las formas de vida, por lo que si no es reinyectada, deberá diluirse a un nivel aceptable (menos de 500 mg/l). Es usada en bajas concentraciones para desinfectar el agua, tanto para potabilizarla, así como antes de la disposición final de aguas residuales. Existen lugares donde el consumo de agua con hasta 2,000 mg/l., no ha mostrado efectos adversos en el organismo.

Carbonatos y Bicarbonatos: Forman incrustaciones con lo que pueden formar costras insolubles.

Sulfatos: También forman costras pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de  $H_2S$ . Los sulfuros matan a los peces, producen sabor y olor desagradables, y son perjudiciales para el uso en procesos industriales.

En concentraciones de más de 500 mg/l. en el agua de consumo humano, actúa como laxante.

## Otras Propiedades

pH: Es la medida de acidez o alcalinidad. Un pH neutro es de 7.0 con un rango entre 6.5 y 7.5, fuera de esta escala, el pH conduce a la degradación de la vegetación y a la muerte de los peces.

Temperatura: En el agua de producción son elevadas debido a la profundidad del yacimiento. Las descargas en aguas de superficie si elevaran la temperatura de estas, disminuirían los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad de peces, interferirían con la procreación y propagación de las especies, aumentarían las tasas de crecimiento de las bacterias benéficas y perjudiciales, acelerarían las reacciones químicas y conducirían a la eutroficación.

Nitrógeno: esta presente en diversas formas (nitrato, nitrito, óxido nitroso, amonio y gas nitrógeno) dependiendo de las condiciones. El nitrógeno inorgánico normalmente se presenta como amonio ( $\text{NH}_4$ ), que puede ser oxidado a nitrato o reducido a nitrito y gas nitrógeno por tratamiento con bacterias anaeróbicas. El nitrato puede ser tóxico a los infantes; si se reduce por bacteria gástrica a nitrito pudiendo producir metahemoglobinemia, también se sospecha que el exceso de nitrato puede provocar cáncer al estómago pero esto aún no se ha probado.

Contenido de Sólidos en Suspensión: Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado. Generalmente se usa un filtro con poros de  $0.45\mu$  de diámetro.

Estos sólidos interfieren con la autopurificación, forman depósitos de lodos, dañan la pesquería y alteran la estética. Para el consumo humano es aceptable concentraciones de hasta 500 mg/l.

Sólidos Disueltos Totales (TSD): Es el residuo de la evaporación, o la suma de los aniones y cationes.

La cantidad y naturaleza de los sólidos disueltos en el agua es variable, donde pueden encontrarse sales inorgánicas y materia orgánica; para uso

doméstico es deseable concentraciones de hasta 500 mg/l., aunque hay lugares como los Estados Unidos, donde su Servicio de Sanidad Pública, recomienda hasta un máximo de 1,000 mg/l. porque han observado casos donde se consume agua con altas concentraciones de sólidos disueltos, y no han encontrado que hayan causado enfermedades.

**Contenido de Petróleo:** Es la cantidad de petróleo disperso en el agua. Los problemas que causa son: toxicidad para los peces, mamíferos marinos y aves, reducción de la aireación, sabores, olores y estética inaceptables.

**Aditivos Químicos:** Los aditivos químicos que puede tener el agua de producción, depende del tipo de tratamiento para el petróleo y el agua que se de al fluido de producción. En Yanayacu se usa desmulsificantes, pero en otros campos suelen también usarse inhibidores de corrosión, anti-incrustantes, anti-espumantes, entre otros. En general las compañías que los producen, últimamente tienen la tendencia de componentes que minimicen el impacto ambiental.

## **VI.- METODOS DE DISPOSICION :**

Los métodos de disposición del agua de producción, han sido clasificados por la Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana (ARPEL), como Recomendados, Aceptables y No aceptables.

### **1.- RECOMENDADOS**

#### **1.1.- Inyección a la formación productiva.-**

Es la que preferentemente ordena la legislación actual.

Esta disposición es la más recomendable, porque tiene la gran ventaja de prácticamente eliminar el impacto ambiental ya sea a cuerpos receptores superficiales o a acuíferos con agua dulce, ya que al retornarse el agua de producción a la misma formación de donde ha sido extraída, la misma que ha entrampado naturalmente el petróleo y el agua por mucho tiempo, nos da la seguridad que no habrá migraciones.

La desventaja de este método, es su costo, pues para conseguir que el agua vaya solo a la formación productiva, es recomendable perforar pozos exclusivamente para la inyección del agua, que tengan las siguientes características adicionales a la de un pozo de explotación:

- En el pozo a perforarse, se debe utilizar tubería de revestimiento de mayor grosor para asegurar que no haya desgaste durante la perforación, ya que si hubiera desgaste la inyección podría ir a otras formaciones con el consiguiente riesgo de contaminación, inclusive sin poder detectarlo.
- Se debe conseguir una mejor cementación de la tubería de revestimiento para asegurar el aislamiento hidráulico de otras zonas, lo que requiere mejor calidad en el tipo de cemento y cuidado en la operación de cementación para evitar costosos resanes.

- El agua de producción requiere un tratamiento adicional antes de ser inyectado, para eliminar sólidos y compuestos que pueden obstruir o crear incrustaciones en los poros de las formaciones.

En el caso de Yanayacu, esta forma de disposición no es viable debido al factor económico, ya que los considerables gastos requeridos en la inversión para equipos de tratamiento y bombeo, perforación de pozos especiales o adecuación de pozos existentes para la inyección, y el costo de operación del sistema, para el precio que tiene el petróleo actualmente, haría antieconómico la producción de petróleo. Así tenemos que el costo de un pozo con las características requeridas estaría en 7 MMUS\$, y los equipos y tratamiento adicional del agua, así como los gastos operativos que ellos implican durante la vida productiva (5 años que es el tiempo explotación total a las condiciones actuales), requerirían 3 MMUS\$ adicionales, haciendo un total de 10 MMUS\$; para una producción adicional máxima de 2 MMbls de petróleo; nos daría un costo para inyectar el agua de producción de 5 \$/bl, aparte del costo de producción del petróleo. Considerando además que por el tipo de reservorio de acuífero infinito, no habrá incremento en la producción de petróleo por empuje del agua inyectada.

#### 1.2.- Disposición en Pozo Profundo

Consiste en la inyección, a través de un pozo para tal fin, a una zona de profundidad de más de 2,000 pies o 600 m. que no sea la zona productiva. Se deberá asegurar que la zona a la que se inyectará el agua de producción no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia radial razonable, por ejemplo, 5 Kilómetros, y que el agua de producción no migrará a ninguna capa acuífera de agua dulce.

En este caso lo que principalmente hace inaplicable a esta alternativa es que geológicamente no es posible asegurar que el agua inyectada no migrará a ninguna capa de agua dulce. Adicionalmente, el costo que

significaría este tipo de disposición es casi el mismo, por lo que económicamente también es inaplicable,

## 2.- ACEPTADOS

Son métodos aceptados porque las exigencias actuales de protección ambiental lo permiten, pero no son recomendables porque en el futuro las exigencias ambientales tienden a ser más rigurosas, por lo que los proyectos que utilicen estos métodos es probable se vean forzados a cambiarlos.

### 2.1.- Descarga Costa Afuera

Practicada en la producción de petróleo costa afuera, la mayor observación es a los niveles de concentración de aceites y grasas contenidas en el agua. La descarga se realiza a mayor profundidad de la que se crían y se pescan mariscos. No se han hecho trabajos para detectar si hay efectos por la descarga a tales profundidades, pero si se ha detectado concentración de componentes de la descarga y algún deterioro en las cercanías superficiales.

No es aplicable en nuestro estudio.

### 2.2.- Evaporación

Este método consiste en colocar el agua de producción en pozas impermeables y suficientemente grandes que permitan la evaporación del agua con la temperatura del ambiente.

Se emplea en los casos donde la cantidad de agua de producción es pequeña por provenir de reservorios volumétricos, el clima de la zona es de temperatura alta, los vientos contribuyen al secado y escasea o no hay lluvias.



Cuando se emplea este método debe considerarse los posibles efectos que pueden presentarse, como son:

- Contaminación de agua subterráneas que puede originarse si no existe una buena impermeabilización de la poza.
- La mala utilización del terreno, debido a que según el volumen de agua a tratarse se necesitará grandes extensiones de terreno, por lo que se requiere que sean eriazos y pobres para otro uso.
- La mortandad de animales, los que, por ser estas zonas mayormente desérticas, son atraídos por estas pozas para beber el agua de producción, esto se evita cercando debidamente las pozas.
- La contaminación de la superficie que podría ocurrir por efecto de fuerte lluvia que hiciera rebalsar las pozas, por lo que el diseño de las mismas debe considerar el máximo caudal de lluvia que podría ocurrir.
- Los sólidos disueltos y en suspensión, que se acumularan luego de la evaporación deben ser debidamente recolectados y dispuestos para evitar que sean agentes contaminantes.

Alguna vez se pensó la posibilidad de utilizar este método mediante el uso de calderas donde evaporar el agua de producción de zonas aisladas como Yanayacu, el cual tendría la ventaja de no tener restricción del volumen de agua a tratar, no se contaminaría ningún cuerpo de agua natural, sea superficial o de subsuelo; sin embargo lo que no permite su ejecución, es el alto requerimiento de energía para cambiar el agua de estado líquido a vapor, así tenemos que el calor latente de vaporización del agua a presión atmosférica es de 540 calorías/gr., la energía calórica aproximada que puede obtenerse del petróleo crudo es de 10,322 calorías/gr, de donde se deduce que se requerirá 1 bbl. de petróleo crudo para evaporar 17.7 Bbls. de agua. Para el nivel de producción de agua actual, 10,000 Bbls. se necesitaría 565 Bbls de petróleo para vaporizarlo, lo que representa más del 50% de la producción de ahora de petróleo de Yanayacu.



### 2.3.- Disposición en pozos de poca profundidad

Consiste en la inyección del agua de producción a profundidades menores de 2,000 pies o 600 m. Este método es recomendable si se toman las precauciones mencionadas para la perforación y completación de pozos de inyección y se asegura no contaminar acuíferos superficiales. Lo criticable es que para emplear este método se utilizan pozos abandonados que no cumplen con las exigencias de un pozo para inyección, con lo que existe un alto riesgo de contaminación de acuíferos de agua dulce.

Este método se descarta, al igual que la inyección en pozos de más de 2,000 pies de profundidad, por la imposibilidad de asegurar que no se contaminaran acuíferos con agua dulce y que no habrá filtración hacia la superficie que pueda dañar la vida en ella.

### 2.4.- Descarga controlada en Agua dulce

En general no es recomendable la descarga del agua de producción en ningún cuerpo de agua dulce, sin embargo la legislación de muchos países, entre los que se encuentra el nuestro, lo permite exigiendo que las concentraciones de los componentes de riesgo ambiental en el agua de producción, no ocasionen que se pasen las máximas permisibles en los cuerpos receptores, lo cual es controlado mediante programas de monitoreo y auditorías ambientales periódicas.

Existe la preocupación en estos casos que cualquier eventualidad que descontrole los sistemas de tratamiento del agua de producción ocasionaría que las concentraciones en los cuerpos receptores sean mayores a los máximos permisibles y que la falta de conciencia en protección ambiental de la empresa productora no realice las correcciones necesarias y a su debido tiempo mientras no haya auditorías. Sin embargo, este tipo de eventualidades que esta presente en cualquier sistema, irá disminuyendo

así como sus efectos, conforme la conciencia del hombre se sensibilice cada día más sobre la importancia de conservar el medio ambiente.

En el caso que estamos estudiando las condiciones permiten que este método pueda ser aplicado casi sin riesgo, porque el río Marañón es uno de los que posee mayor caudal en la región, capaz de diluir los componentes del agua de producción de Yanayacu, hasta un nivel prácticamente igual a la del mismo río (el caudal del río Marañón es cientos de miles de veces el caudal de agua de producción de Yanayacu); sin embargo, aunque su implementación requiere la compra e instalación de un ducto y sistema de bombeo, que transporte el agua a lo largo de 18 Km. hasta el río Marañón, calculado aproximadamente en 2 MMUS\$, de todos modos se recomienda en el presente estudio, mejorar el tratamiento del agua de producción para disminuir la concentración de sus componentes. En este sentido la tecnología disponible en cuanto a tratamiento del agua, que será presentado en el siguiente capítulo, es todavía de mucha importancia en cuanto a minimizar el impacto ambiental del agua de producción.

De las alternativas presentadas, y por el costo necesario para implementarlo, la descarga del agua de producción al río Marañón, es la alternativa más adecuada.

### 3.- INACEPTADOS

Se consideran así, a todas aquellos métodos que no han sido considerados entre los recomendados o aceptables, como pueden ser las descargas sin control en cuerpos receptores que no tienen capacidad de dilución, aquellas en zonas ambientalmente sensibles, zonas pantanosas, de muy poca corriente.

## **VII.- TECNOLOGIA DISPONIBLE PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA :**

En general, el tratamiento del agua incluye:

- la retención de las sustancias contaminantes, tóxicas y reutilizables,
- el tratamiento de clarificación del agua y
- el tratamiento del lodo formado por la sedimentación de sólidos.

Las propiedades resultantes del agua clarificada y del lodo dependen de la naturaleza del agua a ser tratada y del método del tratamiento elegido. En general el agua es reutilizada o descargada en un cuerpo de agua receptor, y el lodo, es reutilizado, almacenado, transformado, deshidratado e/o incinerado.

Los procesos de tratamiento del agua y tecnología disponible se basan en fenómenos físicos, químicos o biológicos.

El tratamiento mecánico que es el más usado como método físico, consiste en la separación de los aceites y grasas por flotación, y de los sólidos por sedimentación. Este método se utiliza para realizar la preclarificación y, en algunos casos, para la clarificación final. Sin embargo, existen nuevos métodos de tratamiento en los cuales se obvia la etapa de preclarificación o se la reemplaza por métodos mecánico-biológicos especiales (por ejemplo el método de adsorción-activación).

El tratamiento químico consiste en la separación mediante la transformación de las sustancias sedimentables, flotantes y disueltas, usando sustancias químicas. Este método rara vez se aplica, esencialmente se usa en

casos especiales para esterilizar aguas residuales que fueron preclarificadas mecánica o biológicamente, como por ejemplo las que se descargan de determinados hospitales.

En el tratamiento biológico se utiliza la actividad de ciertos microorganismos para la oxidación y mineralización de sustancias orgánicas presentes en el agua residual, su aplicación requiere generalmente grandes instalaciones.

La eficiencia del tratamiento del agua depende del tipo de método utilizado. El siguiente cuadro muestra algunos valores típicos de diferentes métodos de tratamiento.

#### EFICIENCIA DE TRATAMIENTOS TÍPICOS

Método	Eficiencia en %				
	Sustanc. Suspendidas	DBO	DQO	P	N
Tratamiento mecánico	40 - 70	25 - 40	aprox. 15	aprox. 15	aprox. 7
Tratamiento biológico	85 - 95	85 - 95	prox. 80	aprox. 30	aprox. 40
Reducción adicional de la contaminación restante, en %					
Microfiltros	20 - 40	5 - 10	5 - 10	-	-
Filtración	50 - 80	10 - 20	5 - 20	-	-
Tratamiento químico	70 - 90	50 - 85	40 - 70	50 - 90	0 - 30
Absorción con carbón activado.	50 - 90	aprox. 95	aprox. 90	aprox. 90	aprox. 15

Para seleccionar el método de tratamiento se toma en cuenta el grado de tratamiento que debe obtenerse. Por lo tanto, la selección tomará en cuenta la eficiencia de tratamiento de cada método

## 1.- TRATAMIENTO MECANICO

En este método se separan de la fase líquida, los aceites y grasas, y los sólidos cuyo tamaño permite su separación mediante procesos físicos.

En el tratamiento mecánico, se aplican esencialmente dos metodologías. En un caso, la sección transversal del flujo de agua es dividida en numerosas secciones transversales pequeñas, con lo cual el material sólido que se transporta queda atrapado en los puntos de ingreso y debe ser removido. En el otro caso, se crea en la medida de lo posible un flujo laminar, con el fin de separar por gravedad los contenidos no disueltos, ya que estos tienen una densidad diferente a la del agua. Las rejillas y los tamices se utilizan en el primer caso, mientras que los desarenadores, tanques de sedimentación, separadores de aceites y grasas y sistemas de flotación, se basan en el segundo. Una tercera metodología que también se basa en la separación por diferencia de densidades pero producida por fuerzas centrífugas creadas durante el flujo giratorio del agua ha desarrollado el separador hidrociclónico.

En el caso del agua de producción en la explotación petrolera, no es necesario la metodología de rejillas y tamices, porque el agua solo contiene material sólido en suspensión o diluido; en tal sentido desarrollaremos la metodología de separación por gravedad.

### 1.1.- SEPARACION POR GRAVEDAD

Para la separación por gravedad, y según sea la densidad y tamaño de los residuos, se utiliza el siguiente equipo:

- Trampas de arena o desarenador,
- Tanques de sedimentación.
- Separadores de aceites y grasas,
- Sistemas de flotación para separar sustancias flotantes.
- Separador hidrociclónico

Los fundamentos teóricos para la separación de sólidos por gravedad, están dados por la ley de STOKES (válido con  $10^{-4} < Re < 1$ ):

$$V_s = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_F - \rho_K)}{0.18 \cdot \mu_F} \quad (\text{cm/s})$$

con:

$V_s$  = Velocidad de ascenso o descenso del cuerpo extraño en el agua, en cm/s.

$d$  = Diámetro del cuerpo extraño en el agua, en cm.

$g$  = Constante gravitacional, en  $\text{m/s}^2$

$\rho_F$  = Densidad del líquido base, en  $\text{g/cm}^3$

$\rho_K$  = Densidad del cuerpo extraño, en  $\text{g/cm}^3$ .

$\mu_F$  = Viscosidad dinámica del líquido base, en g/c.

Literalmente la ley expresa que la velocidad de ascenso o descenso es mayor cuanto mayor sea la partícula a separar (también puede tratarse de un

volumen específico del líquido en el agua), cuanto mayor sea la diferencia entre densidades y cuanto menos sea la viscosidad del líquido base. Además se ha determinado que las partículas pequeñas, similares a un grano (como las de arena) se hunden a una velocidad casi constante. Las partículas flocculentas (como las sustancias orgánicas resultantes de la coagulación de suspensiones coloidales o de procesos biológicos) forman flocs, que al caer incrementan su volumen al ponerse en contacto entre sí. De igual manera, su forma y densidad relativa cambian, por lo que el proceso de sedimentación presenta una velocidad mayor.

Evidentemente, estos son supuestos simplificados y sólo permiten un análisis aproximado, dando cuando más, indicaciones respecto a qué condiciones mínimas habrá que cumplir. Además son válidos sólo si el movimiento de ascenso o descenso no se ve obstaculizado. En la sedimentación, ocurre algo diferente, por ejemplo, en la región inferior del estanque. Allí, las partículas grandes y pequeñas se entrecrocán, con lo que la acumulación de partículas finas simula un líquido base de mayor densidad para las partículas más grandes, de esa manera todo el proceso de sedimentación se retrasa.

A pesar de estas limitaciones, la ley es bastante útil para consideraciones fundamentales.

#### 1.1.1.-DESARENADOR

Las trampas de arena (desarenadores) son estanques para sedimentar partículas minerales cuyo tamaño varía entre 0,2 y 2 mm. Como su objetivo es



separar solo partículas, el flujo requiere de menor tiempo en el estanque, que en las pozas de separación de petróleo. En estas últimas las partículas también sedimentan por lo que, los desarenadores se hacen innecesarios.

### 1.1.2.- TANQUES DE SEDIMENTACION

Los estanques de sedimentación son estructuras donde se sedimentan las partículas con dimensiones menores de 0,2 mm. Requieren mayor tiempo de permanencia del flujo en el estanque que los desarenadores. Como en los desarenadores, las pozas de separación de petróleo y los sistemas de flotación también separan las partículas menores de 0,2 mm. por lo que los tanques de sedimentación, tal como son definidos no son necesarios.

### 1.1.3.- SEPARADORES DE ACEITES Y GRASAS.

Este tipo de separadores se basan en que el petróleo se presenta en forma de gotitas de tamaño suficiente para trasladarse a la superficie del agua por diferencia de densidades y formar una capa de petróleo que puede ser recuperada fácilmente; el porcentaje de petróleo que puede recuperarse por este modo depende del tiempo permitido en este proceso, la diferencia de gravedades específicas agua-petróleo y la temperatura.

Los separadores de aceite y grasas se subdividen en dos tipos:

- El separador tipo canal rectangular convencional (a los que conocemos como pozas API), y

- Los separadores de placas paralelas (PPI y CPI).

Estos solo pueden recuperar el petróleo libre, así la función principal de estos separadores es el de recuperar la mayor cantidad de petróleo en la descarga del agua, que es la que se encuentra en forma libre, antes de aplicar otro tratamiento si es necesario, al que se le protege de tener demasiada cantidad de petróleo en el agua.

#### 1.1.3.1.- SEPARADOR CONVENCIONAL API.

El diseño del separador convencional API, fue basado en el criterio desarrollado para el API en la Estación de Ingeniería Experimental de la Universidad de Wisconsin en 1948. Esa información fue catalogada en el "Manual on Disposal of Refinery Wastes" (Manual API de disposición de descargas de refinerías) en 1969.

En este manual complementariamente a la ecuación de Stokes, el diseño del separador convencional esta restringido de acuerdo a las experiencias operativas, a lo siguiente:

- La velocidad horizontal del agua a lo largo del separador debe ser menor o igual a 3 pies/min. o 15 veces la velocidad de ascenso de las partículas de petróleo cuando este valor es más pequeño.
- La altura de agua en el separador no debe ser menor de 3 pies para minimizar la turbulencia causada por el equipo de cadena para remoción de petróleo y sólidos y altos caudales. En ningún caso, si fuera necesario mayor altura, se ha excedido de 8 pies.

- La relación entre la altura de agua y el ancho del canal típicamente es de 0.3 a 0.5.
- El ancho típico del canal es de 6 a 20 pies, que es el ancho estándar de los equipos de remoción de cadena.
- Se cuenta con por lo menos dos canales paralelos para poder sacar fuera de servicio uno de ellos en caso de reparación o limpieza.

Calculado la profundidad (altura de agua) y ancho del canal, el largo del mismo es calculado usando la siguiente ecuación:

$$L = F (v_H / V_t) d$$

donde: L = Largo del canal en pies

F = Factor adimensional de turbulencia, se obtiene de un gráfico que relaciona F con  $(v_H / V_t)$ .

$v_H$  = Velocidad del flujo a lo largo del canal en pies/min.

$V_t$  = Velocidad vertical de diseño de la partícula de aceite.

Si es necesario el largo del canal deberá ser aumentado a por lo menos 5 veces el ancho del canal, para minimizar los efectos de disturbio de la entrada y salida del flujo en el canal.

Se debe considerar que en la separación no sólo flota petróleo en la superficie, sino que como se mencionaba en el desarenador y tanque de sedimentación, hay otros componentes que tienden a sedimentarse. Así, tanto la superficie como el fondo del estanque deben ser limpiados. La API menciona el uso de dispositivos de puente o cadena. En los separadores convencionales

API (Figura N° VII - 1), el removedor de cadena es la más adecuada, mientras que los removedores de puente son utilizados en los tanques sedimentadores cilíndricos.

La desnatación del estanque puede realizarse con un removedor de cadena, el dispositivo desnata la superficie del estanque (generalmente en dirección del flujo) y transporta el material flotante hasta el canal de desnatación que está en el extremo del estanque. Luego, al regreso, el removedor raspa el fondo del estanque y transporta los sedimentos hasta una zanja de recolección al lado del ingreso al estanque.

Todas las baterías de producción del lote 8, poseen estos separadores convencionales API, a los cuales los llamamos "pozas API", en estas no usamos el removedor de cadena por que el petróleo se hace desplazar por la superficie del agua durante el proceso de recuperación del petróleo con una bomba, al succionar el petróleo que se acumula en el tubo colector se crea el flujo del petróleo flotante hacia el colector. Y para remover los sedimentos que se forman en el fondo de las pozas, solo se requiere una limpieza anual, porque no se acumula mayor cantidad de sedimentos. Ambas condiciones operativas, hacen que para las condiciones del agua de producción en el lote 8, no sea necesario el removedor de cadena.

#### 1.1.3.2.- SEPARADOR DE PLACAS PARALELAS.

Avances posteriores, dirigidos a reducir la elevación requerida o a incrementar la eficiencia de los separadores, han dado como resultado el separador de placas paralelas (PPI por parallel plate interceptor), Figura N° VII -

2, y el separador de placas corrugadas (CPI por corrugated plate interceptor), Figura N° VII - 3, sugeridos por la SIPM (Shell Internationale Petroleum Maatschapij).

El separador de láminas paralelas requiere menor espacio que el convencional, esto debido a que la eficiencia de separación agua-petróleo es inversamente proporcional a la relación entre el caudal de descarga y el área superficial del canal, como en el separador de láminas paralelas se incrementa el área superficial donde se juntan las burbujas de petróleo, entonces se puede tener la misma eficiencia de separación en canales menos largos.

El separador de placas paralelas (PPI) consiste en una construcción metálica de planchas soldadas colocada dentro de un canal (tipo separador convencional). El flujo pasa horizontalmente por un grupo de placas metálicas paralelas entre sí; el flujo se controla de tal manera que dos grupos de placas sobresalen, prolongándose en dirección descendente hasta la parte media del estanque. Al pasar el flujo paralelamente a través de las placas, el petróleo que choca en la parte inferior de una placa es impulsado hacia arriba y al ascender necesariamente emerge al exterior, mientras que las partículas de lodo, más pesadas, son conducidas hacia la parte media del recipiente.

El separador de placas corrugadas (CPI), es una versión mejorada del separador de placas paralelas y se distingue por tener una longitud aún menor y una mayor eficiencia. El conjunto de placas paralelas horizontales es reemplazado con un conjunto de placas corrugadas, montadas paralelamente, pero por las cuales el flujo pasa en dirección descendente.

Las placas corrugadas favorecen el movimiento de la acumulación de petróleo que ocurre en la cara inferior de las placas hacia la superficie del canal, el petróleo se juntará en las crestas del lado inferior de las placas, y los sedimentos en los canales de los lados superiores de las placas, lográndose mayor acumulación y por ende mayor velocidad en el movimiento ascendente y descendente respectivamente.

El diseño de los separadores de placas paralelas es dificultoso, sino imposible, las compañías constructoras de estos sistemas han determinado empíricamente los rangos de los siguientes parámetros:

Distancia perpendicular entre láminas	:0.75 a 1.5 pulgadas
Angulo de inclinación con respecto a la horizontal	: 45° a 60°
Tipo de petróleo removido	: solamente el libre
Dirección del flujo	Hacia arriba y hacia abajo

En general, los parámetros usados para el diseño del separador convencional son también utilizados en el cálculo de las dimensiones del separador de láminas paralelas, considerando adicionalmente el cálculo del número de láminas mediante la siguiente ecuación (considerando recuperación de gotas de petróleo desde 60 micrones), también de la ley de Stokes:

$$Q_m/A_H = 0.00386 [(S_w - S_o)/\mu]$$

donde :  $Q_m$  = caudal de diseño, pies/min.

$$A_H = \text{área horizontal total} = n * (\text{área de la lámina})$$

$n$  = número de láminas

$S_w$  = gravedad específica del agua

$S_o$  = gravedad específica del petróleo

$\mu$  = viscosidad absoluta del agua, en poise.

#### 1.1.4. SISTEMAS DE FLOTACION

Se entiende la flotación como el impulso ascendente de sustancias no disueltas, provocado por burbujas de aire o algún gas que se adhieren a la superficie de la sustancia en suspensión. Se utiliza el sistema de flotación para separar aquellas partículas pequeñas de aceite, grasas y sólidos que por su tamaño y/o su bajo peso específico no se logran separar por ninguno de los métodos anteriores.

La flotación modifica dos de las variables de la ley de Stokes, la densidad y el diámetro de la partícula. La unión de finas burbujas a una partícula decrece la densidad efectiva de la partícula y también aumenta su diámetro efectivo. El resultado es que las partículas se hacen más ligeras y ascienden más rápidamente.

La flotación sólo puede asegurarse cuando, las burbujas de aire o gas se adhieren a las partículas suspendidas. Para ello, en ciertas ocasiones se reduce la tensión superficial del agua mediante la adición de aglomerantes (conocidos como recogedores o generadores de espuma), consiguiéndose una formación de espuma más nítida. Algunos sistemas de flotación tienen un proceso de

generación de espuma antes de la flotación en sí; en este caso, se añade aire y agentes floculantes o espumantes al agua antes de que pase al estanque de flotación.

Suspensiones muy finas, hasta de tamaño coloidal, pueden hacerse flotar después de la floculación. Las sustancias disueltas sólo pueden llegar a flotar si previamente fueron precipitadas utilizando procesos químicos. Sin embargo, el precipitado suele ser tan fino que, antes de la flotación, debe ser coagulado o floculado.

Para la flotación sin agentes químicos, son de crucial importancia las propiedades físicas y químicas de la superficie de las partículas suspendidas. Las burbujas de aire, por ejemplo no se pueden adherir a sustancias con superficies hidrofílicas o demasiado entrelazadas, en cambio el gas asociado a la producción de petróleo, por su relación con este, es el más adecuado en la recuperación del petróleo emulsificado, que está conformado por gotitas cuyo diámetro en general es menor de 20 micrones ( $20 \times 10^{-3}$  mm) que se encuentra en el agua de producción.

En los sistemas de flotación empleados en la separación de petróleo del agua de producción, en los cuales puede llegar a tener recuperaciones de hasta 90%, los resultados están influenciados por la concentración de gas, salinidad, la temperatura, el pH, el tipo de crudo, la concentración de aceite y los aditivos químicos para flotación. Los más empleados en la industria del petróleo, son:



#### - Sistema de Flotación con Gas Disuelto

En este sistema parte del gas se disuelve por presión en el agua y el resto es dispersada, Figura N° VII - 4. Cuando el agua entra al recipiente de flotación, la presión es disminuida a través de un orificio y el gas disuelto es liberado como microscópicas burbujas dispersas que optimizan la flotación. Un caudal de 0,02 pies<sup>3</sup>/min. a 60 psig por cada pie<sup>2</sup> de superficie activa del recipiente.

#### - Sistema de Flotación con Gas Disperso

En este el gas es dispersado como finas burbujas en el agua utilizando un rotor mecánico o un eyector, Figura N° VII - 5. El tipo de eyector usa menos energía y menos gas que el de rotor y tiene una relación de gas-agua de alrededor de 10 pies cúbicos por barril. Este sistema es más eficiente que el de gas disuelto.

#### 1.1.5.- HIDROCICLON

En los últimos veinte años fue desarrollado un método innovador para la separación de aceite y agua, a partir de estudios realizados en la Universidad de Southampton en Inglaterra. Estos esfuerzos marcaron el primer uso efectivo de hidrociclones para la separación de líquido/líquido.

El sistema basa su funcionamiento en principios de mecánica de fluidos y en un diseño geométrico interno, Figura N° VII - 6, consta de varios tubos cada uno de los cuales es un hidrociclón. El flujo de agua se hace ingresar en forma transversal a los tubos del sistema, cuyas entradas tienen forma en espiral, de modo que el flujo de agua comienza a girar generando fuerzas ciclónicas, a medida que el agua avanza se reduce el diámetro de la cámara lo que hace aumentar las fuerzas centrífugas (a más de 1000 veces la fuerza de gravedad), acelerando la migración del aceite hacia el centro o vórtice del hidrociclón. Un regulador de contrapresión crea en la columna un flujo axial invertido, forzando al aceite a salir a través de un pequeño orificio ubicado cerca de la entrada, mientras que el agua con insignificantes trazas de petróleo es conducida directamente al punto de descarga del separador. Un equipo tiene la posibilidad de tratar diferentes caudales de agua, esto utilizando parte de los tubos que tenga, lo que lo hace muy versátil, el total de tubos a considerarse se calcula según el máximo de agua que se prevé ser tratada. Las ventajas de los hidrociclones sobre los separadores descritos antes, son:

- Usan el 5% del espacio y soporte estructural requerido por las tecnologías convencionales, esto debido a la reducción del tiempo de residencia del agua dentro del sistema.
- Opera a bajos costos de mantenimiento, esto debido a que no se depositan arenas ni sedimentos dentro del hidrociclón, y no cuenta con partes móviles que puedan causar fallas mecánicas.

- Bajos costos de operación, porque el uso de tratamiento químico puede reducirse o eliminarse.
- Son livianos, por lo que son fácilmente transportables, esto es ventajoso comparando con los sistemas que requieren tanques de gran capacidad.
- Son modulares, por lo que se puede agregar capacidad de separación a medida que la cantidad de agua producida vaya aumentando.

La desventaja ante los otros separadores, es que solo separa aceite, lo cual permite que el agua de producción conserve los sólidos en suspensión.

## 2.- TRATAMIENTO QUIMICO

Este tipo de tratamiento es basado en reacciones químicas y fisicoquímicas. La finalidad de este tipo de procesos químicos es lograr lo siguiente:

- Neutralización de las descargas alcalinas o ácidas,
- Separación de los sólidos que no pueden eliminarse a través de medios mecánicos simples,
- Mejoramiento del efecto de clarificación de los sistemas de flotación y filtración.
- Reducción de la radioactividad en el agua contaminada.
- Efectos factibles mediante el uso de cloro o compuestos clorados, tales como: desinfección, control del crecimiento de algas, deodorización, descoloramiento, oxidación y control de larvas de moscas en lechos biológicos.

Los procesos químicos se pueden dividir en aquellos que producen conversión y sin conversión de material.

Las reacciones con conversión son de dos tipos, en las que las sustancias tratadas están disueltas, en cuyo caso las reacciones químicas son de: neutralización, precipitación, oxidación, reducción, intercambio de iones, y cuando las sustancias tratadas no están disueltas, en las que se efectuaran procesos de floculación, adsorción.

Cuando las sustancias disueltas se tratan sin conversión de material, se producen las siguientes reacciones fisicoquímicas: adsorción, extracción, separación por membranas, destilación.

A continuación se presenta una descripción de los procesos básicos más comunes en el tratamiento químico:

## 2.1.- Neutralización

El agua ácida o alcalina debe ser neutralizada antes de ser descargada, si el receptor no tiene la capacidad suficiente de amortiguación.

Existe una distinción básica entre tres tipos de agua ácida:

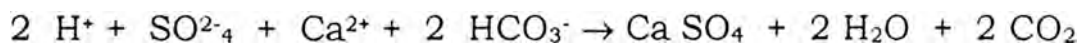
- Aquel que contiene ácidos fuertes con sales fácilmente solubles en agua (por ejemplo HCl, HNO<sub>3</sub>). Para neutralizarlo se utilizan álcalis u óxidos metálicos

terrosos. No se producen sólidos sedimentables por lo que el tratamiento consiste en una simple mezcla.

- Aquel que contiene ácidos fuertes con sales difícilmente solubles en agua (por ejemplo  $H_2SO_4$ ). En estos tratamientos se pueden producir gran cantidad de sólidos sedimentables.
- Aquel que contiene ácidos débiles (por ejemplo  $CO_2$ ,  $COOH$ ).

En la actualidad se utilizan cualquiera de los siguientes procesos de neutralización:

- Capacidad amortiguadora del receptor: Depende de la dureza carbonática del agua en el receptor. El proceso que ocurre obedece a la siguiente reacción química:



Cuando se excede la solubilidad del sulfato del calcio, este precipita.

- Mezcla del agua ácida con agua alcalina: cuando pueden disponerse de esta última.

Tratamiento con reactivos químicos: generalmente se consideran los siguientes materiales

- \* Hidróxido de calcio,  $Ca(OH)_2$  (en estado sólido o como agua de cal).
- \* Solución de hidróxido de sodio,  $NaOH$
- \* Carbonato de calcio,  $CaCO_3$
- \* Dolomita parcialmente calcinada,  $CaCO_3 + MgO$

\* Carbonato de sodio,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$

La selección del agente químico neutralizante depende del tipo de ácido en el agua a tratar. Generalmente se usa cal como neutralizante.

- Filtración por materiales neutralizantes:  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgO-CaCO}_3$ , etc., la filtración se realiza a una velocidad controlada para que el agua ácida permanezca el tiempo de contacto necesario con el material neutralizante, hasta obtener el nivel deseado de neutralización. A excepción de la cal o agua de cal, la neutralización realizada de esta forma produce poco volumen de sólidos sedimentables.

## 2.2.- Floculación

Se denomina así, al proceso por el cual los sólidos suspendidos en el agua se convierten en aglomeraciones de mayor tamaño que los hace sedimentables, flotables o filtrables permitiendo su separación casi completa del agua, Figura N° VII - 7.

El proceso de floculación puede dividirse en dos etapas subsecuentes: desestabilización y proceso de transporte.

En la primera etapa se “desestabiliza” el sistema de dispersión, neutralizando las fuerzas que se oponen a una combinación o unificación de las partículas coloidales suspendidas en el agua, esto se consigue mediante la

mezcla de un agente coagulante adecuado y la posterior mezcla rápida (en pocos segundos).

En la siguiente etapa, en el proceso de transporte, se forman los "flocs" los cuales van aumentando de tamaño, hasta que puedan separarse fácilmente del agua.

Los iones de aluminio y hierro (III) flocculan en el agua según esta ecuación general:



Esto permite agregar independientemente otros reactivos, tales como el hidróxido de calcio para la precipitación de Fe(III) o polielectrolitos. El tiempo de contacto varía entre 20 y 40 min, y la velocidad ascendente es de 1,4 a 2,8 mm/s.

### 2.3.- Adsorción

Por adsorción se entiende la acumulación o aglomeración de sustancias disueltas (materia adsorbida o adsorbato) en la superficie de un sólido (sustancia adsorbedora o adsorbente). En el tratamiento del agua, este término se refiere principalmente a la acumulación de sustancias disueltas en el agua, sobre la superficie interna de partículas activadas de carbón vegetal, mencionado por ser el adsorbente industrial más importante, cuando el carbón activado ha adsorbido sustancias hasta un punto en que la concentración de

equilibrio llega a ser demasiado alta, puede ser regenerado, lo que significa que la capacidad adsorptiva de la superficie puede restablecerse mediante el proceso de desorción. Para tal motivo se dispone de los siguientes métodos:

- regeneración térmica, en la que se aplican altas temperaturas (750-1000°C) para quemar las sustancias acumuladas, junto con gases de oxidación para reactivar los poros de la materia adsorbente. El ciclo de regeneración se repite varias veces y los poros se dilatan mientras que la capacidad de carga disminuye.
- regeneración química, en la que se utilizan solventes y oxidantes (como el ácido sulfúrico) para provocar la desorción. Sin embargo, debido a su selectividad y costo elevado, este método no ha podido aplicarse a nivel industrial.
- regeneración biológica, en la cual las sustancias adsorbidas forman un lodo biológico, esto que inicialmente era un efecto inconveniente, está siendo utilizado en las pruebas de descomposición microbiana. Es un método todavía en etapa experimental.

El método de adsorción se utiliza cuando el agua contiene sólo pequeñas cantidades de sustancias difíciles de eliminar, como son las sustancias olorosas, colorantes o saborizantes. La excesiva contaminación del agua puede obstruir rápidamente las superficies de adsorción, con lo cual se necesitarían grandes cantidades del agente adsorbente o la regeneración frecuente y costosa del mismo.



#### 2.4.- Extracción por solventes

En este proceso se utiliza la capacidad de algunas sustancias (solventes) de disolverse en ciertos líquidos, pero no en el agua; de este modo, los líquidos que transportan las sustancias disueltas que serán eliminadas, pueden ser separados y recuperados del agua.

Este método se emplea principalmente cuando las sustancias extraídas se van a reutilizar, por ejemplo, en la extracción del fenol de las agua de descarga de las plantas de fabricación del coque.

#### 2.5.- Separación por membrana (ultrafiltración, osmosis inversa)

La separación por membranas es un método que permite extraer las sustancias disueltas y aun los electrolitos de las soluciones acuosas. A diferencia de la filtración convencional, en la cual los sólidos o componentes en solución permanecen en el medio filtrante, mientras el volumen total del líquido queda disponible y puede volverse a utilizar, los procesos de separación por membranas de hiper y ultrafiltración están diseñados para que el flujo se divida en un flujo parcial enriquecido con sustancias disueltas y otro con bajo contenido de las mismas.

En general, no se recomienda aplicar técnicas de separación por membranas, porque es preferible emplear técnicas convencionales para obtener un producto que pueda ser descargado en un depósito receptor, o un extracto concentrado en forma de bloques compactos que puedan ser procesados y usados como relleno sanitario

## 2.6.- Destilación

Este método se basa en la transformación de las características del agua mediante la evaporación de líquidos y su condensación. Ya que la mayoría de sustancias minerales y orgánicas son difíciles de evaporar, se puede obtener una óptima clarificación. Sin embargo la destilación resulta costosa debido a los costos de energía y a la necesidad de grandes instalaciones.

## 3.- TRATAMIENTO BIOLÓGICO

Es el tratamiento del agua mediante microorganismos, el principio básico consiste en la conversión de una mayoría de sustancias disueltas en una masa de organismos para que estas sustancias puedan extraerse del agua como materia sedimentable. Para llevar a cabo este proceso una parte de los nutrientes pasa por un proceso de oxidación, es decir es “mineralizada” y

descompuesta nuevamente en forma inorgánica como nitratos, sulfatos, CO<sub>2</sub> y otros compuestos similares. Estas sustancias también experimentan luego una conversión mediante la acción de otras bacterias (como las nitrosomonas y las nitrobacterias) y así sintetizan la masa de bacterias que, una vez sedimentada en depósitos, puede ser separada del agua).

La biomasa, formada por microorganismos unicelulares o más complejos, debe recibir nutrientes suficientes como para acelerar el desarrollo de microorganismos; es decir, deberá tener los compuestos celulares y la energía que requieran. Cuanto más intensa sea la actividad de los microorganismos, mayor será la cantidad de sustancia orgánica producida. Las sustancias minerales vitales para el desarrollo celular, son el potasio, el magnesio, el fósforo y el azufre.

Las etapas de crecimiento de los microorganismos son las siguientes:

Etapas iniciales. Se activan las enzimas que son necesarias para descomponer los compuestos macromoleculares.

Etapas exponenciales. Esta fase se caracteriza por la existencia de una excesiva cantidad de nutrientes, de modo que el índice de crecimiento se determina en base al índice máximo de la división celular. La respiración de sustratos prevalece (descomposición de los contaminantes orgánicos mediante la respiración).

Etapas estacionarias. El número de células no aumenta, debido a que la cantidad de nutrientes disponible es limitada. La actividad de respiración interna

(proceso respiratorio de descomposición de la sustancia celular) se intensifica, mientras la respiración de sustratos disminuye constantemente.

Etapas de extinción. La totalidad de nutrientes ha sido consumida. Los microorganismos oxidan su propia sustancia celular, consumiéndola como última reserva nutritiva. El consumo de oxígeno se determina principalmente por la respiración endógena.

Gran cantidad de las sustancias disueltas y no disueltas que contienen el agua a tratarse, son aprovechadas por los microorganismos para su crecimiento (multiplicación) y para procesos metabólicos (conservación), lo que permite removerlas. La conversión de dichas sustancias puede realizarse en un medio que contenga oxígeno (aerobio) o que carezca de él (anaerobio).

Los siguientes son los procesos mediante los cuales se consigue la biodegradación bacteriana, según la sustancia original.

- Proceso con alta prioridad aerobia para la descomposición de compuestos orgánicos, obteniéndose los siguientes productos finales:

de C en  $\text{CO}_2$

de H en  $\text{H}_2\text{O}$

de N en  $\text{NH}_3$

- Proceso con baja prioridad aerobia para la

conversión de  $\text{NH}_3$  en  $\text{NO}_3^-$  (Nitrificación)

conversión de S en  $\text{SO}_4^{2-}$  (Oxidación del azufre)

- Proceso con alta prioridad anaerobia para la respiración anaerobia de nitrato

conversión de  $2 \text{ NO}_3^-$  en  $\text{N}_2$  (Desnitrificación)

- Proceso con baja prioridad anaerobia en forma de

respiración anaerobia de sulfatos conjuntamente con conversión de  $\text{SO}_4^{2-}$  en  $\text{S}^{2-}$  (Desulfuración).

procesos de fermentación, o conversión de grasas, proteínas y carbohidratos en ácidos grasos bajos, alcoholes,  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2$ , en la fermentación alcalina a un nivel industrial para lograr los productos finales de metano ( $\text{CH}_4$ ) y  $\text{CO}_2$ .

### Procesos de descomposición

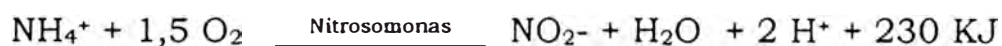
3.1- Descomposición aerobia de los compuestos carbonáceos orgánicos.

Como los carbohidratos, grasas y proteínas. Son consumidos rápidamente para favorecer el crecimiento y los procesos metabólicos, siendo de esa forma extraídos del agua. Con un suministro de oxígeno adecuado, la descomposición aerobia de los compuestos carbonáceos orgánicos biológicamente utilizables da como resultado bióxido de carbono, agua y sustancia celular. Al comienzo el nitrógeno orgánico se presenta principalmente en forma de amoníaco ( $\text{NH}_4^+$ ).

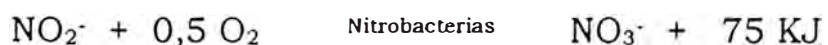
### 3.2.- Nitrificación

La conversión del nitrógeno orgánico en nitrógeno amoniacal como resultado de los procesos anaerobios y aerobios de descomposición en los sistemas preliminares de clarificación o de purificación, crea las condiciones óptimas para la existencia de oxidantes de amoníaco y nitrito, denominados nitrificantes o bacterias nitrificadoras.

El amoníaco es transformado en nitrato en dos etapas: en la primera, las bacterias de las nitrosomas oxidan el amoníaco convirtiéndolo en nitrito según la siguiente ecuación:



En la segunda etapa, las bacterias de las especies nitrobacterianas oxidan el nitrito convirtiéndolo en nitrato, de acuerdo a la siguiente ecuación:

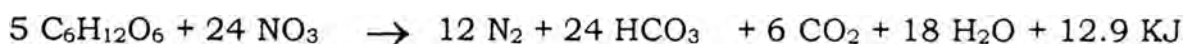


Las bacterias nitrificantes se tornan activas, solo una vez que los compuestos carbonáceos han sido ampliamente descompuestos y luego de iniciada la oxidación biológica de lodos. Como resultado de la nitrificación, el nitrógeno conserva sus efectos fertilizantes en relación de las algas y demás plantas acuáticas. La conversión biológica del amoníaco en nitrato, constituye una solución para el problema en casos en que el agua será dispuesto a un cuerpo receptor, sin embargo para aquellos casos donde se trata el agua para potabilizarlo, el efecto fertilizante del

nitrógeno, todavía resulta inaceptable, en tales casos se continúa con la etapa de desnitrificación.

### 3.3.- Desnitrificación

Existen un cierto tipo de bacterias que también participan en el tratamiento biológico del agua, los cuales aprovechan tanto el oxígeno libre disuelto en el agua como el oxígeno ligado a los nitritos y nitratos para descomponer los compuestos carbonáceos orgánicos. Las bacterias utilizan esta propiedad cuando no se dispone de oxígeno libre. Utilizan entonces el oxígeno ligado a nitritos y nitratos como si fuera oxígeno libre en la oxidación total de los compuestos carbonáceos orgánicos en dióxido de carbono y agua directamente, sin productos intermedios detectables. Como ejemplo se pueden citar diversas bacterias de la especie pseudomonas, en la oxidación de la d-glucosa en la conversión anaerobia con el oxígeno de nitratos, según la siguiente ecuación:



En la respiración de nitritos/nitratos, el nitrógeno es liberado en forma de gas y escapa del agua hacia la atmósfera. Otra de las ventajas de la desnitrificación es su producción de álcalis, que equilibra los ácidos producidos en la nitrificación consiguiéndose un pH neutral.

### 3.4.- Desulfuración

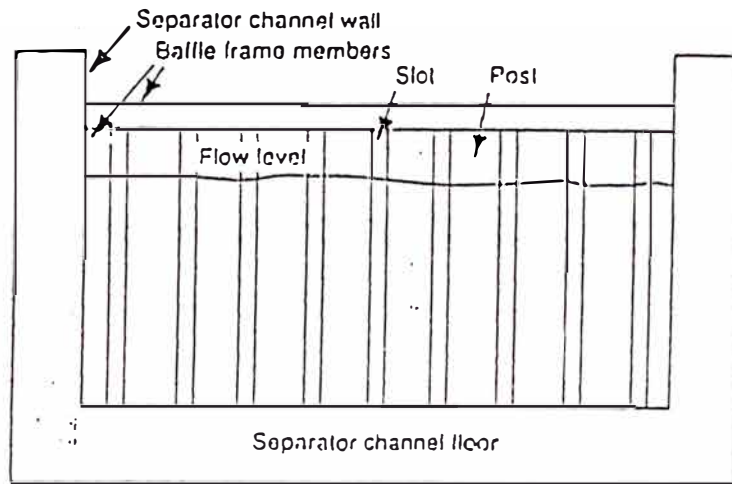
En este proceso, el oxígeno ligado a los sulfatos es aprovechado por las bacterias en la respiración anaerobia (desulfuración), para oxidar los compuestos carbonáceos orgánicos en forma similar a como ocurre en el proceso de desnitrificación. La formación de sulfuro de hidrógeno está en función del valor del pH. Con valores de pH menores de 7, se produce principalmente  $H_2S$ , con valores de pH alrededor de 7, se forman  $H_2S$  y  $HS^-$  en proporciones casi iguales, con valores mayores de 7, se produce principalmente  $HS^-$  y  $S^{2-}$ .

El sulfuro de hidrógeno es altamente tóxica, sin embargo no es estable bajo condiciones aerobias, se oxida químicamente hasta convertirse en azufre elemental, o las bacterias reductoras lo oxidan transformándolo en sulfato a través del ciclo del azufre.

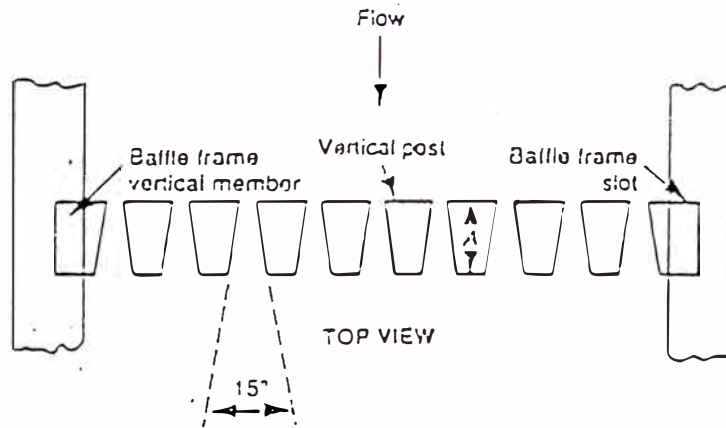


Figura N° VII - 1

DESIGN AND OPERATION OF OIL-WATER SEPARATORS



FRONT ELEVATION



TOP VIEW

Figure 7—Vertical-Slot Baffle

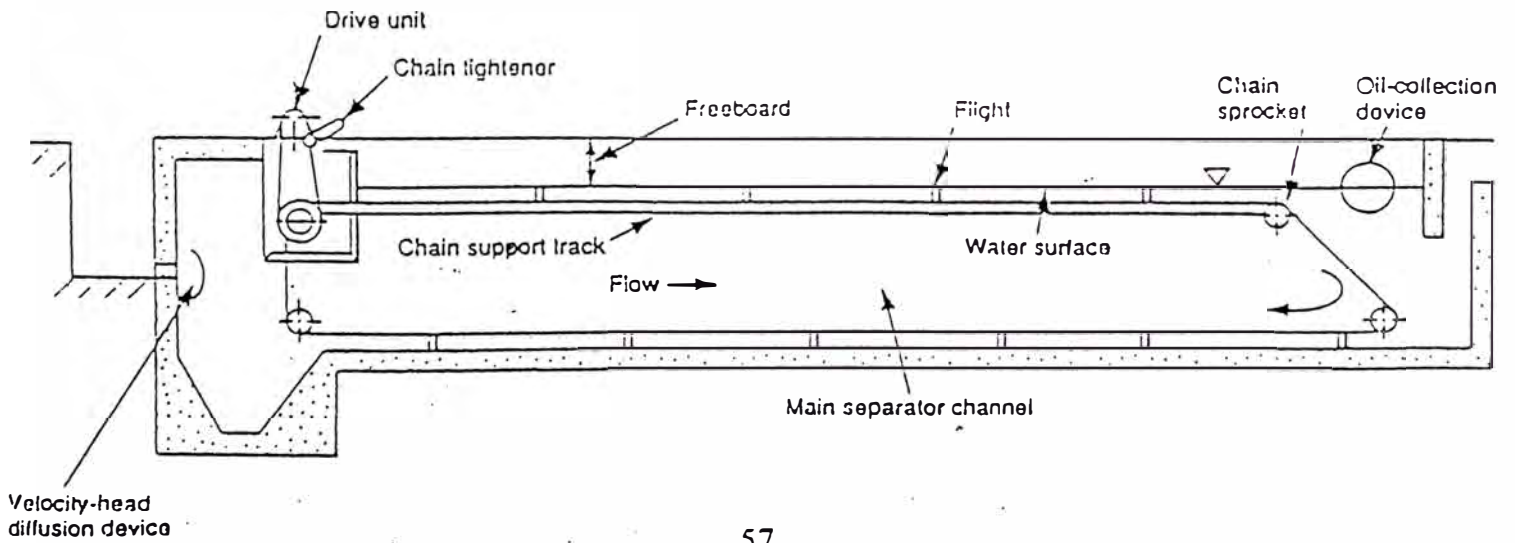
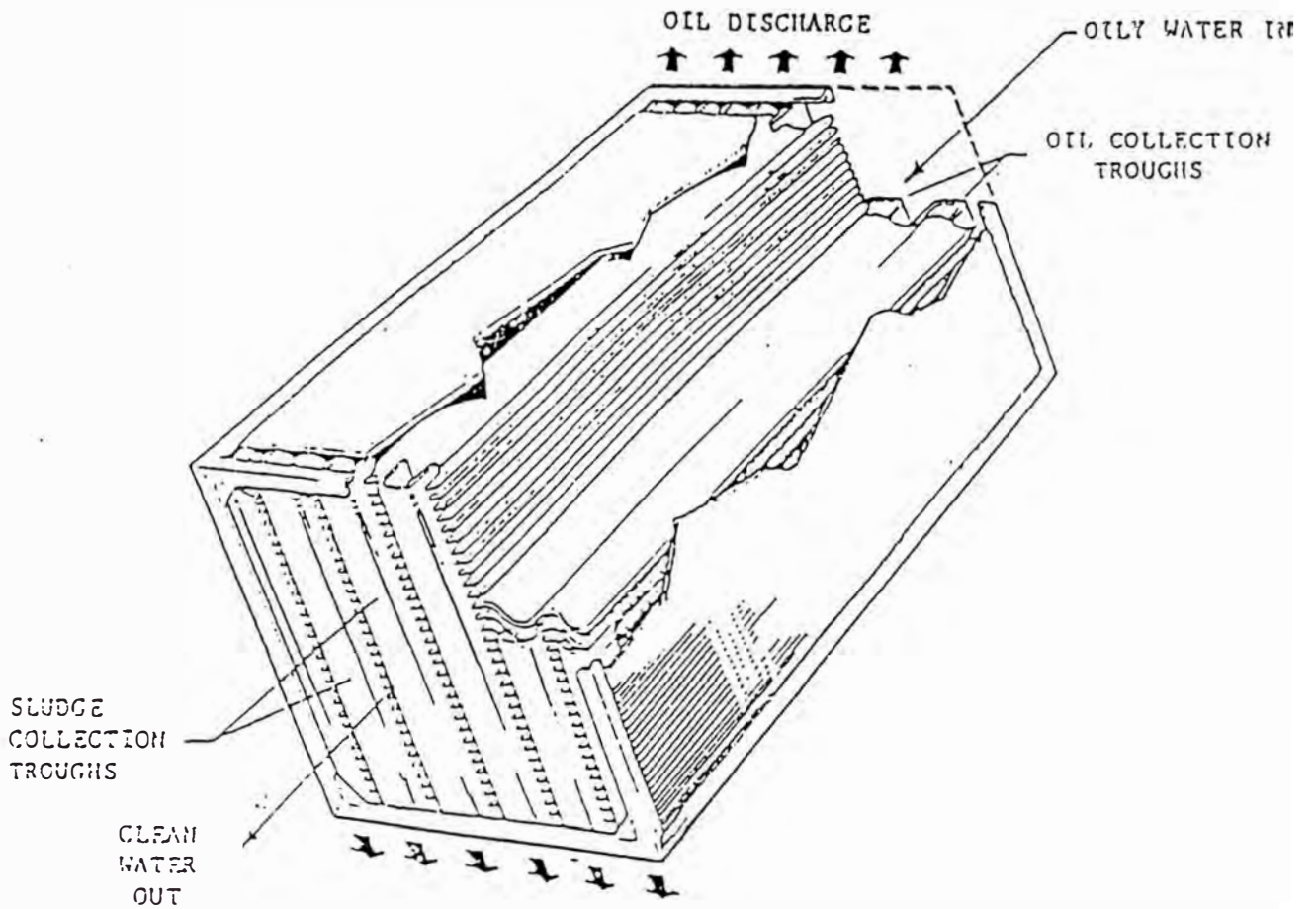


Figura N° VII - 2



Cut-away view of plate pack tilted plate separator  
(Courtesy Piekenroad Separator Co.)

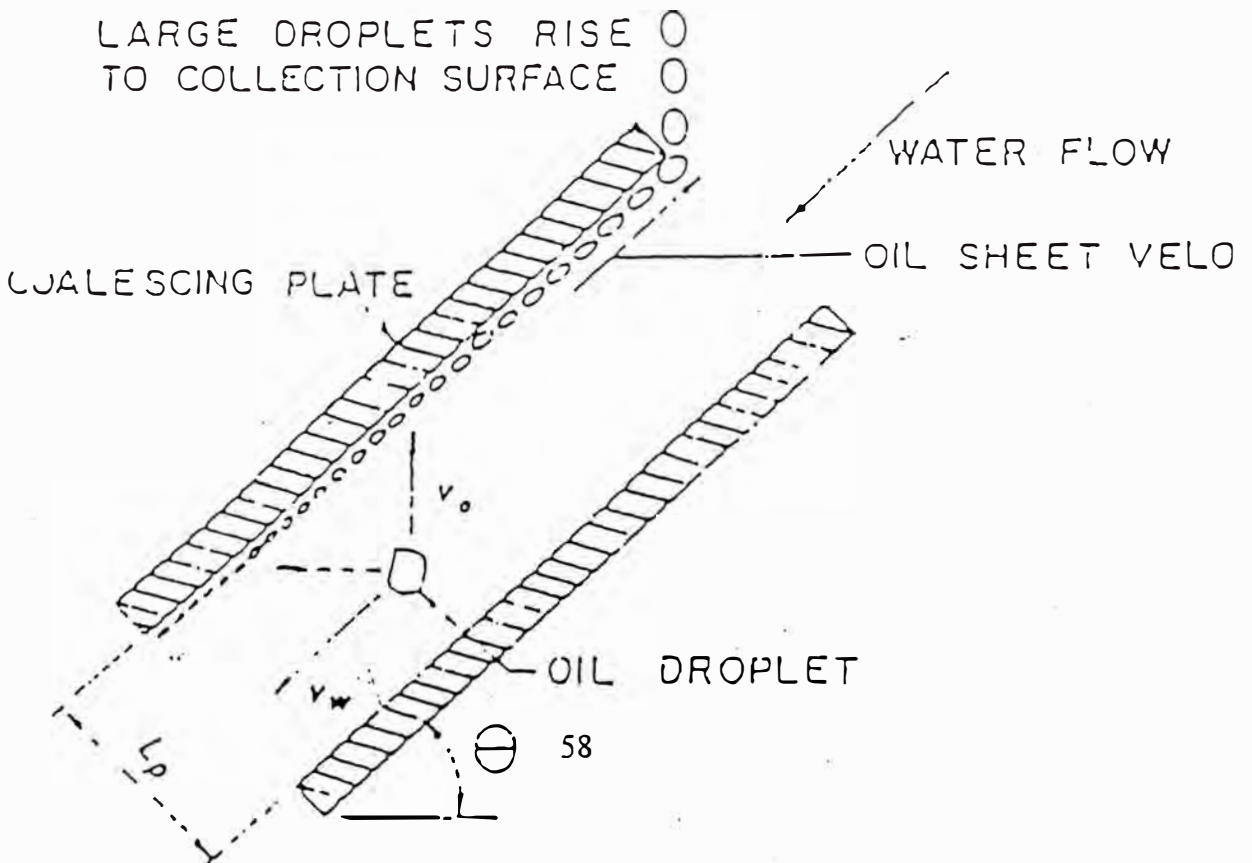
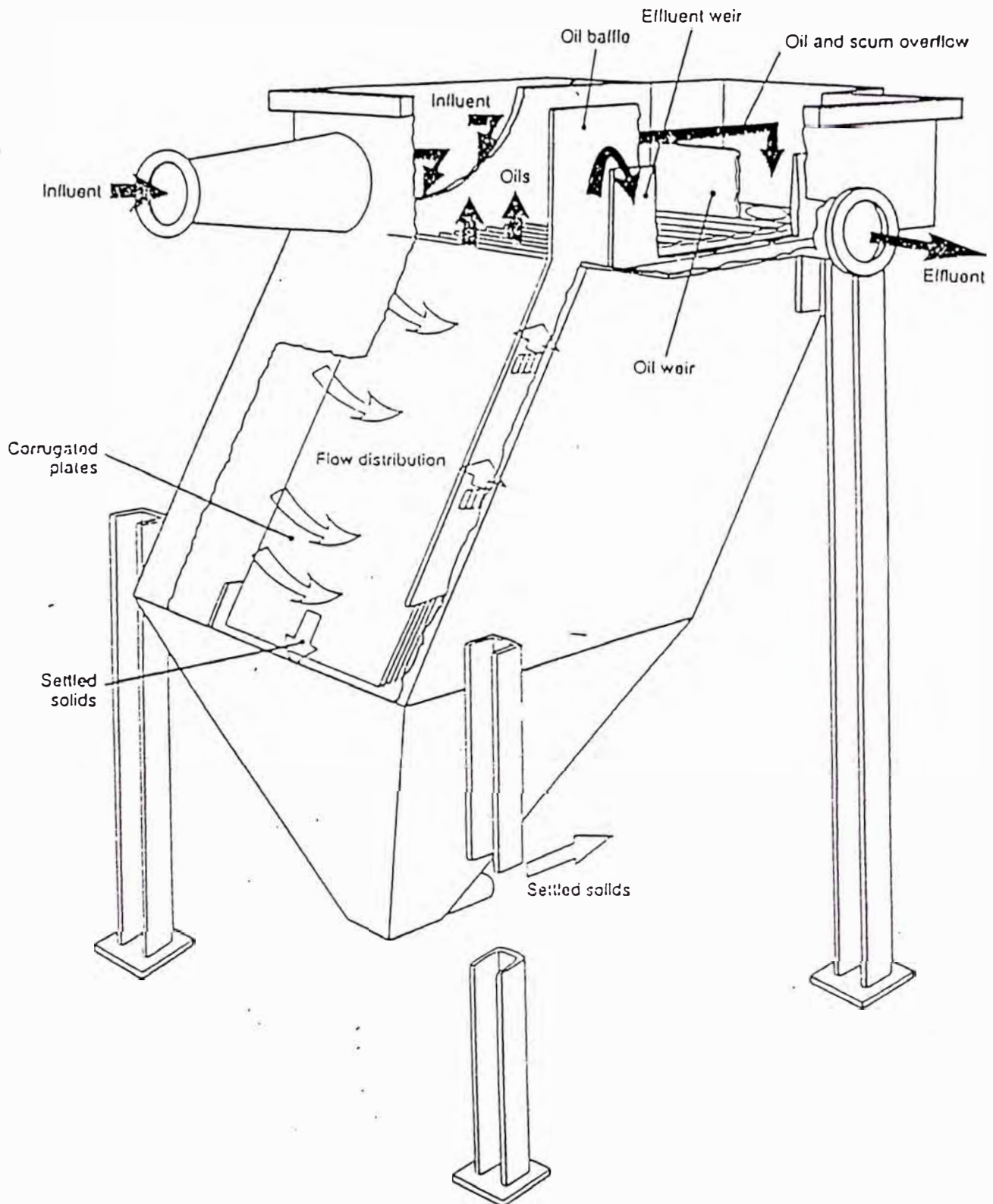


Figura N° VII - 3

DESIGN AND OPERATION OF OIL-WATER SEPARATORS



Note: Diagram courtesy of Envirex, Inc. Reprinted with permission.

Figure 17—Cross-Flow Parallel-Plate Separator

...ce that exceeds this level: the emulsified- or dissolved-oil  
...tent of the wastewater, and nonoptimal separator perfor-  
...nce resulting from deviation of the wastewater from the

design basis. Flow surges can also diminish the efficiency of  
parallel-plate separators, as can solids buildup or plate clog-  
ging as a result of high solids loadings or waxy crudes.

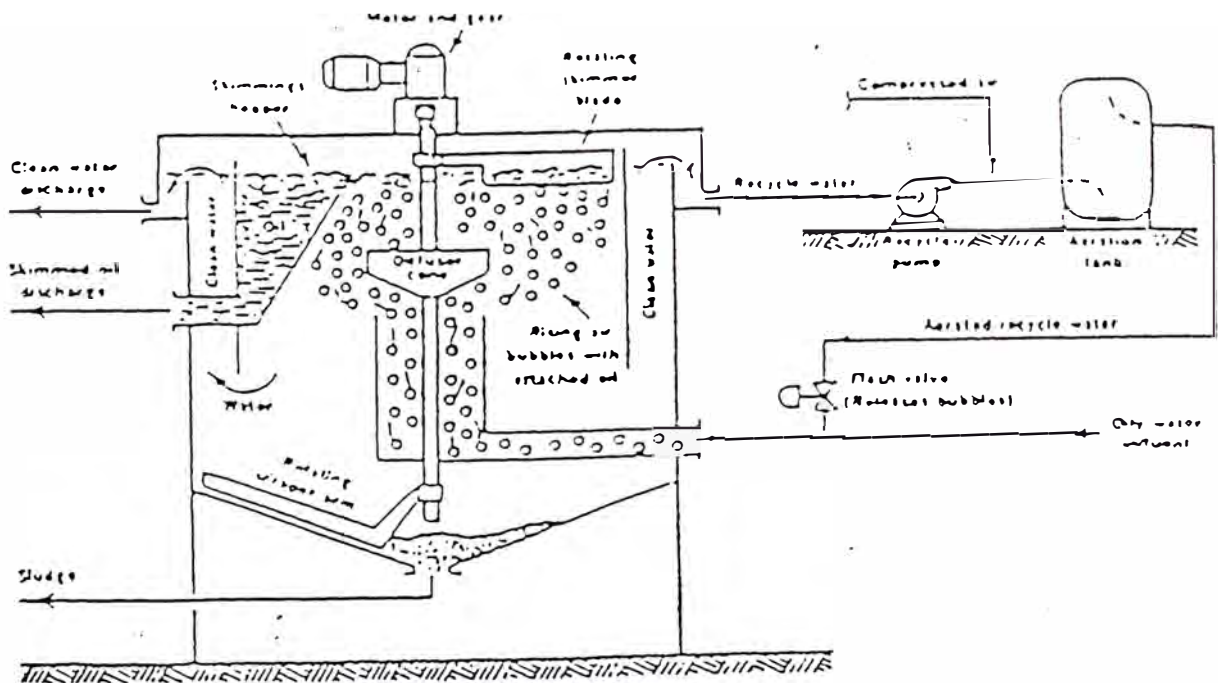
## UNIDADES DE FLOTACION DE GAS

### UNIDADES DE GAS DISUELTO

EL AGUA ES MEZCLADA CON AIRE O GAS A PRESION (40-60 PSI) EN UN TANQUE PRESURIZADO. A FIN DE MANTENER EL GAS DE RETENCION DISUELTO. LUEGO EL AGUA PASA A TRAVES DE UNA VALVULA DESPRESURIZADORA HACIA LA CELDA DE FLOTACION. DONDE A LA PRESION ATMOSFERICA SE PRODUCE EFERVESCENCIA. Y LAS BURBUJAS INTERACTUAN CON LAS PARTICULAS DE ACEITE ELEVANDOLAS HACIA LA SUPERFICIE.

### TIPOS

1. SISTEMA DE PRESURIZACION TOTAL (EL MAS COMUN).
2. SISTEMA DE PRESURIZACION A RECICLO.
- SISTEMA PARCIALMENTE PRESURIZADO.



Recycle Pressurization  
Dissolved Gas Flotation Cell



## Figura N° VII - 5

### SISTEMA DE GAS DISPERSO

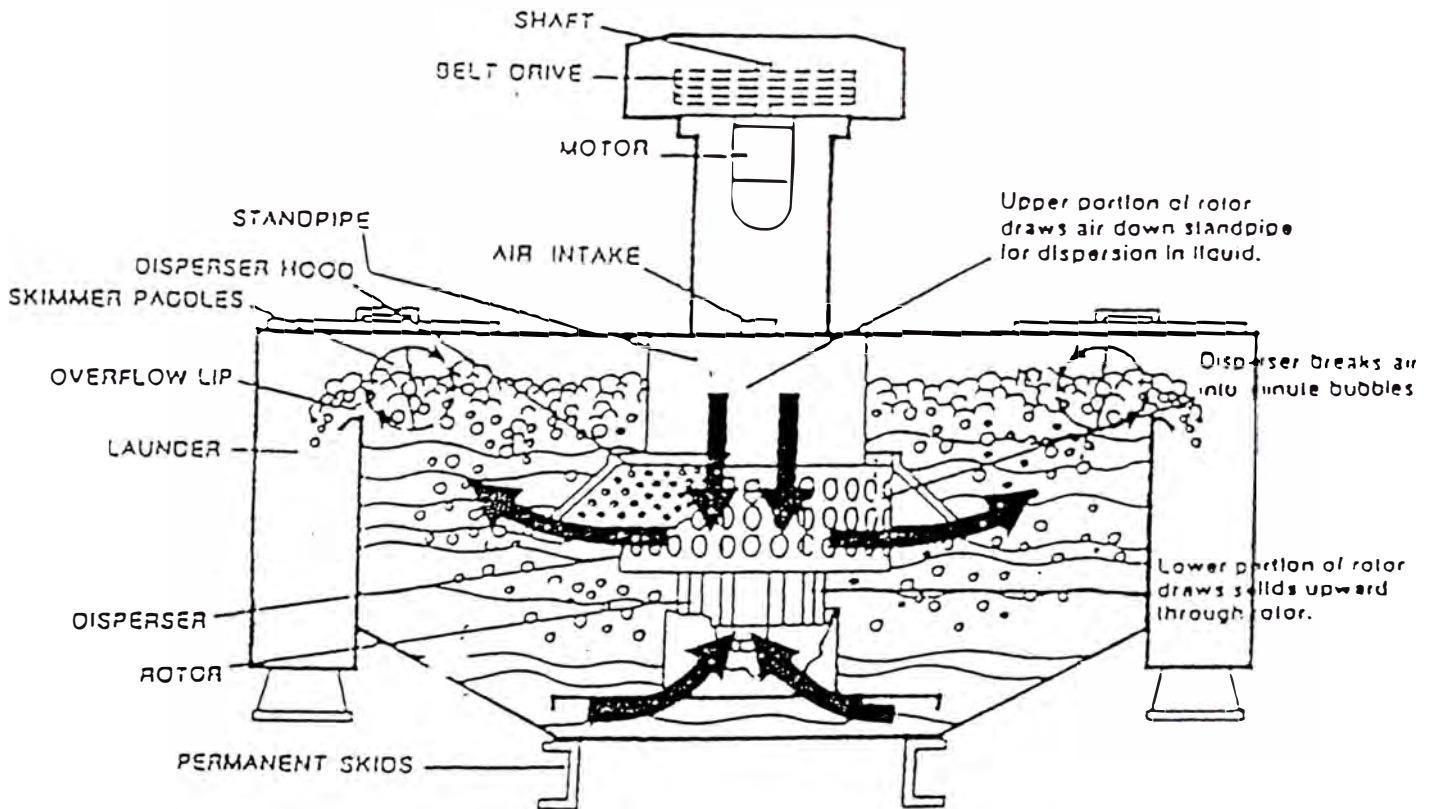
#### PRINCIPIO

SE UTILIZA UN MECANISMO CON UN ROTOR Y UN DISPERSOR ESTÁTICO A TRAVÉS DEL CUAL EL GAS ES FORZADO, CREANDO UN VACÍO EN EL CONDUCTO CENTRAL DONDE SE GENERA UNA MEZCLA DEL GAS Y EL AGUA A TRATAR, DISPERSANDO EL GAS EN FINAS BURBUJAS EN EL AGUA. LA ENTRADA DE AGUA Y GAS DISPERSO A LA CELDA DE FLOTACIÓN (A PRESIÓN ATMOSFÉRICA) PRODUCEN INTERACCIÓN DE LAS BURBUJAS CON LOS CONTAMINANTES AGREGANDO FLOTABILIDAD Y SEPARACIÓN DE LAS MISMAS.

#### TIPOS

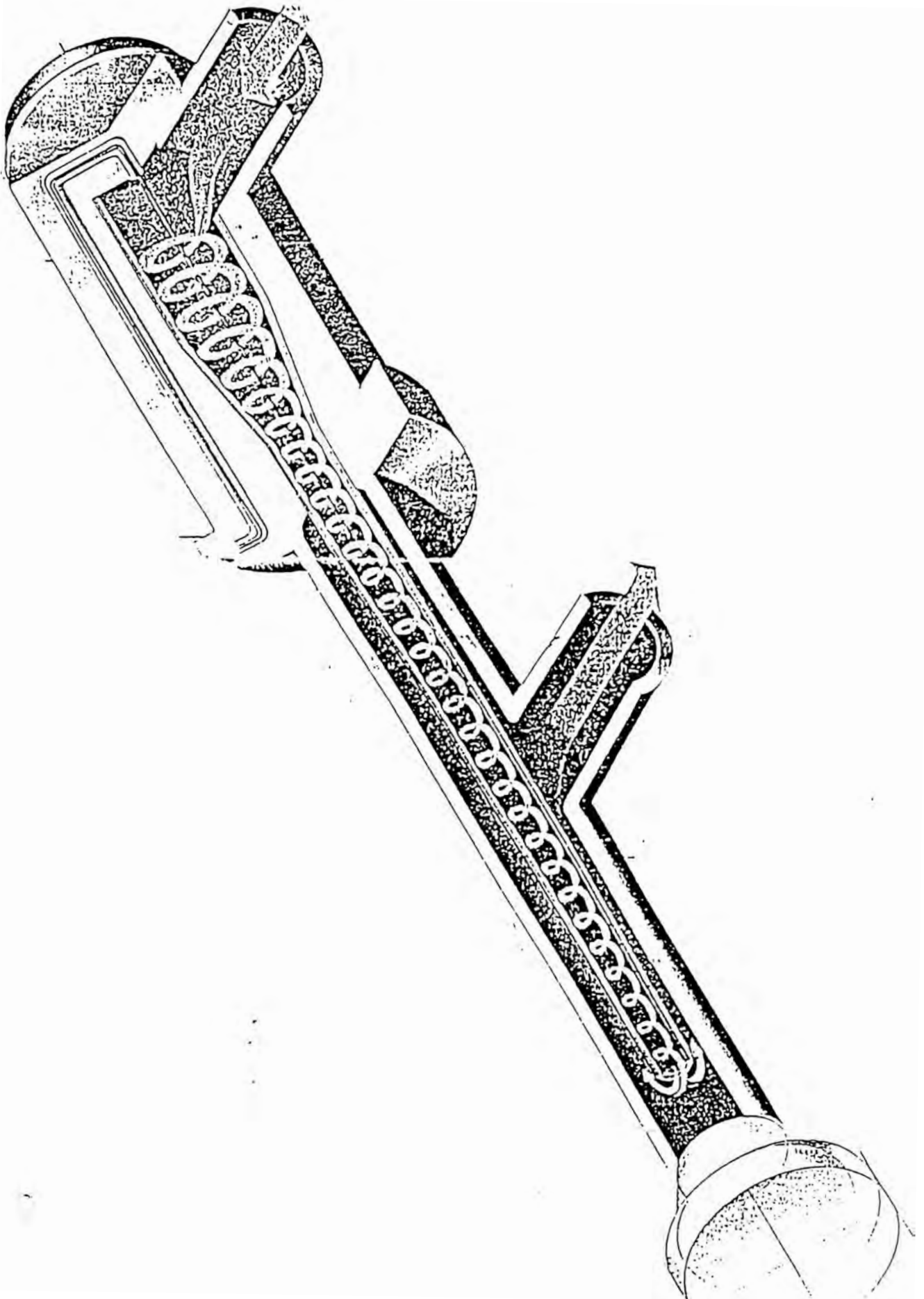
DE ROTOR DISPERSOR  
DE INYECTOR VENTURI

— [ WENCO  
US FILTER QUADRACELL



*Depurator machine float cell  
(section view)*

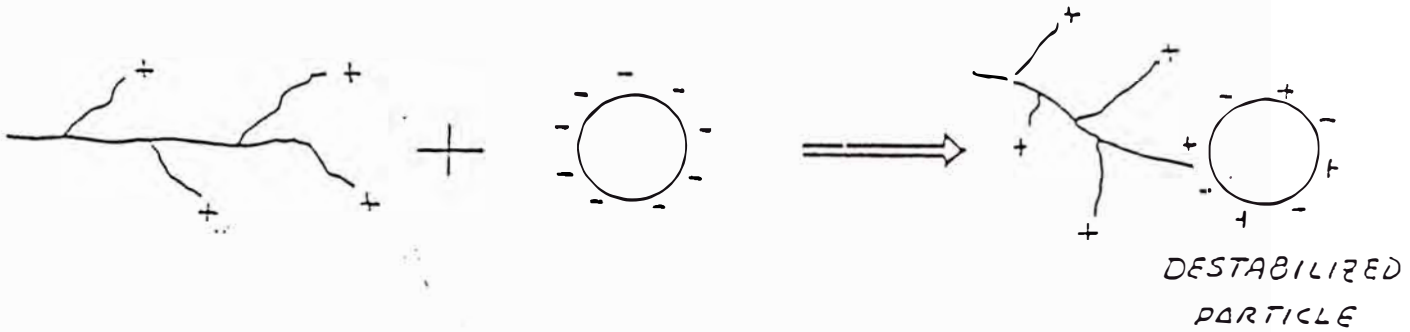
Figura N° VII - 6



# DESTABILIZATION MECHANISM

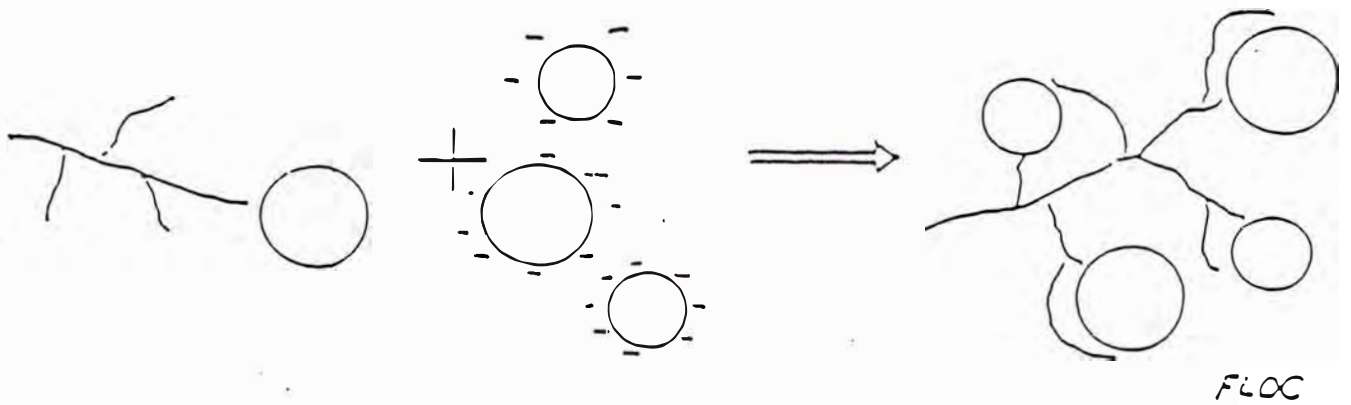
①

ELIMINATE REPULSIVE FORCES



②

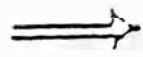
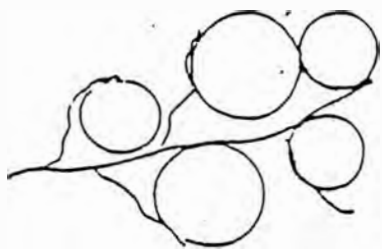
FLOCCULATION



③

COALESCENCE

FLOTATION



④



SETTLING

### **VIII.- ANALISIS DEL AGUA DE PRODUCCION DE YANAYACU:**

En Yanayacu, así como en todos los campos del lote 8, se viene efectuando un programa de monitoreo de calidad de agua para el de producción así como para el del cuerpo receptor, en las siguientes 3 paginas se muestran los cuadros con los resultados obtenidos por el monitoreo en Yanayacu en los últimos 12 meses. El cuadro N° VIII-1 muestra los valores medidos en el agua de producción a la salida de la poza API, punto de salida del agua de producción del sistema de tratamiento de la Batería. El cuadro N° VIII-2 muestra los valores medidos en el agua del cuerpo receptor 500 mts. aguas arriba, es decir antes que reciba al agua de producción; y en el cuadro N° VIII-3 los valores obtenidos en el monitoreo en el cuerpo receptor 500 mts. aguas abajo, lo cual incluye el agua de producción en el agua del cuerpo receptor. En el cuadro N° VIII-4 se indica las máximas concentraciones permitidas en la Ley General de Aguas en su última modificación.

De los cuadros indicados se puede deducir las siguientes conclusiones:

- Las concentraciones de sólidos disueltos, aceites y grasas, plomo y cadmio en el agua de producción a la salida de la poza API, es muy alta con respecto a los límites permitidos por la ley de aguas.
- Las concentraciones de sólidos disueltos, aceites y grasas, plomo, cadmio y cloruros en el aguajal, aguas abajo, también excede los límites permitidos por ley.
- Las concentraciones de sólidos disueltos, aceites y grasas, y cloruros en las mediciones realizadas aguas abajo en el río Huishto Yanayacu,



receptor temporal del agua de producción, desde Setiembre-95, muestran una reducción considerable en comparación a las que se median en el aguajal circundante cuando era receptor.

**CUADRO N° VIII - 1**

**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA  
BATERIA N° 3 - YANAYACU**

AGUA DE PRODUCCIÓN

PUNTO DE MUESTREO : SALIDA DE LA POZA API

PROPIEDAD (UNIDADES)	OCT.94	NOV.94	DIC. 94	ENE. 95	FEB. 95	MAR.95	ABR. 95	MAY.95	JUN. 95	JUL.9 5	AGO.95	SET. 95
AUDAL (M <sup>3</sup> /min)	1.24	1.70	0.69	1.15	1.16	1.17	1.14	1.18	1.20	1.30	1.32	1.33
TEMPERATURA (°C)	71.11	71.10	64.40	69.00	73.00	69.50	72.00	66.60	71.20	68.30	73.80	48.50
pH( Und. Std.)	5.50	5.70	5.94	4.90	5.90	6.75	6.00	6.30	6.90	6.40	6.90	6.90
CONDUCTIV. (umhos/cm)	210,000	300,000	375,000	290,000	330,000	360,000	220,000	56,500	79,600	195,200	180,000	120,000
SOLIDOS DISUELTOS(mg/l)	102,000	160,000	185,000	185,000	165,000	103,600	110,000	28,200	39,850	94,500	92,000	60,000
CLORUROS (mg/l)	100,110	99,000	109,695	97,000	86,000	60,000	95,850	75,300	131,350	92,300	98,200	134,900
OXIGENO DISUELTO (mg/l)	1.80	0.90	0.90	0.50	0.50	0.10	0.23	0.02	0.01	0.01	0.00	0.00
ACEITES Y GRASAS (mg/l)	65.00	62.00	41.00	142.00	133.00	90.00	200.00	54.00	55.20	180.00	20.00	158.00
PLOMO (mg/l)		0.3000			0.0260			1.4400			0.0260	
CADMIO (mg/l)		0.0020			0.0030			2.0000			3.0000	
BARIO (mg/l)		4.5000			2.0500			0.0010			2.0000	
MERCURIO (mg/l)		0.0000			0.0000			0.0000			0.0000	
CROMO (mg/l)		3.0000			0.0000			0.0000			0.0000	

**CUADRO N° VIII - 2**

**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA  
BATERIA N° 3 - YANAYACU**

CUERPO RECEPTOR

PUNTO DE MUESTREO : 500 MTS. AGUA ARRIBA

PROPIEDAD (UNID.)	OCT.94	NOV.94	DIC.94	ENE.95	FEB.95	MAR.95	ABR.95	MAY.95	JUN.95	JUL.95	AGO.95	SET.95
								ARRIBA	ARRIBA	ARRIBA	ARRIBA	ARRIBA
CAUDAL (m3/min)												
TEMPERATURA (°C)	38.00	33.00	31.00	29.80	28.30	29.00	29.00	25.50	27.00			
pH	5.50	6.00	6.60	6.00	6.90	6.00	6.10	5.25	5.20			
CONDUCTIVIDAD	840	900	20	22	22	24	17	16	14			
SOLIDOS DISUELTOS(mg/l)	420	400	10	12	11	12	8	9	7			
CLORUROS(mg/l)	2840	13000	18	8	7	8	5	4	7			
OXIGENO DISUELTO (mg/l)	5.80	4.50	6.00	7.00	4.50	4.00	6.20	6.20	5.50			
ACEITES Y GRASAS (mg/l)	35.00	19.00	6.00	4.00	4.50	2.00	2.30	1.40	1.40			
PLOMO (mg/l)		0.16000			0.04500			0.02000				
CADMIO (mg/l)		0.01500			0.05000			0.01800				
BARIO (mg/l)		0.00000			0.00000			0.00000				
MERCURIO (mg/l)		0.00000			0.00000			0.00000				
CROMO (mg/l)		0.01000			0.09000			0.00000				

**CUADRO N° VIII - 3**

**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA  
BATERIA N° 3 - YANAYACU**

CUERPO RECEPTOR

PUNTO DE MUESTREO : 500 MTS. AGUA ABAJO

PROPIEDAD (UNID.)	OCT.94	NOV.94	DIC.94	ENE.95	FEB.95	MAR.95	ABR.95	MAY.95	JUN.95	JUL.95	AGO.95	SET.95
CAUDAL (m <sup>3</sup> /min)												
TEMPERATURA (°C)	34.00	33.00	31.10	28.00	28.50	28.10	26.90	29.00	30.60	34.9	35	26.5
pH	5.50	6.40	5.30	4.90	5.40	4.90	4.90	6.00	5.80	7	7.2	6.9
CONDUCTIVIDAD	180000	102000	15000	150000	127500	5800	26900	7150	4100	9200	9500	4440
SOLIDOS DISUELTOS(mg/lt)	9000	51000	7000	75000	60300	2400	13450	3576	4550	4800	4200	2210
CLORUROS(mg/lt)	6745	12000	10650	46800	20900	3550	14000	5000	42600	3500	3400	165
OXIGENO DISUELTTO (mg/lt)	6.20	3.50	4.50	2.50	2.00	2.00	2.30	6.00	5.30	3.8	4	7
ACEITES Y GRASAS (mg/lt)	17.00	21.00	10.00	9.00	19.00	15.00	18.00	51.00	2.00	42	38	25.28
PLOMO (mg/l)		0.03800			0.02300			0.02600			0.014	
CADMIO (mg/l)		0.00200			0.00200			1.80000			0.55	
BARIO (mg/l)		3.50000			3.60000			3.20000			0	
MERCURIO (mg/l)		0.00000			0.00000			0.00000			0	
CROMO (mg/l)		0.00100			0.00000			0.00000			0	

**CUADRO N° VIII - 4**

## **IX.- ELECCION TECNICA-ECONOMICA DE LA TECNOLOGIA APLICABLE AL AGUA DE PRODUCCIÓN DE YANAYACU:**

De los resultados del monitoreo y análisis del capítulo anterior, y de la tecnología seleccionada y desarrollada para el tratamiento del agua de producción, en el capítulo VII, a continuación se analiza cada una de ellas para comparar sus posibilidades técnicas y económicas en el tratamiento del agua de producción de Yanayacu.

### **1.- TRATAMIENTO MECANICO :**

#### **- Separadores de aceites y grasas**

La Batería 3 - Yanayacu, cuenta con una, la que llamamos “poza API”, que por los resultados del monitoreo no logra disminuir la concentración de petróleo a niveles requeridos, esto principalmente por falta de espacio, pues fue construido y ampliado limitado al espacio de la batería. Generalmente las pozas tipo API son diseñadas para separar partículas desde 160  $\mu\text{m}$ , en Yanayacu la poza API separa partículas desde 578  $\mu\text{m}$ .

Los separadores de placas paralelas (plano y corrugado), reducirían un 20% a 30% las actuales concentraciones de petróleo y sólidos en suspensión (elementos críticos). Considerando que la dilución del río Huishto Yanayacu muestra una reducción considerable en la concentración de mencionados elementos, que la disposición prevista será en el río Marañón cuyo propiedad de dilución se multiplica muchas veces más que la del río Huishto Yanayacu, y que el costo de implementarlo sería de aproximadamente 50 MUS\$; este sistema se puede considerar como una alternativa de solución.

### - Sistema de flotación

Alternativa que disminuiría la concentración de los elementos críticos, entre 30% y 40% más que los separadores de placas paralelas, la condición en años anteriores de necesidad de espacio para grandes tanques, ha sido eliminada actualmente con equipos compactos, lo que permite su uso en lugares como Yanayacu con restricción de espacio. Sin embargo tienen un costo operativo alto respecto a los separadores de placas paralelas, y su costo de implementación es de MUS\$ 150.0.

Su mayor eficiencia en reducir la concentración de los elementos críticos del agua de producción, la harían preferible respecto al separador de placas paralelas; sin embargo la capacidad de dilución que se tendrá cuando se descargue el agua en el río Marañón permite que la elección se pueda realizar en base al costo, en este sentido el separador de placas paralelas sigue siendo la mejor.

### - Hidrociclón

En el lote 8 tenemos el rendimiento y bondades proporcionados por uno que opera en la Bateria 8 - Chambira, no requiere mucho espacio, se puede adaptar a diferentes regímenes de tratamiento y es capaz de reducir la concentración de petróleo a valores de 15 ppm y menos; sin embargo no permite la separación de sólidos en suspensión, por lo cual se necesitaría un equipo adicional que los separe del agua de producción, lo que prácticamente

sería colocar de todos modos un separador de placas paralelas o un sistema de flotación.

## 2.- TRATAMIENTO QUIMICO:

Para el mejoramiento en la clarificación de la descarga de agua, las cuales en general son pre tratadas por medios mecánicos, se realiza mediante el proceso de floculación, para lo cual se agregan los llamados “clarificadores de agua”, que son mayormente polímeros que atraen las partículas de petróleo y sólidos, que por encontrarse cargadas eléctricamente se encuentran dispersas en el agua, el clarificador forma así flóculos de mayor tamaño que flotan o decantan en el agua.

En el agua de Yanayacu se hizo pruebas con varios clarificadores, encontrándose que el producto más adecuado tendría que inyectarse a una razón de 13 Qts. de galón/día, considerando que el agua de producción tenga un promedio de 12,500 bls/día en los cuatro años de vida productiva, el costo de tratamiento será de aproximadamente 80 MUS\$ (considerando 850 US\$/Drum de química puesto en Yanayacu y 10% de pérdida del producto por manipuleo y transporte).

El tratamiento químico con clarificadores necesita un proceso mecánico que proporcione primero una mezcla adecuada del clarificador con el agua para una buena formación de flóculos, y luego una etapa que permita el tiempo suficiente para el ascenso o descenso de flóculos, lo cual incrementa los 80 MUS\$ calculados.



Entre otros tratamientos químicos que pueden aplicarse, están la adsorción, la extracción por solventes, la separación por membrana; que son métodos muy caros en algunos casos, por regeneración del material requerido, o porque generarían descargas con mayor concentración de contaminantes.

### 3.- TRATAMIENTO BIOLÓGICO:

Este tipo de tratamiento puede reducir la concentración de elementos contaminantes hasta en un 90%, y es un método natural limpio. Pero en el caso del agua de producción, las altas concentraciones de cloruros, no permiten el desarrollo de microorganismos por lo cual no es aplicable.

## **X.- RECOMENDACIONES:**

Sintetizando lo anterior, en el cuadro N°. X - 1, se indican los montos requeridos para implementar las alternativas aplicables en el tratamiento del agua de producción de Yanayacu, donde se puede observar que la conversión de la poza API a una de placas paralelas es la más económica; se muestran además las concentraciones a las que se podría disminuir el petróleo en agua de cada una de las alternativas, como representación de la reducción proporcional de otros componentes contaminantes, por lo que en eficiencia de tratamiento puede verse que la inyección de un clarificador es el más conveniente.

En el cuadro N° X - 2, se puede observar la capacidad de dilución del río Marañón, para lo cual se han considerado las concentraciones máximas detectadas en el monitoreo, se considera también, a falta de mediciones, que el caudal del río Marañón tiene un mínimo de 10 veces el caudal del río Corrientes. Así podemos notar que la concentración de los contaminantes (aceites y metales pesados), luego del tratamiento del separador de placas paralelas, que es la alternativa más económica, será diluida muchas veces menos que las máximas concentraciones permitidas.

Por lo expuesto podemos concluir en lo siguiente:

- 1.- Respaldar la decisión de descargar el agua de producción de Yanayacu al río Marañón frente a la alternativa de inyectarla a las formaciones productivas, por la poca producción de agua en Yanayacu con respecto a campos como Corrientes y Pavayacu que

descargan al río Corrientes sin pasar los límites permitidos por ley, y la gran capacidad de dilución del río Marañón comparada con la del río Corrientes.

2.- El sistema de tratamiento para el agua de producción de Yanayacu, más adecuado es el separador de placas paralelas corrugadas.

## CUADRO N° X-1

### ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS

	COSTO (M\$)	PETROLEO		OBSERVACIONES
		INGRESO (ppm)	SALIDA (ppm)	
CONVERSION DE POZA API A PLACAS PARALELAS	50	> 200	40	La reducción en la concentración de sólidos en suspensión es proporcional a la de petróleo.
EQUIPO DE FLOTACION DISPERSO	150	200	>20	Idem
HIDROCICLON	250	>200	15	No separa sólidos, requiere tratamiento adicional
INYECCION DE CLARIFICADOR	130	200	<15	Considera 4 años de tratamiento 80M\$, y construcción de instalación adicional 50M\$

## CUADRO N° X-2

### CAPACIDAD DE DILUCION DEL RÍO MARAÑÓN

(13,420 m<sup>3</sup>/seg <>7,290 MMBPD) \*

	CONCENTRACION MAXIMA EN AGUA DE PRODUCCIÓN 12,000 BPD	CONCENTRACION ESTIMADA DESPUES DEL SEPARADOR DE PLACAS PARALELAS	CONCENTRACION EN EL RÍO MARAÑÓN (DILUIDA)	CONCENTRACION MAXIMA PERMITIDA
TEMPERATURA (C)	73.8	73.8	30	30
SOLIDOS DISUELTOS	185,000	185,000	304	500
CLORUROS	135,000	135,000	225	250
OXIGENO DISUELTO	0 (MINIMO)	0	3.99	4
ACEITES Y GRASAS	200	40	0.07	1.5
PLOMO	1.44	0.3	0.0005	0.05
CADMIO	3.0	0.6	0.0010	0.01
BARIO	4.5	0.9	0.0015	N.I.
MERCURIO	0	0	0	0.002
CROMO	3.0	0.6	0.001	0.05

NOTA: Las concentraciones asumidas luego de la conversión de la poza API, a placas paralelas, son consideradas por el aumento de eficiencia de separar partículas de 578µm a mayores de 161 µm.

\* Valor estimado considerando un caudal mínimo de 10 veces el del río Corrientes.

**XI.- BIBLIOGRAFIA :**

- CEPIS : Manual de evaluac. y manejo de sust. tóxicas en agua superficiales.
- ARPEL : Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida.
  - API PUBLICATION 421 : Monographs on refinery environmental control - management of water discharges - Design and Operation of Oil-Water Separators.
  - GTZ - CEPIS : Manual de Disposición de aguas residuales
  - Ellis & Fischer : Clarificación de agua de desecho de campos y refinerías de petróleo mediante flotación por gas.
  - Jacques Andre : Tratamiento biológico de efluentes líquidos industriales.
  - El Peruano : Normas legales..