

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL SEK.**

**FACULTAD DE CIENCIAS AMBIENTALES.**

**TESIS DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO AMBIENTAL.**

**TÍTULO: TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE  
FORMACIÓN DEL POZO SSFD-A-45 PRODUCIDA EN EL CAMPO  
PETROLERO SHUSHUFINDI-SUR DE LA EMPRESA  
PETROPRODUCCION.**

**AUTOR: MAYRA JOANNA IZURIETA FIERRO.**

**DIRECTOR: DOC. CARLOS ORDÓÑEZ.**

**AÑO: 2003.**

**QUITO – ECUADOR**

## **AGRADECIMIENTO.**

A mi papi ya que desde el cielo siempre me ha cuidado y me ha enviado la fortaleza necesaria para seguir adelante y sobrepasar los momentos difíciles. A mi mami que ha sabido ser un ejemplo de superación, cariño, comprensión y apoyo durante toda mi vida. A mi hermano que siempre ha estado para defenderme y darme ánimos para así cumplir las metas propuestas.

A toda mi familia por siempre confiar en mí y por su constante apoyo durante toda mi carrera universitaria.

A la Universidad Internacional SEK y de manera especial al Doc. Carlos Ordóñez, Ing. Abel Troya, Ing. Katty Coral que han colaborado directamente para que este proyecto llegue a un buen término.

## **INDICE.**

RESUMEN.

ABSTRACT.

### **CAPITULO I.**

- INTRODUCCIÓN 1.

### **CAPITULO II.**

- GENERALIDADES
  - 2.1 Control de la contaminación de agua y suelo. 3.
  - 2.2 Técnicas disponibles para el tratamiento y manejo 4.
    - 2.2.1 Eliminación de aceites y sólidos 4.
    - 2.2.2 Reducción de la demanda de oxígeno 5.
    - 2.2.3 Manejo del agua producida 5.
    - 2.2.4 Sistemas de recolección 5.
    - 2.2.5 Centrales de recolección 6.
    - 2.2.6 Planta de tratamiento del agua 6.
    - 2.2.7 Sistemas de tratamiento cerrado 6.
    - 2.2.8 Sistemas de tratamiento abierto 7.
    - 2.2.9 Sitios de descarga 7.
  - 2.3 Políticas ambientales y reglamentaciones gubernamentales 7.
    - 2.3.1 Objetivos de la calidad de agua de superficie 8.

### **CAPITULO III.**

-	AGUAS DE YACIMIENTOS PETROLEROS	
	3.1 Consideraciones generales	13.
	3.2 Acumulación y entrapamiento del petróleo	13.
	3.3 Propiedades de los yacimientos	14.
	3.3.1 Porosidad	14.
	3.3.2 Saturación	15.
	3.3.3 Permeabilidad	15.
	3.4 Operaciones de Producción	15.

### **CAPITULO IV.**

-	ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA	
	4.1 Procedimiento de muestreo	18.
	4.1.1 Botellas de muestra	18.
	4.1.2 Volumen de la muestra	18.
	4.1.3 Prácticas de muestreo	19.
	4.2 Análisis Cuantitativo	19.
	4.2.1 Componentes primarios	19.
	4.2.2 Significado de los componentes y sus propiedades	20.
	4.2.3 Otras propiedades	22.
	4.3 Técnicas de análisis del agua	25.
	4.3.1 Shushufindi Sur	25.
	4.3.2 Descripción	25.

### **CAPITULO V.**

-	PROBLEMAS POTENCIALES AMBIENTALES	
	5.1 Caracterización	27.

5.2 Contaminación de fuentes de agua y sus volúmenes	27.
5.3 Poder de la contaminación	29.
5.3.1 Reducción de la cantidad de agua producida	30.
5.3.1.1 Cierre de pozos	30.
5.3.1.2 Reacondicionamiento en pozos productores	30.
5.3.1.3 Químicos agregados a los procesos	30.
5.3.2 Reutilización del agua producida	31.
5.3.3 Reciclado del agua producida	31.
5.3.4 Recuperación del agua producida	31.

## **CAPITULO VI.**

### **- METODOS DE DISPOSICION**

6.1 Métodos disponibles de disposición	33.
6.1.1 Descargas sin control	33.
6.1.1.1 Descarga sin control a la superficie	33.
6.1.1.2 Descarga sin control en agua dulce	33.
6.1.1.3 Descarga sin control en ambientes costeros	33.
6.1.2 Descargas controladas	33.
6.1.2.1 Descarga controlada en la superficie	33.
6.1.2.2 Descarga controlada en aguas superficiales	34.
6.1.2.3 Descarga controlada en ambientes costeros	34.
6.1.3 Evaporación	34.
6.1.4 Inyección en pozos	35.
6.1.4.1 Inyección en pozo poco profundo	35.
6.1.4.2 Inyección en pozo profundo	35.
6.1.4.3 Recuperación secundaria	36.
6.1.5 Investigación de los problemas de inyección	37.
6.2 Muestra de agua y análisis	38.

6.3 Compatibilidad de las aguas	38.
6.4 Formaciones sensibles	40.
6.5 Sólidos suspendidos	40.
6.6 Calidad del agua	41.
6.6.1 Índice de Langelier	41.
6.6.2 Índice de estabilidad de Ryznar	42.
6.6.3 Índice de Stiff y Davis	43.
6.7 Pruebas de filtración	45.
6.8 Corrosividad del agua	50.
6.9 Población microbiana	50.
6.10 Métodos de disposición recomendados	51.

## **CAPITULO VII.**

- POZO INYECTOR SSFD-A-45	52.
---------------------------	-----

## **CAPITULO VIII.**

- TRATAMIENTOS REQUERIDOS ANTES DE LA DISPOSICIÓN	
8.1 Deshidratadores mecánicos y separadores	54.
8.2 Tratadores	54.
8.2.1 Principios básicos de los tratamientos	55.
8.2.2 Aplicación de calor en el tratamiento	56.
8.2.3 Tratamiento químico	56.
8.3 Remoción del petróleo disperso	56.
8.3.1 Separadores API y de placas paralelas	57.
8.4 Remoción de sólidos en suspensión	58.
8.5 Bacterias	59.
8.5.1 Bacterias que causan problemas	60.

8.5.2 Cultivo e identificación de bacterias	61.
8.5.3 Bacterias Desulfovibrio Desulfuricans	61.

## **CAPITULO IX.**

- TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN ESTACION SHUSHUFINDI SUR	
9.1 Concepto del diseño	62.
9.2 Sistema de tratamiento	62.
9.3 Unidades de alta presión	63.

## **CAPITULO X.**

- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
10.1 Conclusiones	65.
10.2 Recomendaciones	67.

## **CAPITULO XII.**

- BIBLIOGRAFÍA	69.
----------------	-----

## **ANEXOS.**

- Tabla 1.- Análisis físico-químico y bacteriológico Piscina Shushufindi Sur.	
- Tabla 2.- Análisis físico-químico y bacteriológico Pozo SSFD-A-45	

- Cuadro 1.-

Proyecciones de producción de petróleo 1996 – 2014

- Gráfico 1.-

Prueba de filtración

- Gráfico 2.-

Pozo inyector SSFD-A-45

- Gráfico 3.-

Separadores API y separadores de placas paralelas

- Gráfico 4.-

Sistema abierto de tratamiento de aguas de formación

Gráfico 5.-

- Separadores Agua / Aceite. Piscinas de la estación Sur de Shushufindi

Gráfico 6.-

- Plano / mapa de ubicación del pozo SSFD-A-45

## **RESUMEN.**

La disposición del agua de formación producida en el campo petrolero de Shushufindi – Sur del Distrito Amazónico, constituye un problema ambiental por las características contaminantes de este fluido que acompaña al petróleo en su proceso de extracción.

Una solución viable es la reinyección de agua, que se realiza luego de los análisis de los componentes, la definición de los tratamientos requeridos, la completación de pozos inyectoros y el diseño de los equipos de tratamiento y reinyección.

Los resultados indican que se obtienen altos volúmenes de inyección de agua a la arena de desecho de formación Tiyuyacu por sus parámetros de permeabilidad, porosidad, suficiente espesor, área extensa y baja presión de reservorio.

El grado de tratamiento requerido para el agua de formación es mínimo y con el propósito de evitar los depósitos sólidos y prevenir la corrosión se recomienda el sistema de tratamiento abierto.

**DESCRIPTORES:** Agua de formación / Tratamiento de agua / Reinyección en pozos / Depósitos / Corrosión.

## **ABSTRACT.**

The arrangement of formation water produced in Shushufindi – Sur petroleum field of the Amazon District created an environmental problem because of the characteristics of the contaminants of this fluid that goes with the petroleum in the extraction process.

One viable solution is the re-injection of formation water, this is realized after an analysis of it's components, the treatment required was determined, the design of the treatment and re-injection equipment determined and completion of the injection wells.

The results indicate that high volumes of injection water can be obtained in the waste sand of the Tiyuyacu formation because of it's high permeability and porosity, sufficient depth, large area and low resevoir pressure.

The lamount of treatment of the formation water required is minimal and to avoid solid deposits and prevent corrosionan open treatment system is recommended.

**KEY WORDS:** Formation water / Water treatment / Re-injection wells  
/ Deposits / Corrosion.

## **CAPITULO I.**

### **INTRODUCCION.**

Las Compañías petroleras tanto privadas como estatales deben comprometerse con una política de mejoramiento de la calidad y/o reducción de la cantidad de los efluentes líquidos, sobre todo para la disposición del agua de formación que es el mayor desperdicio en la producción de petróleo durante la vida de un explotación hidrocarbúfera.

Millones de barriles de agua conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos deben ser manejados todos los días en las instalaciones petroleras.

El agua producida debe ser tratada y eliminada mediante una variedad de métodos, con la implementación de las mejores técnicas desarrolladas para un sistema en particular. Para el presente trabajo se seleccionó la inyección en un pozo profundo.

Estos estudios describen el agua de los yacimientos petroleros, sugieren métodos para minimizar volúmenes, analizan sus componentes, especifican los tratamientos requeridos y realizan una descripción de los métodos probables de eliminación, estableciendo procedimientos para el seguimiento y control de la disposición del agua de formación, señalando las normas y reglamentos ambientales que deben ser cumplidos.

De acuerdo a las características de los yacimientos del campo petrolero Shushufindi Sur del Distrito Amazónico, el sistema de disposición de agua

producida que mejor se adapta es la inyección a formaciones profundas del subsuelo.

## **CAPITULO II.**

### **GENERALIDADES.**

#### **2.1 CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN DE AGUA Y SUELO.**

En el mundo actual existe una creciente conciencia pública y presiones gubernamentales para prestar una mayor atención a las cuestiones ambientales.

En el área petrolera, las compañías explotadoras y productoras tanto privadas como estatales deben adoptar políticas ambientales corporativas en la que demuestren su compromiso para la protección ambiental.

El mayor producto de desperdicio en la producción de petróleo durante la vida de los yacimientos y pozos es conocido como salmuera de los yacimientos, agua salada o agua producida.

Millones de barriles de agua, conteniendo cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados, hidrocarburos dispersos y disueltos, deben ser tratados y manejados diariamente. La eliminación indebida es fácilmente comprobable tierra adentro.

El control de la contaminación de agua y suelos, requiere la implantación de las mejores técnicas disponibles para el tratamiento y manejo del agua producida, así como la capacitación del personal para la operación de las instalaciones indispensables.

## **2.2 TÉCNICAS DISPONIBLES PARA EL TRATAMIENTO Y MANEJO.**

Algunos procesos de tratamiento son comunes a todos los métodos de desecho, mientras que otros son específicos para algunos métodos en particular. Según el destino del agua de desecho. Existen alternativas para aprovechar algunos de los constituyentes del agua producida, para lo cual se requieren estudios de factibilidad técnica y económica que los justifiquen.

También existen procesos avanzados de tratamiento para acondicionar el agua en caso de reutilización industrial y doméstica.

Los principales procesos de tratamiento que pueden necesitarse al acondicionar el agua para su desecho o aprovechamiento están orientados a la eliminación de aceite, sólidos, gases y la reducción de la demanda de oxígeno.

### **2.2.1 ELIMINACION DE ACEITES Y SÓLIDOS.**

La Eliminación de aceite es básica para todos los procesos de desecho de agua de yacimientos petroleros. Existen varios métodos para la remoción de aceite que utilizan efectos físicos (Separadores API, Celdas de flotación), auxiliados generalmente por efectos químicos (Coagulantes, Demulsificantes y Espumantes).

También se emplea en forma complementaria la digestión de compuestos orgánicos por acción bacteriana controlada, denominándose a este proceso de lodos activados.

### **2.2.2 REDUCCION DE LA DEMANDA DE OXIGENO.**

Generalmente, el agua por desechar tiene gran avidez por consumir oxígeno debido a la presencia de materiales químicos y orgánicos que tienden a oxidarse.

La mezcla de agua de desecho con aguas superficiales al asimilar el oxígeno disuelto de éstos, produce alteraciones que deterioran las condiciones de vida de la flora y fauna de la corriente, por lo que es necesario aplicar un proceso que provea de oxígeno al agua de desecho y permita una rápida estabilización.

La materia orgánica biodegradable puede ser oxidada por microorganismos mediante la implantación de un proceso biológico. El tratamiento biológico generalmente se clasifica como aeróbico, anaeróbico, aeróbico-anaeróbico.

### 2.2.3 MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA.

El diseño de un sistema de disposición del agua producida está íntimamente relacionado con la naturaleza, volumen de agua y el destino final de la misma. Los métodos para eliminar el agua producida constan de un sistema de recolección, una planta de tratamiento, un centro de almacenamiento y un sistema de descarga.

### 2.2.4 SISTEMAS DE RECOLECCION.

Los primeros problemas que se presentan en los sistemas de recolección son corrosión e incrustaciones; por esta razón, el sistema debe construirse con material resistente a la corrosión, que proporcione un flujo eficiente y que tenga un acceso fácil a sus partes para efectuar reparaciones.

Los sistemas de recolección están sujetos a la acumulación de incrustaciones, las cuales dependerán de las características del agua.

Mediante el análisis del agua por eliminar puede estimarse la tendencia corrosiva o incrustante, varios tipos de líneas conductoras resistentes a la corrosión se utilizan en estos sistemas de recolección:

- Tuberías de asbesto y cemento

- Tuberías de plástico o fibra de vidrio
- Tuberías de acero recubiertas con plástico
- Tuberías recubiertas con cemento

#### 2.2.5 CENTRALES DE RECOLECCION.

Los centros colectores consisten de tanques que tienen por objeto almacenar y controlar las fluctuaciones en la producción del agua, así como propiciar el asentamiento del material en suspensión y separar el aceite remanente del agua. De estos centros colectores, el agua pasa a la planta de tratamiento.

#### 2.2.6 PLANTA DE TRATAMIENTO DEL AGUA.

El número y divisiones de este equipo estará determinado por el volumen y características del agua por tratar, así como por los requerimientos del efluente y su destino para desecho. Dependiendo de estos factores, son dos los tipos de plantas utilizables: Plantas de sistema cerrado y Plantas de sistema abierto.

#### 2.2.7 SISTEMAS DE TRATAMIENTO CERRADO.

En este sistema el agua por tratarse no tiene contacto con el aire, evitando la disolución del oxígeno del aire. Estos tratamientos se usan cuando se requiere un tratamiento mínimo, empleando filtros para eliminar la materia en suspensión y material orgánico, también se usan inhibidores de corrosión.

#### 2.2.8 SISTEMAS DE TRATAMIENTO ABIERTO.

Este tipo de sistema proporciona al agua el contacto con el aire, con el fin de favorecer la oxidación de los compuestos ferrosos para que precipiten como férricos y sean eliminados. En este sistema se realizan los tratamientos de aereación, sedimentación, filtración, lodos activados y adición de reactivos químicos.

### 2.2.9 SITIOS DE DESCARGA.

El agua producida puede descargarse en estanques de infiltración y fosas de evaporación, cuando los volúmenes no son grandes. Para volúmenes mayores se utiliza la disposición en formaciones del subsuelo.

## **2.3 POLITICAS AMBIENTALES Y REGLAMENTOS GUBERNAMENTALES.**

La calidad de un cuerpo de agua es relativa, no existen estándares de calidad absolutos. La aceptabilidad del agua está directamente relacionada con las necesidades de los usuarios, individuos, grupos, poblaciones, municipalidades, industrias y vida silvestre.

Tradicionalmente, la calidad del agua se evalúa en relación con parámetros físicos, químicos y biológicos y en relación al uso que se la quiera dar. No existe un conjunto único de niveles de estos parámetros medibles que satisfaga todos los usos.

Es difícil definir la “calidad” de un cuerpo de agua. La evaluación es complicada y parcialmente subjetiva. De todas maneras es necesario tener una guía para algunos niveles mínimos de calidad debajo de los cuales no se permite que ningún cuerpo de agua se deteriore.

### 2.3.1 OBJETIVOS DE LA CALIDAD DE AGUA EN SUPERFICIE.

Estos objetivos deben representar una calidad de agua apropiada para la mayoría de los usos, ya sea en uso directo o preparada para el uso con un grado de tratamiento económicamente práctico.

Estos parámetros son los siguientes:

1. Bacteriológico.- Se mide por la densidad de los coliformes torales y la densidad de los coliformes fecales, debiendo no exceder de 1000 por 100 ml los primeros y de 200 por 100 ml los segundos.
2. Oxígeno disuelto.- Un mínimo de 5 mg/l.
3. Demanda bioquímica de oxígeno.- No debe exceder un límite que crearía un contenido de oxígeno disuelto de menos de 5 mg/l.
4. Sólidos suspendidos.- No se incrementarán en más de 10 mg/l sobre el valor del ambiente.
5. pH.- Dentro de la escala en 6.5 a 8.5 con alteraciones en no más de 0.5 unidades del valor del ambiente.
6. Temperatura.- No se incrementará en más de 3°C por encima de la temperatura ambiente del agua.
7. Olor.- El número de umbral de olor frío (20°C) no debe exceder de 8
8. Color.- No se incrementará más de 30 unidades por encima del valor natural.
9. Turbidez.- No excederá más de 25 unidades Jackson sobre la turbidez natural.
10. Aceite y Grasa.- Sustancialmente ausente, sin brillo.
11. Fenoles.- Menor a 0.005 mg/l.

12.Pesticidas.- Corresponde a los químicos de hidrocarburos clorados y fosforados orgánicos, su uso debe ser aprobado por el Ministerio del Ambiente.

13.Metales tóxicos.- Concentraciones máximas en mg/l de Arsénico, bario, Cadmio, Cromo, Cianuro, Plomo, Mercurio, Plata.

14.Compuestos inorgánicos.- Concentraciones máximas en mg/l de Boro, Flúor, Hierro, manganeso, Nitrógeno, Fósforo, Sodio, Sulfhídricos, Zinc.

En el Ecuador, el modelo actual de gestión a nivel del Medio Ambiente se caracteriza por la dispersión, descoordinación y falta de orientación de competencias en un sinnúmero de organismos públicos con funciones en aspectos de control, regulación y manejo ambiental.

La regulación de las actividades hidrocarburíferas le corresponde al Ministerio de Energía y Minas, basado en la Ley de Hidrocarburos, que en la letra T del artículo 31, señala que “PETROECUADOR y los Contratistas o Asociados en exploración y explotación, refinería, transporte y comercialización de hidrocarburos, están obligados a conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las leyes y reglamentos de protección del Medio Ambiente y de la seguridad del País y con la relación a la práctica internacional en materia de preservación de la riqueza ictiológica y de la industria agropecuaria”.

Adicionalmente, el artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos dispone que el Ministerio del ramo es el funcionario encargado de la ejecución de la política de hidrocarburos aprobada por el Presidente de la República así como de la aplicación de la Ley de Hidrocarburos, para lo cual está facultado para dictar los reglamentos y disposiciones que se requieren para el efecto.

En el Registro Oficial No. 766 del 24 de Agosto de 1995, con Decreto No. 2982, se expidió el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.

En el capítulo V Desarrollo y Producción, Art. 28. “Instalaciones de Producción” constan las reglamentaciones para la eliminación del agua de formación en los literales:

e) Toda estación de producción o similar dispondrá de un sistema de tratamiento de fluidos, resultantes del proceso de separación del petróleo, agua y/o gas.

g) Cualquier empresa que disponga de agua salada u otro desecho proveniente de operaciones de petróleo y gas por medio de inyección en una formación porosa, no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, cumplirá lo siguiente:

Antes de que una formación sea aprobada para ser receptora, el solicitante deberá indicar que las formaciones están separadas de formaciones de agua dulce por estratos impermeables, los cuales brindarán adecuada protección a dichas formaciones de agua dulce.

h) Para la inyección, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales.

i) No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumplan con los límites permisibles constantes en el cuadro No. 4, Capítulo 9 del Reglamento.

## **CAPITULO III.**

### **AGUAS DE YACIMIENTOS PETROLEROS.**

#### **3.1 CONSIDERACIONES GENERALES.**

Las teorías actuales sostienen el origen orgánico del petróleo, constituido de una mezcla compleja de compuestos de carbono e hidrógeno que pueden ser gas, líquido o sólido, dependiendo de la composición, la presión y la temperatura.

La cantidad de petróleo generado es extremadamente pequeña con relación al volumen total de la roca petrolífera. La compresión continua de estas rocas petrolíferas dio lugar a temperaturas y presiones suficientes para causar la migración primaria de petróleo a rocas adyacentes, porosas y permeables. Estas rocas adyacentes, también sedimentarias y depositadas en un ambiente marino tienen los espacios de sus poros llenos de agua, con niveles variables de salinidad. Luego de la migración primaria, ocurrió una secundaria, en la que el petróleo migró a través del agua y se concentró en depósitos. Esta concentración es el resultado de la segregación por gravedad entre el petróleo y el agua, permaneciendo este petróleo segregado en contacto con la capa de agua freática la cual sostiene la presión de la misma.

#### **3.2 ACUMULACION Y ENTRAMPAMIENTO DEL PETROLEO.**

Los hidrocarburos fluirán o migrarán a través de las rocas hasta encontrarse con un trampa. Esto impide cualquier movimiento adicional, debido a lechos recipientes, estratos impermeables de cobertura o barreras.

Las trampas requieren tanto de una roca de depósito con permeabilidad y porosidad como también un sello, con rocas densas, no porosas e impermeables.

La clasificación de yacimientos en base de la configuración geométrica consiste de tres divisiones:

1. Trampas estratigráficas
2. Combinación de trampas estratigráficas y estructurales
3. Trampas estructurales

### **3.3 PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS.**

Las tres características de interés en una roca reservorio, desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos son: porosidad, saturación de petróleo – agua y permeabilidad.

#### **3.3.1 POROSIDAD (O).**

Es la medida de los poros en la roca, cuando más alta sea, mayor será la cantidad de hidrocarburos que pueda contener un yacimiento. Existen dos clases de porosidad: Absoluta y Efectiva.

Porosidad absoluta.- Es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre sí o no.

Porosidad efectiva.- Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca, siendo una indicación de la conductividad de fluidos.

#### **3.3.2 SATURACION (S).**

Es una medida de cuánto petróleo y agua existe en los poros. Toda roca almacena algo de agua dentro de los poros como resultado de la forma en que fueron depositadas.

### 3.3.3 PERMEABILIDAD (K).

Es una medida de la conductividad de la roca a los fluidos para que se muevan a través de la red de poros interconectados.

## 3.4 OPERACIONES DE PRODUCCIÓN.

La producción de petróleo generalmente comienza inmediatamente de haberse perforado el pozo inicial de exploración y continúa a lo largo del desarrollo del campo y durante muchos años.

La producción requiere que los fluidos que ingresan en las tuberías de completación del pozo puedan fluir hasta la superficie donde son procesados, separados y transportados.

Las cantidades de agua producida en un principio son muy pequeñas, incrementándose en el tiempo, conforme continúa la producción. La presión en el yacimiento en áreas inmediatas a los pozos disminuye, produciéndose un movimiento de fluido dentro del yacimiento en el cual el contacto petróleo-agua es perturbado. Estos cambios varían desde un movimiento relativamente constante hasta la digitación del agua que es más móvil, hacia zonas de baja presión, creadas por los vacíos de los pozos productores. Estos movimientos del agua y los contactos son una función de los parámetros del yacimiento.

Esta agua tiene que ser separada del petróleo, ya que los oleoductos en sus especificaciones tienen estipulado un contenido máximo de agua del 1%. En áreas o yacimientos donde la producción de petróleo es continua, se debe instalar equipos para separar el agua del petróleo, eliminar el agua y permitir la continuación de la producción.

Los fluidos producidos desde los diferentes pozos son enviados a una estación de producción para su separación.

Las facilidades para la separación en cada estación consiste en separadores de dos fases (gases + líquidos) y tanques de lavado donde el aceite y el agua son separados. En este proceso de separación se usan químicos demulsificantes para el tratamiento de las emulsiones.

El agua es descargada desde la base de los tanques de lavado mediante el sifonado con una pierna hidrostática hacia las piscinas, desde las cuales es enviada a los ríos o a los procesos de reinyección.

El tratamiento y disposición del agua producida en un campo petrolero se puede realizar en diferentes formas, dependiendo su selección de las regulaciones ambientales y de un análisis económico.

a) Recuperación Secundaria.

El agua de formación se inyecta en muchos yacimientos para proyectos de recuperación secundaria y mantenimiento de presión. En un proyecto de mantenimiento de presión, el agua se inyecta en la capa freática para evitar la disminución de la presión general del depósito.

b) Inundación de Agua.

En un proceso de inundación de agua, se inyecta el agua mediante un sistema de pozos ubicados entre los pozos productores y el agua, se mantiene la presión y el petróleo fluye desde los pozos del yacimiento hacia los pozos productores, produciendo grandes cantidades de agua que normalmente son recirculadas al yacimiento.

c) Pozos de desecho.

Generalmente se usan pozos abandonados, secos o perforados exclusivamente para la inyección en zonas de acuíferos no productores.

Cuatro son los requerimientos básicos para esta disposición:

1. Alta permeabilidad y porosidad
2. Suficiente espesor
3. Área suficientemente extensa
4. Baja presión de reservorio

## **CAPITULO IV.**

### **ANÁLISIS DEL AGUA PRODUCIDA.**

#### **4.1 PROCEDIMIENTOS DE MUESTREO.**

El agua siendo el solvente universal, disolverá a casi todos los compuestos inorgánicos. Las aguas producidas han estado presentes en la capa freática asociada al petróleo y han disuelto a ciertos compuestos de las varias formaciones rocosas. Para determinar el tratamiento óptimo y el método de eliminación, se requiere de un análisis preciso de agua producida.

La muestra de agua de un sistema tiene que ser representativa para que el análisis tenga el valor requerido.

##### **4.1.1 BOTELLAS DE MUESTRAS.**

Para los análisis de minerales disueltos y para los sólidos se usan botellas plásticas nuevas con tapas plásticas.

Para los análisis de contenido de petróleo y otros componentes orgánicos se deberán emplear botellas de vidrio.

##### **4.1.2 VOLUMEN DE MUESTRA.**

El volumen de una muestra requerida para un análisis de agua depende de la cantidad de constituyentes disueltos y el número de los cuales se va a determinar.

El volumen mínimo de una muestra es de 500 ml y es necesario realizar dos muestras como mínimo, separadas en un período de tiempo para que el análisis sea representativo.

#### **4.1.3 PRACTICAS DE MUESTREO.**

- Tomar muestras en el cabezal del pozo
- En el pozo se debe muestrear a varios niveles de la columna de fluido
- Tomar muestras cuando el sistema funciona normalmente y no está parado o estático.
- Realizar mediciones “In situ” para algunas propiedades del agua que cambian rápidamente después del muestreo como pH, temperatura, alcalinidad y población bacterial.

#### **4.2 ANALISIS CUANTITATIVO.**

En este tipo de análisis es necesario tener conocimiento de lo siguiente:

- Los componentes del sistema de agua producidas de mayor importancia para los métodos de eliminación en uso.
- El significado de cada uno.
- Los métodos analíticos que típicamente se utilizan para medir las concentraciones de cada componente.
- El API-RP-45 es la práctica de análisis recomendada para aguas en los campos petroleros.

##### **4.2.1 COMPONENTES PRIMARIOS.**

Estos componentes dependen del agua específica que produce y en su mayoría han sido estudiados en forma extensa e individualmente por muchas razones. En las aguas de inyección se realizan análisis de los cationes que son propensos a formar sales o compuestos insolubles que obstruyen los sistemas.

CATIONES	ANIONES	OTRAS PROPIEDADES
Calcio (Ca) <sup>2+</sup> Magnesio (Mg) <sup>2+</sup> Sodio (Na) <sup>+</sup> Hierro (Fe) <sup>3+</sup> Bario (Ba) <sup>2+</sup> Estroncio (Sr) <sup>2+</sup>	Cloruro (Cl) <sup>-</sup> Carbonato (CO <sub>3</sub> ) <sup>2-</sup> Bicarbonato (HCO <sub>3</sub> ) <sup>-</sup> Sulfato (SO <sub>4</sub> ) <sup>2+</sup>	pH Contenido de sólidos suspendidos Tamaño de distribución de las partículas Composición química de los sólidos suspendidos Metales pesados Turbidez Temperatura Gravedad específica Oxígeno disuelto Anhídrido carbónico disuelto Sulfuro ( como H <sub>2</sub> S ) Población bacteriana Contenido de aceite

Además se calcula los sólidos disueltos totales (SDT) que son la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

#### 4.2.2 SIGNIFICADO DE LOS COMPONENTES Y SUS PROPIEDADES.

##### CATIONES.

##### A) Calcio.

Es uno de los componentes principales de las salmueras de los yacimientos petrolíferos. El ion calcio se combina fácilmente con carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. En algunos campos petroleros contienen concentraciones de 88.000 mg/l de iones de calcio.

##### B) Magnesio.

Los iones magnesio se presentan en bajas concentraciones, formando también precipitados insolubles. Los contenidos de ion magnesio están en alrededor de 4.000 ppm.

C) Sodio.

Las aguas de formación generalmente contienen altas concentraciones de ion sodio, excediendo los 35.000 ppm. El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o animal, siendo a menudo fatal para la vida vegetal.

D) Hierro.

Se halla en concentraciones bajas y su presencia indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, sobre todo cuando hay presencia de ácidos.

E) Bario.

Metal pesado que se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble y que en pequeñas cantidades causa grandes problemas. Estos metales pesados son tóxicos para los seres humanos.

F) Estroncio.

Se puede combinar con el sulfato para formar la sal insoluble de sulfato de estroncio y está presente en las escalas en mezcla con el sulfato de bario.

## ANIONES.

A) Cloruros.

Es el mayor componente principal de las salmueras y su corrosividad aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. La concentración del ion cloruro es usada para medir la salinidad del agua.

#### B) Carbonatos y Bicarbonatos.

Estos iones por sí solos contribuyen apreciablemente a la totalidad de los sólidos disueltos, siendo extremadamente importantes en la formación de precipitados insolubles. La concentración del ion carbonato generalmente se denomina alcalinidad a la fenoftaleína, mientras que la concentración al ion bicarbonato se denomina alcalinidad al naranjo de metilo.

#### C) Sulfatos.

El ion sulfato puede reaccionar con el calcio, bario y estroncio para formar compuestos insolubles. También sirven como fuente alimenticia para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden generar la formación de  $H_2S$  en el pozo o yacimiento.

### 4.2.3 OTRAS PROPIEDADES.

#### A) pH

Es una medida de acidez o alcalinidad, con un pH alto es mayor la tendencia a la formación de precipitados insolubles y con un pH bajo, la tendencia disminuye pero incrementa la corrosividad. Muchas de las aguas de los campos petroleros tienen un pH entre 4 y 8. Tanto el  $H_2S$  y el  $CO_2$  tienden a bajar el pH de las aguas cuando están disueltos.

#### B) Contenido de sólidos en suspensión.

Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado y se usa como una base para estimar la tendencia a taponarse de los yacimientos de inyección. Un filtro de 0.45u de diámetro de poros es comúnmente usado.

#### C) Tamaño de distribución de las partículas.

Existen varias técnicas para estimar el tamaño de los sólidos suspendidos en una muestra de agua y cuyo conocimiento ayuda en el diseño de las necesidades de filtración y la selección de filtros.

#### D) Composición química de los sólidos suspendidos.

Esta determinación es extremadamente importante, ya que hace posible el diseño apropiado de remediación y los procedimientos para la limpieza de los taponamientos.

#### E) Metales pesados.

El metal pesado primario en el agua producida es el bario, pudiendo presentarse vestigios de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos son tóxicos para los seres humanos en cantidades diminutas. Las concentraciones máximas deben ser menores a 1 mg/l

#### F) Turbidez.

Significa que el agua no es clara y que contiene materia no disuelta como sólidos suspendidos, aceite disperso. Indica la posibilidad de taponamiento.

#### G) Temperatura.

Afecta la tendencia a formar precipitados insolubles.

#### H) Gravedad específica.

Equivale a la densidad de la muestra de agua / la densidad de agua pura, siendo la densidad el peso por unidad de volumen. La magnitud de la gravedad específica es un indicador directo de la cantidad de sólidos disueltos en el agua.

I) Oxígeno disuelto.

Contribuye significativamente a la corrosividad del agua y si existe hierro disuelto en el sistema, resulta en la precipitación de óxidos de hierro insolubles que producen taponamiento.

J) Anhídrido carbónico disuelto.

Influencia en el pH, corrosividad y tendencia a formar precipitados insolubles del agua.

K) Sulfuro como  $H_2S$ .

La presencia incrementa la corrosividad y puede estar presente de manera natural en el agua o generado por las bacterias sulfato reductoras.

L) Población bacteriana.

La presencia de la bacteria puede resultar en taponamiento.

M) Contenido de aceite.

El aceite disperso en el agua causa una disminución de la inyektividad por la formación de bloques de emulsión, siendo un atrapador de ciertos sólidos como el sulfuro de hierro. Cuando el agua está siendo inyectada en un acuífero que no tiene saturación inicial de aceite, el agua es atrapada en los poros de la roca de formación creando saturación alrededor de la arena, reduciendo la inyektividad.

#### **4.3 TECNICAS DE ANÁLISIS DE AGUA.**

Las técnicas recomendadas para el análisis de los iones de interés están dadas en el API-RP-45 “Análisis de aguas de los campos Petroleros” y están sumarizados en la tabla correspondiente.

Los análisis de agua de formación realizados, fueron para el proyecto desarrollado para la inyección de agua en la Estación Sur de Shushufindi a un pozo profundo abandonado, el SSFD-A-45.

La inyección se realiza a un estrato de la formación de Tiyuyacu, ubicado entre 7220 – 7320 pies de profundidad.

#### 4.3.1 SHUSHIFINDI SUR.

Producción de agua: 16.000 Bls/día.

Agua de formación proveniente de las zonas productoras del yacimiento Napo, areniscas “U” y “T”.

#### 4.3.2. DESCRIPCIÓN.

El agua de formación es tratada en piscinas de hormigón, luego succionadas con bombas de alta presión y transportadas con tuberías de alta presión hasta el pozo inyector SSFD-A-45.

La presión de operación a la salida de las bombas es de alrededor 1.500 psi. La piscina produce un ligero decremento de algunos parámetros y un incremento de otros.

El aceite en suspensión, produce una disminución considerable del oxígeno disuelto. Los análisis para oxígeno disuelto (O.D.) están en el rango de menos 1.0 ppm.

## API-RP-45

### ANÁLISIS DE AGUAS DE LOS CAMPOS PETROLEROS

#### SUMARIO DE METODOS DE ANALISIS

DETERMINACION	METODO DE ANALISIS
Calcio	Titulación
Magnesio	Titulación
Hierro	Colorimétrico o titulación
Bario y Estroncio	Absorción atómica
Sodio	Cálculo, fotómetro de llama, gravimétrica
Cloruros	Titulación
Carbonatos	Titulación
Bicarbonatos	Titulación
Sulfatos	Turbidimetría, gravimetría
Ph	Medidor de pH, colorimetría, papel pH
Sólidos Suspendidos:	
*concentración	Gravimetría (filtros de membrana)
*tamaño de partícula y distribución	Contador coulter, microscopio, dispersión de luz
*forma de la partícula	Microscopio electrónico o visual
*composición	Varios análisis
*turbidez	Turbidímetro
Temperatura	Termómetro
Gravedad Específica	Hidrómetro
Oxígeno Disuelto	Medidor de oxígeno, titulación, colorimetría
Dióxido de Carbono	Titulación
Sulfuros Totales	Colorimetría, titulación
Aceite en agua	Colorimétrico, gravimétrico, espectroscópico

## **CAPITULO V.**

### **PROBLEMAS POTENCIALES AMBIENTALES.**

#### **5.1 CARACTERIZACION.**

El agua producida es una agua que contiene cantidades variables de sales disueltas, sólidos en suspensión y niveles altos de petróleo suspendido y emulsificado.

Generalmente las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales por el alto contenido salino, trazas de metales pesados y posibles niveles excesivos de estroncio.

#### **5.2 CONTAMINACION DE FUENTES DE AGUA Y SUS VOLÚMENES.**

Uno de los problemas potenciales mayores del agua salada es la contaminación de las fuentes de agua potable que se hallan bajo tierra a pocos metros de la superficie o en ríos o arroyos. La mayoría de estas capas freáticas de agua dulce son alimentadas por filtración desde la superficie, siendo el agua producida el contaminante ideal con una misma gravedad específica y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa acuífera.

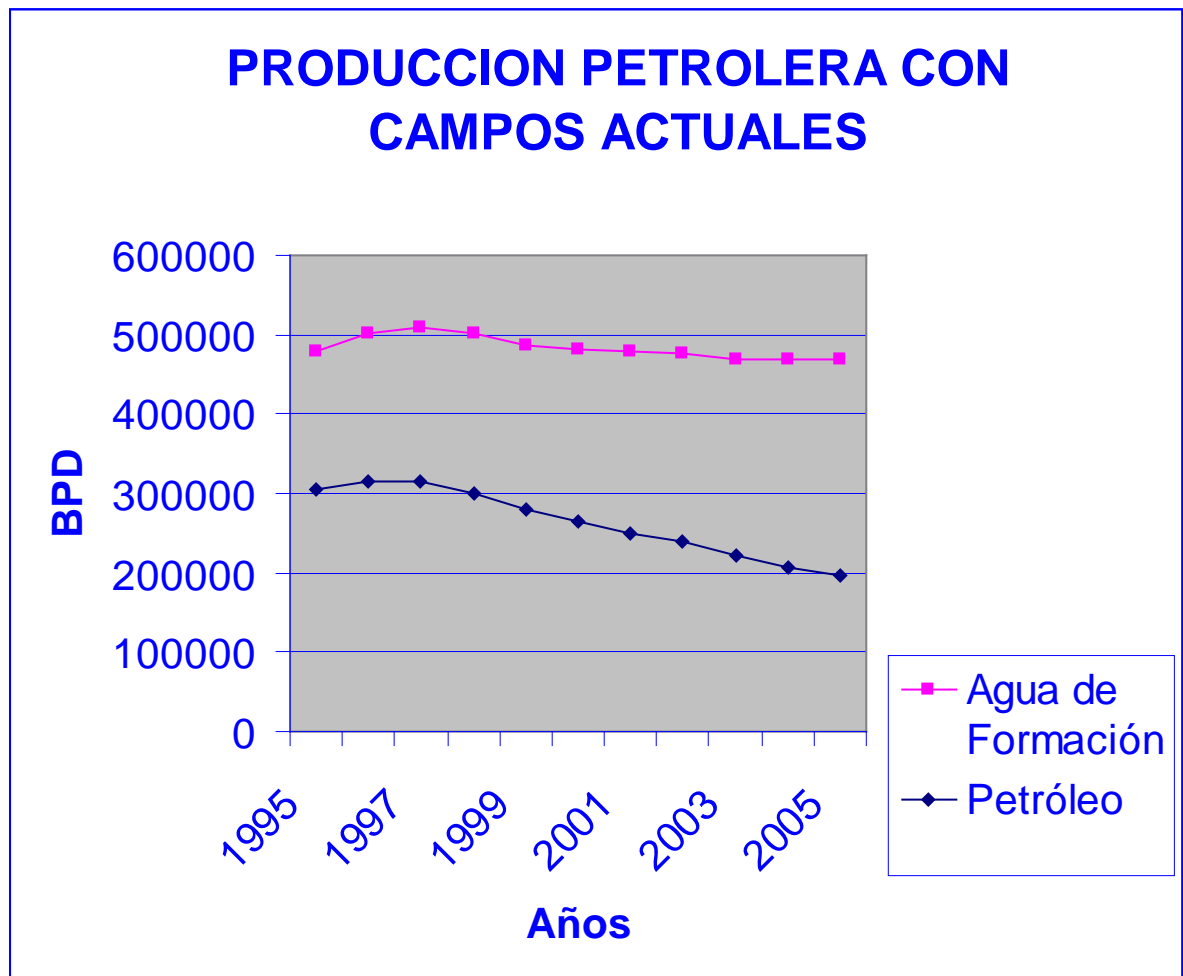
La preocupación por las fuentes de agua potable ha enfocado la atención de los organismos públicos sobre la forma y métodos que las compañías productoras eliminan en agua salada. En los costos de producción de una empresa petrolera se debe incluir como costos básicos el tratamiento y disposición del agua de formación.

En el inicio de una explotación petrolera los volúmenes del agua son generalmente bajos, siendo improbable que disminuyan, excepto bajo circunstancias poco comunes. En la mayoría de las zonas productoras de los pozos de permeabilidad relativa de la roca con el agua, asegura que una vez que ocurra la ruptura, la producción de agua no solo continuará sino que aumentará.

Es normal que la relación agua-petróleo aumente rápidamente al inicio, luego de lo cual esta relación aumenta en forma cada vez más paulatina, a medida que la saturación del agua en la vecindad del pozo continúa aumentando. Durante la vida útil de un pozo se producen volúmenes considerables de agua. Las estadísticas de producción de petróleo y agua de formación para las cinco grandes áreas que opera Petroproducción en el Distrito Amazónico (Lago Agrio, Yuca, Shushufindi, Sacha, Shuara) con proyecciones hasta el año 2005 son las siguientes:

**PRODUCCIÓN CON CAMPOS ACTUALES:**

<u>AÑO</u>	<u>BPPD</u>	<u>BAPD</u>	<u>% AGUA EN EL CRUDO.</u>
1995	304.000	176.000	36,6 %
1996	315.580	185.662	37,0 %
1997	314.835	193.738	38,0 %
1998	301.172	200.577	39,9 %
1999	280.058	206.875	42,4 %
2000	264.129	216.826	45,0 %
2001	250.118	227.754	47,6 %
2002	238.493	237.661	49,9 %
2003	220.811	248.451	52,9 %
2004	207.597	260.352	55,6 %
2005	196.095	273.656	58,2 %



El factor de declinación anual de la producción en los mencionados campos está en el orden del 9% como pérdida de presión en el yacimiento e incremento del corte de agua. Esta declinación anual es compensada en parte con la perforación de pozos de desarrollo y con el mantenimiento y reparación de los pozos de producción.

### 5.3 PODER DE CONTAMINACIÓN.

El nivel de producción de agua de formación es enorme y el potencial de contaminación con esos volúmenes es notable. El tratamiento y eliminación del agua producida en conformidad con reglamentaciones y guías ambientales

aceptadas, trata el síntoma pero no contempla necesariamente el origen del problema.

El agua producida dentro de la operación global es un tema que requiere un entendimiento completo del proceso, incluyendo los mecanismos efectivos de producción del yacimiento, métodos de producción, predicciones de volúmenes y alternativas de eliminación.

### 5.3.1 REDUCCION DE LA CANTIDAD DE AGUA PRODUCIDA.

La reducción del agua es la opción preferida a pesar que el agua es producida conjuntamente con el petróleo, siendo muchas veces extremadamente difícil reducir esta producción.

#### 5.3.1.1 Cierre de Pozos.

Se pueden cerrar aquellos pozos que producen cantidades elevadas de agua y mantener los niveles de producción desde otros pozos limpios.

#### 5.3.1.2 Reacondicionamiento en Pozos Productores de agua.

Se ha tenido éxito en yacimientos grandes y homogéneos con un empuje de agua en la base y sin permeabilidad vertical excesiva, restringiendo la producción en la zona de contacto agua vs. petróleo por aislamiento o cementaciones.

#### 5.3.1.3 Químicos agregados a los Procesos.

Algunos químicos son extremadamente tóxicos y pueden cambiar considerablemente las propiedades del agua producida. Los químicos que se añaden a los sistemas son:

- Demulsificantes

- Inhibidores de corrosión
- Inhibidores de parafina
- Antiescalas (no formación de precipitados insolubles)
- Bactericidas
- Desoxigenadores

#### 5.3.2 REUTILIZACION DEL AGUA PRODUCIDA.

Esta agua no es un producto de desecho, sino un subproducto generado por la producción de petróleo. En algunos casos podrá tener usos alternativos, pero estos son limitados debido a la calidad.

#### 5.3.3 RECICLADO DEL AGUA PRODUCIDA.

El reciclado se interpreta como la reinyección del agua producida al yacimiento del cual fue producida y se usan en planes de inundaciones de agua o de mantenimiento de presión.

#### 5.3.4 RECUPERACION DEL AGUA PRODUCIDA.

La recuperación de la energía y de los componentes individuales del agua producida no es factible económicamente.

## **CAPITULO VI.**

### **METODOS DE DISPOSICIÓN.**

Anteriormente el agua salada o producida se disponía con métodos inaceptables causando serios problemas ambientales, los cuales no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del agua de formación y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población.

Los métodos usados para la disposición del agua se clasifican en:

Métodos recomendados:

- Reciclado
- Disposición en pozo profundo

Métodos aceptados pero no recomendados:

- Descarga costa afuera
- Evaporación
- Disposición en pozos de poca profundidad
- Descarga controlada en agua dulce

Métodos ambientales inaceptables:

- Descarga controlada a la orilla del mar
- Disposición por el espacio anular
- Cualquier otra descarga no controlada

## **6.1 METODOS DISPONIBLES DE DISPOSICIÓN.**

### **6.1.1 DESCARGAS SIN CONTROL.**

#### **6.1.1.1 Descarga sin control a la superficie.**

El agua producida original fue simplemente descargada al suelo. El contenido de petróleo no fue medido ni controlado y sus efectos no fueron considerados. Esta práctica llevó a la contaminación de las capas freáticas superficiales y a la gran acumulación de sal en el suelo, tornándole inútil para el uso.

#### **6.1.1.2 Descarga sin control en agua dulce.**

La descarga del agua producida en arroyos, ríos ha conducido a la destrucción de los cuerpos de agua, de los peces y especies acuáticas, generando además la contaminación de las aguas freáticas.

#### **6.1.1.3 Descargas sin control en ambientes marinos costeros.**

Estas descargas han sido una práctica común debido a la ubicación de muchos campos productores de petróleo. Esto ha producido una concentración de metales pesados y aceites en la vida marina, así como la contaminación costera.

### **6.1.2 DESCARGAS CONTROLADAS.**

#### **6.1.2.1 Descarga controlada en la superficie.**

Practican en una cantidad de zonas y el agua producida es usada para rociar los caminos en el invierno y el contenido salino para derretir al hielo y nieve a temperaturas cercanas del punto de congelamiento. También se usa en algunas zonas áridas para ser rociada sobre los caminos para controlar el polvo.

#### 6.1.2.2 Descarga controlada en aguas superficiales.

Se realiza la descarga en aguas dulces superficiales con un control sobre la cantidad de sales disueltas totales y cloruros en el fluido. En Ecuador los valores máximos permitidos son de menos 2.500 mg/l.

#### 6.1.2.3 Descarga controlada en ambientes marinos y costeros.

Estas descargas comprenden principalmente un control del contenido del petróleo y del punto de descarga. Como objetivo se debe evitar las aguas estancadas en las zonas pesqueras.

#### 6.1.3 EVAPORACION.

En zonas áridas donde las tasas de evaporación son altas, el agua producida es colocada en pozos y dejada para que se evapore. El agua misma es purificada por la evaporación pero las sales y sólidos disueltos permanecen en el pozo de evaporación, debiendo disponerse de estos sólidos en forma segura.

Evidentemente las restricciones de volumen hacen que este método de eliminación sea poco práctico y en áreas en las que la evapotranspiración anual excede a la precipitación en una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto secador.

Los posibles problemas en la evaporación son:

- Contaminación de aguas subterráneas; se debe asegurar que las instalaciones de evaporación sean impermeables.
- Mala utilización del terreno; se requieren grandes extensiones para evaporar grandes volúmenes de agua, usándose tierra pobre que no tiene otro uso.

- Intervención humana; los problemas relacionados con gente que habita en la zona son de poca trascendencia pues las zonas que cumplen con las condiciones de evapotranspiración son casi siempre desérticas.
- Mortalidad de la fauna salvaje; debido a que son zonas áridas y de poca lluvia, los animales se encintrarán atraídos por las zonas de evaporación, para lo cual se deberá proteger con alambrados.
- Sólidos disueltos; la acumulación de sólidos debe ser evacuada periódicamente y eliminados convenientemente.

#### 6.1.4 INYECCION EN POZOS Y RECUPERACIÓN SECUNDARIA.

##### 6.1.4.1 Inyección en pozo poco profundo.

La disposición en pozos de poca profundidad es practicada en varias zonas e implica inyectar a pozos debajo de los 600 metros. Muchos de estos pozos utilizan completaciones con tubería de revestimiento, tubería de producción. Este método de eliminación es aceptable siempre que la zona donde se realiza la inyección no se encuentre en comunicación con cualquier arena de agua dulce en dirección del flujo de la capa acuífera.

##### 6.1.4.2 Inyección en pozo profundo.

Consiste en inyectar el agua producida a través de un pozo en una zona de profundidad mayor a los 600 metros. Se puede usar un pozo abandonado o bien uno que se perfore exclusivamente para la inyección. Los estudios que se requieren para la eliminación del agua bajo superficie son los siguientes:

- Estudios geológicos.- Deben conocer el área aprovechable, litología, espesor y continuidad de la formación, posición estratigráfica, profundidad y las propiedades físicas.

- Estudios de la composición del agua.- Analizar el agua de los acuíferos penetrados, así como el agua por eliminar para conocer su compatibilidad.
- Estudio de las condiciones del pozo y del yacimiento.- La capacidad receptora del yacimiento es indispensable para determinar y conocer sus características de porosidad, permeabilidad, tasa de inyección, etc.

#### 6.1.4.3 Recuperación secundaria.

La recuperación de hidrocarburos en los yacimientos puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento y a la capa freática para mantener la presión. Los datos para el estudio completo del yacimiento se obtienen de los pozos productivos existentes y deben incluir:

Propiedades de las rocas:

- Porosidad
- Permeabilidad
- Capilaridad
- Humectabilidad
- Heterogeneidad del yacimiento
- Saturaciones iniciales
- Efectos de la permeabilidad

Propiedades del fluido:

- Viscosidad
- Miscibilidad
- Movilidad
- Compatibilidad
- Saturaciones irreducibles

En el estudio del yacimiento se deberá considerar:

- Mecanismos de desplazamiento
- Movimiento frontal
- Movimiento del contacto agua – petróleo
- Efectos de la gravedad
- Potencial para la digitación y derivación del petróleo
- Saturaciones

Se debe considerar además aspectos como:

- Mantenimiento de la presión vs. la inyección del agua
- Esquemas de inyección
- Efecto de las distintas velocidades de inyección
- Variaciones de inyectividad y de conductividad

Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción para el petróleo y agua para varias tasas de inyección, tomando en cuenta el factor económico con costos de capacidad y operación.

#### 6.1.5 INVESTIGACION A LOS PROBLEMAS DE INYECCIÓN PARA LA DISPOSICIÓN DEL AGUA PRODUCIDA.

La inyección del agua en los reservorios productores de aceite puede incrementar sustancialmente el volumen de aceite recuperado y producido, existiendo el limitante en los costos de estas técnicas que generalmente son altas y en algunos problemas que influyen en las etapas de diseño, operación y manejo.

La facilidad con la cual el agua puede ser inyectada en los reservorios de aceite es uno de los factores importantes que afecta el desarrollo de la recuperación secundaria.

El propósito del tratamiento del agua es acondicionar el agua para que sea inyectada a la más baja presión, minimizar la corrosión del equipo, prevenir los depósitos de sustancias insolubles y mejorar la eficiencia del agua como medio de empuje.

## **6.2 MUESTRA DE AGUA Y ANÁLISIS.**

Antes de realizar el diseño de un proyecto de inyección de agua, se debe tener un estudio completo de la calidad de las aguas involucradas.

Conforme a los análisis realizados se debe estimar el grado y tipo de tratamiento de agua requerido. Basado en los datos analíticos se puede predecir las tendencias de las aguas y estimar el grado de corrosividad de las aguas.

## **6.3 COMPATIBILIDAD DE LAS AGUAS.**

Las aguas son compatibles cuando al ser mezcladas no producen ninguna reacción química indeseable entre los componentes disueltos individuales de las aguas.

Las reacciones indeseables son aquellas que producen productos insolubles como la formación de carbonato de calcio, sulfato de bario, óxido de hierro.

La cantidad de sólidos depositados depende de la concentración y de otros factores que influyen la solubilidad de los compuestos.

Cuando el agua inyectada no es compatible con el agua intersticial de un reservorio, los depósitos se forman solamente en la zona de contacto y mezcla. Si la mezcla se realiza en pequeño grado los depósitos formados son de pequeño volumen; en cambio, si se realiza la inyección a un pozo con grandes volúmenes de aguas incompatibles se causa severos daños de taponamiento al pozo inyector.

La solubilidad de un compuesto es influenciada por otros iones presentes en el agua, la temperatura y muchas veces la presión.

El carbonato de calcio o calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) es un ejemplo de un depósito formado por la mezcla de dos aguas incompatibles. El carbonato de calcio está presente en el agua en solución como bicarbonato de calcio  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ .

La solubilidad depende de la dureza iónica, concentración del ion calcio, concentración del ion bicarbonato, presión del dióxido de carbono y temperatura. Un cambio en la presión o temperatura del dióxido de carbono puede causar la precipitación del carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$ .

Si la mezcla de aguas produce una concentración de carbonato de calcio en exceso de la cantidad permisible sobre la solubilidad del producto, se dice que el agua está supersaturada.

Esta condición se ajusta a la saturación por la precipitación de la cantidad en exceso de carbonato de calcio. La precipitación puede ocurrir rápidamente si el exceso de concentración es alto, o requerir de un período de espera si el exceso

de concentración es pequeño denominándose este período como período de inducción.

#### **6. 4 FORMACIONES SENSIBLES.**

Ciertas rocas del reservorio están sujetas a daños en la permeabilidad cuando han sido infiltradas por agua fresca. Estos daños son causados por el hinchamiento de las arcillas, la reducción de los poros y la dispersión de las partículas durante el movimiento del fluido.

La sensibilidad de una roca de reservorio al agua debe ser determinada usando las muestras de cores ó núcleos antes de iniciar los procesos de inyección. Esta sensibilidad es incrementada cuando decrece la salinidad. Las arcillas susceptibles a hinchamiento son aquellas que el contenido de cloruro de sodio es inferior a un rango del 2 al 5%.

#### **6.5 SÓLIDOS SUSPENDIDOS.**

Es importante determinar la cantidad y conocer la composición química de los sólidos suspendidos en el agua, para su remoción por filtración o para implementar medidas correctivas para su eliminación o remoción del agua antes de la inyección.

Las pruebas de remoción de sólidos se realizan con discos de membranas filtrantes de polietileno o celulosa-ester, las cuales están disponibles en una variedad de tamaño desde 1.5u a 10u, siendo la más comúnmente usada en la industria petrolera la de 0.45u para las pruebas de calidad de las aguas.

## **6.6 CALIDAD DEL AGUA.**

La calidad del agua es un término aplicado al acondicionamiento del agua para los procesos de inyección. La calidad del agua incluye la cantidad de sólidos suspendidos, el número de bacterias presentes y la corrosividad del agua.

Los sólidos suspendidos pueden taponar los espacios porosos del yacimiento formando una capa impermeable filtrante que puede impedir la inyección del agua.

Las bacterias contribuyen a la corrosión y a la generación de productos de corrosión que resultan en el taponamiento de la inyección de agua en el pozo.

El agua corrosiva no solo produce daños en los equipos de los sistemas de inyección sino que además produce productos corrosivos que pueden taponar el pozo como por ejemplo el sulfuro de hierro.

### **6.6.1 CALCULO DEL INDICE DE LANGELEIR.**

- Entrada de la piscina:

Calcio = 2480 ppm como  $\text{Ca}^{++}$

Alcalinidad = 1400 ppm como  $\text{CaCO}_3$

pH = 7.62

Temperatura =  $42^\circ \text{C} = 107.6^\circ \text{F}$

pH saturación = 6.2

$\text{IL} = \text{pH} - \text{pH}_s$

$\text{IL} = 7.62 - 6.2$

$\text{IL} = 1.42$

- Salida de la piscina:

Calcio = 2680 ppm como  $\text{Ca}^{++}$

Alcalinidad = 1300 ppm como  $\text{CaCO}_3$

pH = 7.72

Temperatura =  $42,2^\circ \text{C} = 107.96^\circ \text{F}$

pH saturación = 6.18

$\text{IL} = \text{pH} - \text{pH}_s$

$\text{IL} = 7.72 - 6.18$

$\text{IL} = 1.54$

- Pozo:

Calcio = 1940 ppm como  $\text{Ca}^{++}$

Alcalinidad = 450 ppm como  $\text{CaCO}_3$

pH = 6.72

Temperatura =  $35.8^\circ \text{C} = 96.44^\circ \text{F}$

pH saturación = 5.24

$\text{IL} = \text{pH} - \text{pH}_s$

$\text{IL} = 6.72 - 5.24$

$\text{IL} = 1.48$

#### 6.6.2 CALCULO DEL INDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR.

Mayor a 6.0 es corrosivo.

Menor a 6.0 es formadora de depósitos.

- Entrada de la piscina:

pH = 7.62

pH saturación = 6.2

$$IS = 2pH_s - pH$$

$$IL = 12.4 - 7.62$$

$$IL = 4.78 \quad \text{Formadora de depósitos}$$

- Salida de la piscina:

$$pH = 7.72$$

$$pH \text{ saturación} = 6.18$$

$$IS = 2pH_s - pH$$

$$IL = 12.36 - 7.72$$

$$IL = 4.64 \quad \text{Formadora de depósitos}$$

- Pozo:

$$pH = 6.72$$

$$pH \text{ saturación} = 5.24$$

$$IS = 2pH_s - pH$$

$$IL = 10.48 - 6.72$$

$$IL = 3.76 \quad \text{Formadora de depósitos}$$

### 6.6.3 CALCULO DEL INDICE DE STIFF Y DAVIES.

- Entrada de la Piscina:

$$Ca = 2480 \quad x \quad (2 \times 10^{-5}) = 4960 \times 10^{-5}$$

$$Mg = 96 \quad x \quad (2 \times 10^{-5}) = 192 \times 10^{-5}$$

$$Na = 16093 \quad x \quad (1 \times 10^{-5}) = 16093 \times 10^{-5}$$

$$ET = \quad \quad \quad 18669 \text{ electrolitos totales}$$

$$HCO_3 = 1400 \quad x \quad (1 \times 10^{-5}) = 1400 \times 10^{-5}$$

$$SO_4 = 42 \quad x \quad (2 \times 10^{-5}) = 84 \times 10^{-5}$$

$$\text{Cl} = 0 \quad \times \quad (1 \times 10^{-5}) = 0 \times 10^{-5}$$

$$\text{Fuerza iónica} = 22719 \times 10^{-5}$$

$$\text{Fuerza iónica} = 0,22719$$

$$K = 2,4$$

$$p\text{Ca} = 1,6$$

$$p\text{Alc} = 1,5$$

$$\text{ISD} = \text{pH} - p\text{CA} - p\text{Alc} - K$$

$$\text{ISD} = 2,12$$

- Salida de la Piscina:

$$\text{Ca} = 2680 \quad \times \quad (2 \times 10^{-5}) = 5360 \times 10^{-5}$$

$$\text{Mg} = 24 \quad \times \quad (2 \times 10^{-5}) = 48 \times 10^{-5}$$

$$\text{Na} = 14787 \quad \times \quad (1 \times 10^{-5}) = 14787 \times 10^{-5}$$

$$\text{ET} = 20195 \text{ electrolitos totales}$$

$$\text{HCO}_3 = 1300 \quad \times \quad (1 \times 10^{-5}) = 1300 \times 10^{-5}$$

$$\text{SO}_4 = 40 \quad \times \quad (2 \times 10^{-5}) = 80 \times 10^{-5}$$

$$\text{Cl} = 0 \quad \times \quad (1 \times 10^{-5}) = 0 \times 10^{-5}$$

$$\text{Fuerza iónica} = 21575 \times 10^{-5}$$

$$\text{Fuerza iónica} = 0,21575$$

$$K = 2,25$$

$$p\text{Ca} = 1,7$$

$$p\text{Alc} = 1,8$$

$$\text{ISD} = \text{pH} - p\text{CA} - p\text{Alc} - K$$

$$\text{ISD} = 1,97$$

- Pozo:

$$\text{Ca} = 9700 \times 10^{-5}$$

$$\text{Mg} = 1394 \times 10^{-5}$$

$$\text{Na} = 35561 \times 10^{-5}$$

$$\text{ET} = 46655 \text{ electrolitos totales}$$

$$\text{HCO}_3 = 450 \times 10^{-5}$$

$$\text{SO}_4 = 10 \times 10^{-5}$$

$$\text{Cl} = 34930 \times 10^{-5}$$

$$\text{Fuerza iónica} = 82045 \times 10^{-5}$$

$$\text{Fuerza iónica} = 0,82045$$

$$\text{K} = 2,92$$

$$\text{pCa} = 1,3$$

$$\text{pAlc} = 2,05$$

$$\text{ISD} = \text{pH} - \text{pCA} - \text{pAlc} - \text{K}$$

$$\text{ISD} = 0,45$$

## **6.7 PRUEBAS DE FILTRACIÓN POR MEMBRANA.**

La filtración se realiza a presión constante de 20 psi y el volumen del filtrado se mide en función del tiempo. Para el gráfico se utiliza un papel con escala logarítmica en el cual el grado o pendiente de la curva indica la calidad del agua.

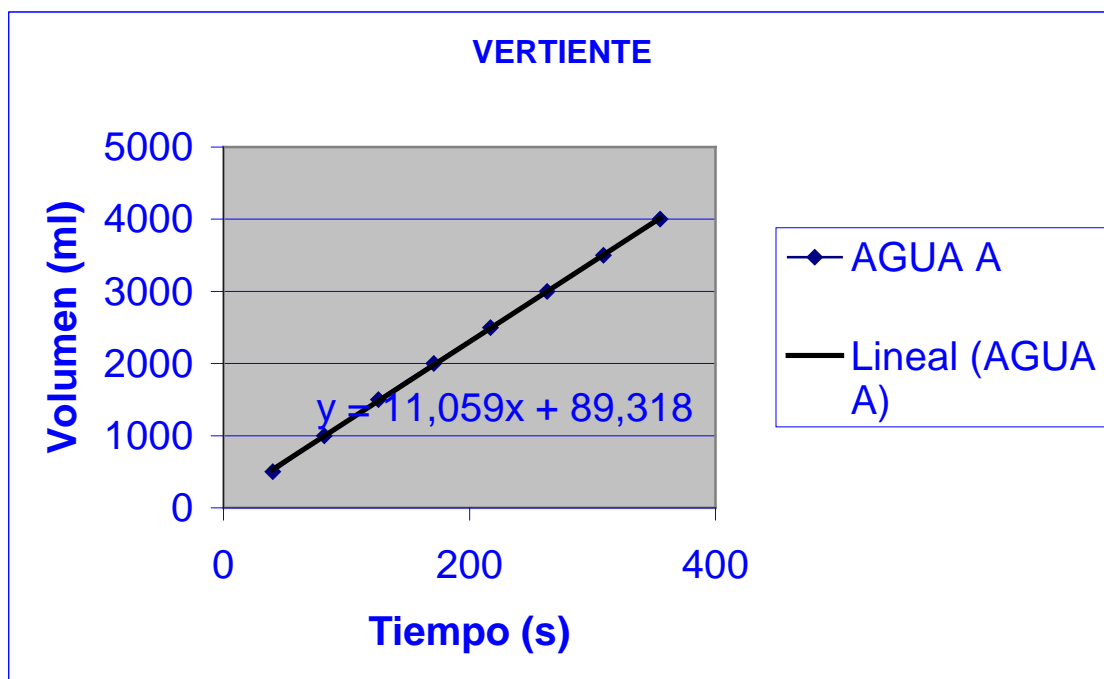
Se compara:

- Vertiente natural (agua A)
- Piscina (agua B)
- Pozo (agua C)

### AGUA A.- VERTIENTE.

V acumulado (l)	T acumulado (s)	V acumulado (ml)	Pendiente	Pendiente
0,5	40	500	0,0125	12,5
1	82	1000	0,0119048	11,9047619
1,5	126	1500	0,0113636	11,36363636
2	171	2000	0,0111111	11,11111111
2,5	217	2500	0,0108696	10,86956522
3	263	3000	0,0108696	10,86956522
3,5	309	3500	0,0108696	10,86956522
4	355	4000	0,0108696	10,86956522

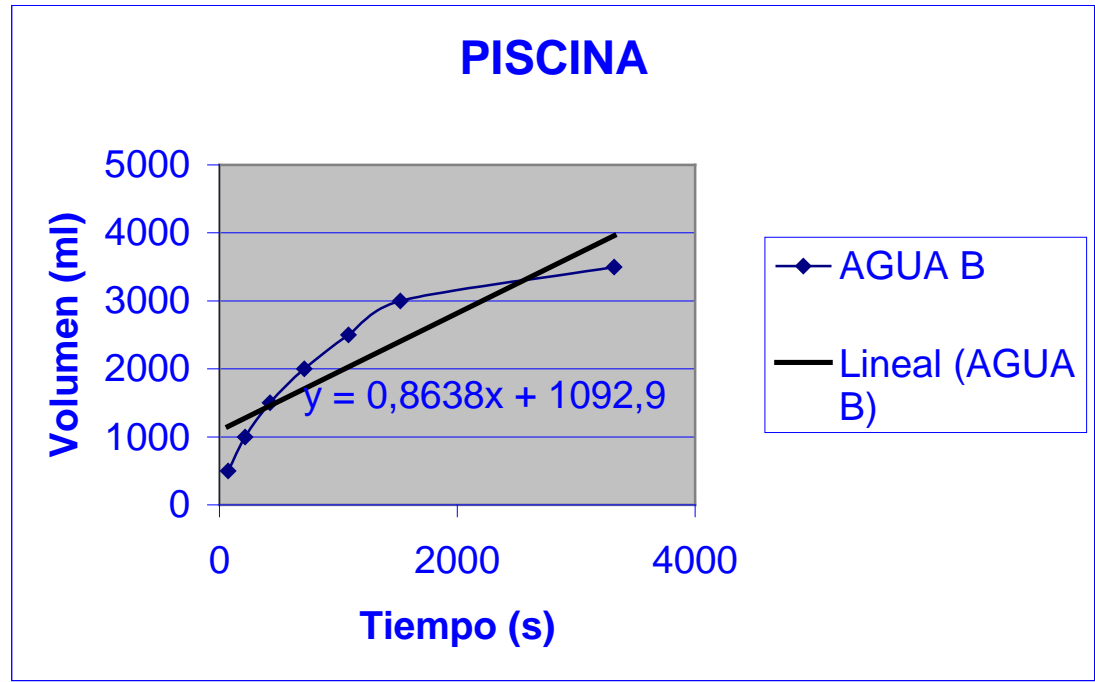
Pendiente (lts/seg)	0,011059154
Pendiente (ml/seg)	11,05915351



**AGUA B.- PISCINA.**

V acumulado (lts)	T acumulado (seg)	V acumulado (ml)	Pendiente	Pendiente
0,5	72,8	500	0,0068681	6,868131868
1	215,2	1000	0,0035112	3,511235955
1,5	425,3	1500	0,0023798	2,379819134
2	713,3	2000	0,0017361	1,736111111
2,5	1084,3	2500	0,0013477	1,347708895
3	1520,3	3000	0,0011468	1,146788991
3,5	3320,3	3500	0,0002778	0,277777778

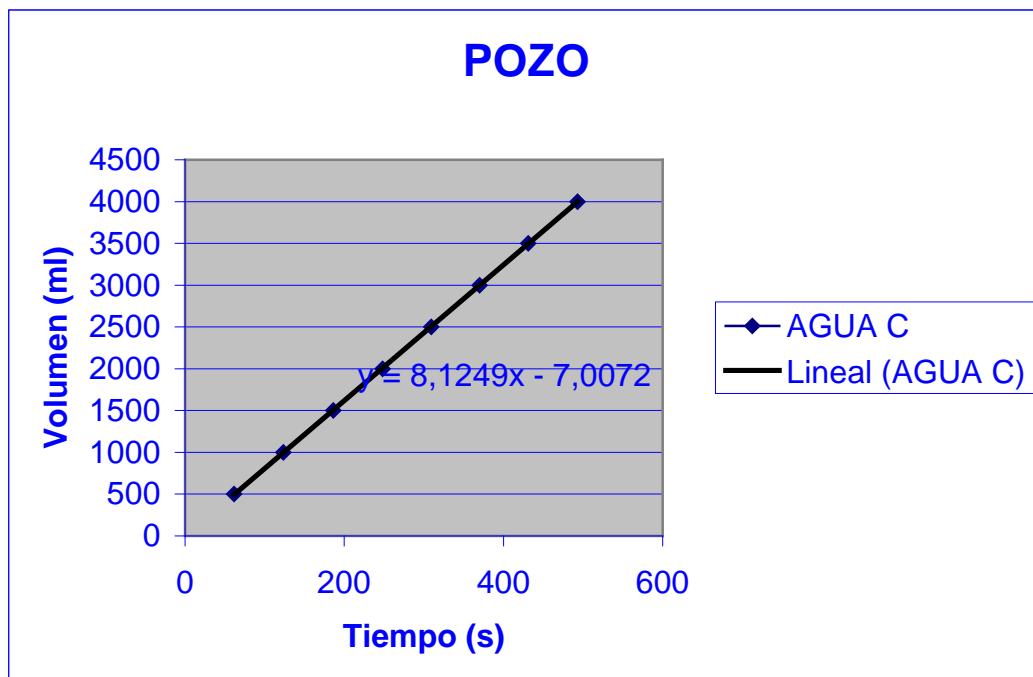
Pendiente (lts/seg)	0,0008638
Pendiente (ml/seg)	0,8638



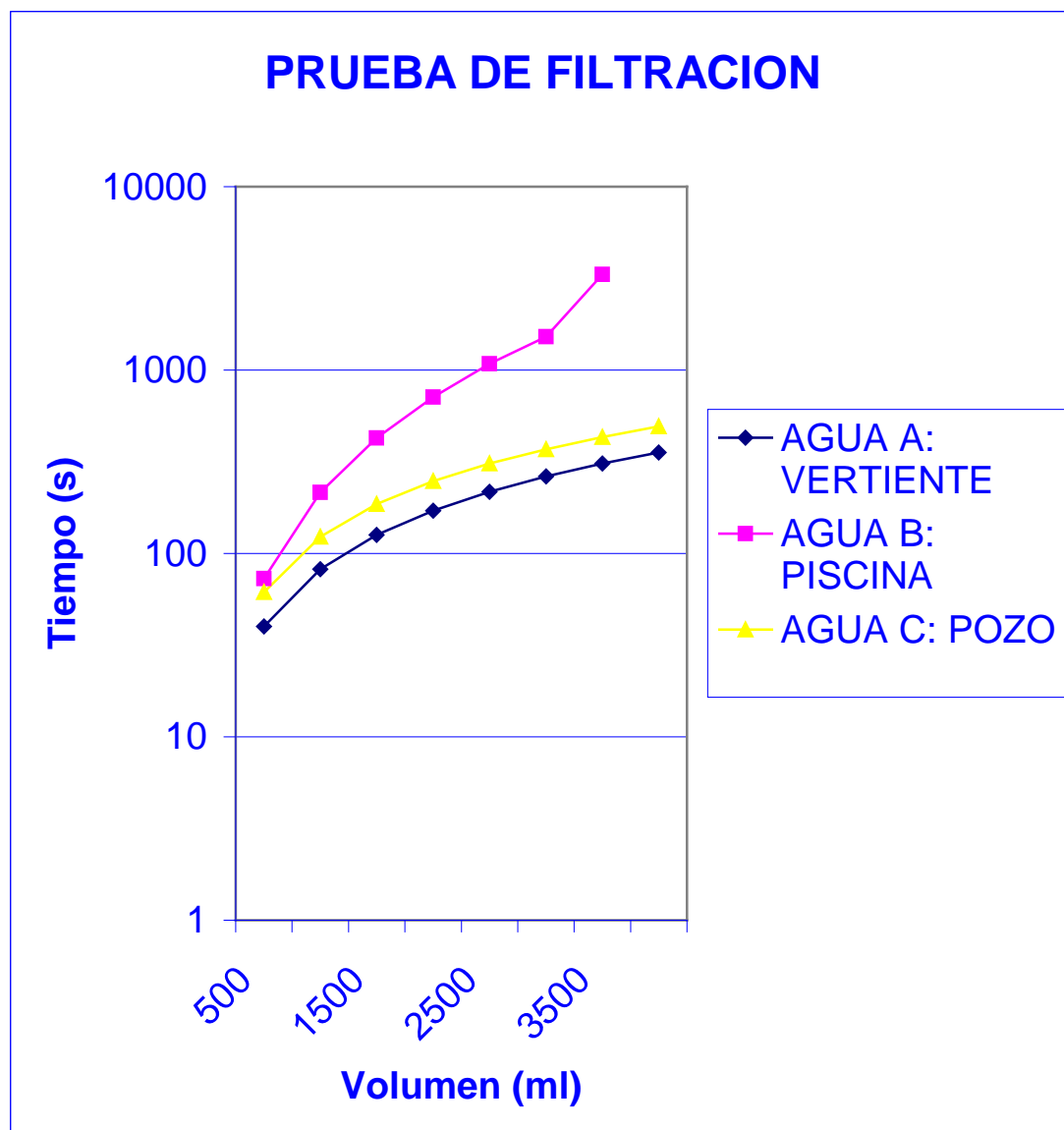
### AGUA C.- POZO.

V acumulado (lts)	T acumulado (seg)	V acumulado (ml)	Pendiente	Pendiente
0,5	61,64	500	0,0081116	8,111615834
1	123,42	1000	0,0080932	8,093234056
1,5	186,02	1500	0,0079872	7,987220447
2	248,13	2000	0,0080502	8,050233457
2,5	309,32	2500	0,0081713	8,171269815
3	369,98	3000	0,0082427	8,242664029
3,5	430,98	3500	0,0081967	8,196721311
4	492,83	4000	0,0080841	8,084074373

Pendiente (lts/seg)	0,008124868
Pendiente (ml/seg)	8,124868466



Las pruebas de filtración con membrana deben ser usadas para monitorear la calidad del agua y la efectividad del tratamiento para remover los sólidos suspendidos desde el agua. La pruebas se llevan a cabo con un calendario específico para obtener información que debe usarse para compara la calidad del agua durante varios tiempos en la vida del pozo, con el propósito de tomar acciones respectivas antes de que se produzca un incremento en la presión de inyección.



## **6. 8 CORROSIVIDAD DEL AGUA.**

Una agua de buena calidad no debería ser corrosiva a los metales y equipos en un sistema de inyección. La corrosión no solamente destruye los equipos sino que además genera productos de corrosión los que taponan los sistemas de inyección en los pozos.

Los métodos usados para medir las ratas de corrosión de los metales así como la corrosividad de las aguas de inyección y las formas de prevención requieren de estudios extensos y adicionales que no serán analizados ni discutidos en este estudio.

El óxido de hierro y las partículas de sulfuros removidos durante las pruebas de filtración con membranas dan una indicación clara que los procesos de corrosión están presentes, sin embargo la incidencia de los mismos en el pozo de inyección no es significativa.

## **6.9 POBLACION MICROBIANA.**

El número y tipo de bacterias presentes en los procesos de inyección de aguas afectan la calidad del agua y pueden contribuir a la corrosión y al taponamiento.

Las bacterias sulforeductoras utilizan el oxígeno del ion sulfato para oxidar los compuestos orgánicos. El sulfuro de hidrógeno corrosivo es producto en estos procesos y el incremento en el contenido de sulfuros en el agua son causados por las sulfato reductoras.

El conteo de la bacteria total indica el número de todas las variedades de bacterias en el agua. Cultivos grandes de bacterias pueden resultar en colonias de microorganismos que taponan los pozos de inyección y obstruyen el equipo.

## **6.10 METODOS DE DISPOSICIÓN RECOMENDADOS.**

Una vez realizados los estudios de los yacimientos con todos los procesos a seguir incluidos los factores económicos, se debe obtener la aprobación reglamentaria para los pozos individuales de inyección y comenzar la inyección lo antes posible.

Se debe inyectar el agua producida a un pozo y en una zona con una profundidad mayor a los 600 metros y que no sea productora.

Los pozos de inyección deben ser completados de la siguiente manera:

1. Los pozos deberán tener completación doble con tubing y casing.
2. Se deberá obtener una prueba de aislamiento hidráulico de otras zonas mediante registros de cemento.
3. Para la cementación del casing se deberá utilizar cemento de la mejor calidad como el grado “G”.
4. Se instalará un obturador en el pozo para aislar la zona de inyección del espacio anular.
5. El espacio anular deberá llenarse con fluido no corrosivo y no contaminante y se deberá controlar la presión periódicamente.
6. La presión de inyección deberá ser controlada para que no exceda la presión de fractura de la formación en la cual se está inyectando.

## **CAPITULO VII.**

### **POZO INYECTOR SSFD-A-45.**

Los estudios para la disposición de agua de formación son para la estación Sur de Shushufindi con un volumen de agua saliente de 15.000 BAPD.

Se utilizó como pozo inyector el SSFD-A-45 que está fuera de producción debido a que su estructura y funcionalidad obstruyen las arenas productoras “U” y “T”.

Mediante un reacondicionamiento este pozo fue adaptado como inyector para el conglomerado de Tiyuyacu.

Este conglomerado de Tiyuyacu está construido por rocas que están en un soporte que contiene más de un 90% de calcáreo no muy duro.

Para determinar su permeabilidad se realizó una prueba experimental utilizando un core de este conglomerado.

La permeabilidad del soporte de la arena Tiyuyacu es de aproximadamente 950md., pudiendo observar que el agua canaliza fácilmente, con aumento de permeabilidad en el tiempo y si el contenido de sólidos en suspensión se mantiene constante.

Por estas razones la inyección de agua de formación a este conglomerado no tiene ningún problema.

En el pozo se cementaron tres zonas de interés para el conglomerado de Tiyuyacu:

- 7220' - 7320' (100')
- 7330' - 7340' (10')
- 7400' - 7410' (10')

De las tres zonas cementadas, la única que quedó finalmente abierta es la zona de 7220' - 7320' (100') con 8 SPF.

El pozo tiene casing de 7'' con un tapón CIBP a 7500' y está complementado con tubería de 3 ½'' con un packer "F-1" a 7150'.

Las pruebas de inyección se realizaron durante 15 días continuos con un volumen acumulado de 147648 Bls en condiciones estables a una presión de inyección en el tubing de 1400 a 1500 psig y con un caudal promedio de 8.1 BPM (11664 BAPD). La presión en el espacio anular se mantuvo entre 130 a 200 psig.

Cabe indicar que se bombeó hasta 3000 psig en la descarga de las unidades de bombeo, alcanzando una presión de inyección de 2800 psig en la cabeza del pozo con un caudal máximo de 12.5 BPM.

PRESION DE INYECCION	PRESION ANULAR	RATA PROMEDIO	BAPD
1400 - 1500 psig	200 psig	8,1 BPM	11664

## **CAPITULO VIII.**

### **TRATAMIENTOS REQUERIDOS ANTES DE LA DISPOSICIÓN.**

El grado de tratamiento para los fluidos producidos depende de la fuente de fluido, su condición y el método de descarga elegido para la salmuera.

La cantidad de tratamiento requerido debe ser balanceado con los costos adicionales de energía que pueda necesitarse al inyectar en formaciones taponadas las cuales requieren trabajos adicionales en los pozos para restaurar la capacidad de inyección.

Una adecuada planificación inicial y un continuo monitoreo del sistema resulta en una operación económica y eficiente.

#### **8.1 DESHIDRATADORES MECÁNICOS Y SEPARADORES.**

Los fluidos producidos desde los pozos son enviados a los separadores de dos fases (gas + líquido) y luego a los tanques de lavado donde el aceite y agua son separados.

La separación del aceite del agua ocurre en una cámara inicial de gravedad con salidas separadas para el aceite y el agua.

#### **8.2 TRATADORES.**

Una emulsión es una combinación de dos líquidos no miscibles y para que sea estable se requieren tres condiciones:

- Los líquidos deben ser no miscibles
- Deberá existir suficiente agitación para dispersar uno de los dos líquidos en forma de gotas en el otro
- Deberá estar presente un agente emulsificante

### 8.2.1 PRINCIPIOS BÁSICOS DE LOS TRATAMIENTOS.

El tratamiento puede incluir a uno a más de los siguientes procedimientos:

1. Dejar tiempo de reposo y drenar el agua separada
2. Aplicar calor
3. Utilizar productos químicos
4. Aplicar electricidad
5. Operar equipos mecánicos como tanques de lavado, tanques de decantación, deshidratadores mecánicos, etc.
6. Añadir diluyentes para reducir la viscosidad.

Los factores involucrados en el tratamiento de emulsiones de agua en aceite incluyen:

1. Romper las películas que rodean a las gotas de agua y aglutinarlas para formar gotas mayores.
2. Dejar que se precipiten las gotas de agua durante o después de su aglutinación.

El agua libre no forma parte de la emulsión y puede ser separada por la sola fuerza de gravedad. Un separador de agua libre de dos fases está diseñado de tal manera que separa el agua libre del aceite o emulsión.

### 8.2.2 APLICACIÓN DE CALOR EN EL TRATAMIENTO.

La aplicación de calor en el tratamiento es un proceso auxiliar para acelerar la separación de la emulsión. Los calentadores de emulsión pueden ser de dos tipos: directos o indirectos.

El calentador generalmente forma parte integral de todo el sistema de tratamiento.

### 8.2.3 TRATAMIENTO QUÍMICO.

El producto químico para que pueda actuar como separador de emulsión debe desactivar al agente emulsificador que rodea a las gotas de agua dispersas.

Estos productos químicos deben ser solubles en aceite y activos en la superficie de las gotas de agua y generalmente son materiales polares.

## **8.3 REMOCION DEL PETROLEO DISPERSO.**

El agua de formación proveniente de los separadores de agua libre de los tratadores de emulsión o de los tanques de lavado contienen aceite libre y suspendido desde pequeñas partes por millón (ppm) hasta concentraciones más altas.

Este aceite cuando se combina con los sólidos insolubles como compuestos de hierro y carbonatos, generalmente causa el taponamiento de los filtros y de las formaciones inyectoras.

### 8.3.1 SEPARADORES API Y SEPARADORES DE PLACAS PARALELAS.

Este es un método muy práctico y económico; sin embargo, no pueden eliminar impurezas solubles ni romper emulsiones.

La separación por este método se basa en la diferencia de gravedad específica entre el agua y el aceite para separarlos en dos fases distintas, la velocidad de separación está descrita por la Ley de Stokes:

$$V_p = 0.78 (r_p^2 (l_w - l_o) / u_W), \quad \text{Ecuación 1.}$$

donde:

$V_p$  = velocidad de ascensión de la partícula en cm/hora

$r_p$  = radio de la gota en micras

$l_w - l_o$  = densidad del agua y aceite

$u_W$  = viscosidad del agua en CP

Si la densidad del aceite es baja, la diferencia de densidades será grande y la velocidad de separación alta; por el contrario, si la densidad del aceite es alta, la diferencia de densidades es pequeña y la velocidad de separación también.

Hay dos tipos comunes de separadores por gravedad que son el API y el interceptor de placas corrugadas o paralelas.

El separador API consiste en piscinas rectangulares en el que el agua de desecho fluye horizontalmente por la parte inferior y las gotas de aceite libre suben por flotación a la superficie y son detenidas por un sistema de baffles desde donde son removidas.

Teóricamente el flujo debe ser laminar y las gotas deben subir en línea recta, pero en la realidad esto no sucede ya que el flujo es generalmente turbulento.

En el separador de placas la parte más importante es el paquete de placas corrugadas que consta de 12 a 48 placas montadas paralelamente entre sí, a una distancia de separación de 2 a 4 cm.

El paquete de placas se instala a un ángulo de  $45^\circ$  en el separador. El agua aceitosa pasa entre las placas, las gotas de aceite flotan, se pegan a las placas y forman gotas más grandes mientras suben a la placa superior del paquete y a la superficie para ser removidas. Las placas proporcionan condiciones de flujo laminar disminuyendo drásticamente la distancia que las gotas de aceite deben recorrer para ser recolectadas.

Los separadores con placas ocupan generalmente una sexta parte del área requerida por los separadores API, con reducción de costos de construcción, mantenimiento y con mayor eficiencia en la separación de aceite y sólidos.

#### **8.4 REMOCION DE SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN.**

Los sólidos en suspensión deben ser removidos de cualquier sistema de inyección de agua, pues es probable que taponen las formaciones receptoras. Se usan varios tipos de filtros para remover los sólidos y su elección es una de las partes más difíciles del diseño ya que dependen de las características del aceite disperso, de los sólidos a ser filtrados y de la cantidad deseada de efluente.

El filtro más recomendado dentro de la industria petrolera es el filtro de flujo dual (DFX); sin embargo, los resultados obtenidos en el análisis de sólidos en suspensión del pozo SFFD-A-45 no amerita la aplicación de ningún tipo de filtro ya que está muy por debajo del parámetro permisibles.

## **8.5 BACTERIAS.**

Las bacterias son extremadamente pequeñas (0.5um de diámetro) y existen literalmente miles de especies con configuraciones como esferas, bastones rectos o bastones curvos.

La razón por la cual las bacterias pueden crear problemas de corrosión o taponamiento es por su increíble velocidad de multiplicación.

Las bacterias pueden resistir variaciones amplias de temperatura (-10 a 100°C), de pH (0 a 10.5), variaciones de oxígeno (0 a 100%). En el agua se desarrollan mejor con un pH de 5 a 9, temperaturas menores a 80°C y prefieren agua dulce, aunque se adaptan bastante a las salmueras.

En el campo petrolero las bacterias se clasifican en tres categorías:

1. Aeróbicas: requieren oxígeno para vivir
2. Anaeróbicas: crecen mejor en ausencia de oxígeno
3. Facultativas: crecen con o sin oxígeno

### **8.5.1 BACTERIAS QUE CAUSAN PROBLEMAS.**

Las bacterias que causan problemas son las reductoras de sulfato (BRS), reducen los iones de sulfatos y sulfitos presentes en las aguas a iones sulfuros liberando H<sub>2</sub>S como subproducto.

Pueden surgir cuatro problemas:

- Corrosión por picadura severa en las tuberías de hierro
- La generación de H<sub>2</sub>S incrementa la corrosividad general del agua, volviendo los yacimientos originalmente dulces en agrios sulfurosos

- El H<sub>2</sub>S libre puede conducir a la rajadura de los aceros
- La corrosión agria resulta en sulfuro ferroso, un polvillo negro insoluble, el cual es un excelente obturador de los yacimientos (taponamiento).

Se reconocen cuatro familias principales de BRS:

GENERO	ESPECIE	FORMA
Desulphavibrio	Africans	Bastón sigmoideo
	Desulphuricans	Vibrión
	Salexigens	Vibrión
	Vulgaris	Vibrión
Desulphotomaculum	Nigrificans	Bastón
	Orientis	Bastón curvado

Las bacterias sulfato reductoras requieren nutrientes para crecer y entre los primarios están el carbono, el nitrógeno, el fósforo, el hierro disuelto y los iones de sulfatos o sulfitos.

#### 8.5.2 CULTIVO E IDENTIFICACION DE BACTERIAS.

El monitoreo de un sistema para determinar la actividad bacterial comprende el muestreo, la identificación y el conteo del número de bacterias.

El cultivo de las bacterias tiene por objeto desarrollar las mismas. Una muestra de aguas conteniendo bacterias es colocada en un líquido conocido como “medio de cultivo” el cual contiene alimentos de interés para el desarrollo y multiplicación de las bacterias. Diferentes tipos de bacterias requieren diferentes medios de cultivo.

### 8.5.3 BACTERIAS DESULFOVIBRIO DESULFURICANS.

La bacteria *Desulfovibrio Desulfuricans* es la bacteria reductora de sulfato que se encuentra en el pozo SSFD-A-45, esta bacteria convierte el sulfato en sulfito el cual reacciona con el ión ferroso produciendo un color negro.

La detección y estimación de estas bacterias depende directamente de la capacidad que posean para desarrollarse (crecer) y producir sulfuro; causan corrosión en los sistemas de inyección dando como resultado el taponamiento del pozo o yacimiento. La formación de sulfuro no soluble ocasiona obstrucciones o taponamiento que requieren presiones de inyección más altas. La técnica que se utilizó para la detección de este tipo de bacterias es Bacto Sulfate API Broth (Caldo API para sulfato). El resultado luego de tres semanas de incubación con una temperatura de 5°C fue ciento por ciento bacterias *Desulfovibrio Desulfuricans*.

## **CAPITULO IX.**

### **TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN.**

#### **ESTACION SHUSHUFINDI SUR.**

##### **9.1 CONCEPTO DE DISEÑO.**

Existen dos objetivos operacionales para el diseño de cualquier sistema de inyección:

- Prevenir el taponamiento y depósitos en líneas, equipos y pozos
- Prevenir la corrosión en los equipos de superficie y subsuelo

Los contaminantes del agua de inyección de la estación Shushufindi – Sur se resumen en el siguiente cuadro:

<b>FUENTE</b>		<b>CONTAMINANTES</b>		
	Oxígeno Disuelto	Aceite libre TSS	Aceite TSS	Aceite Disperso
Agua de Formación	No	No	Si	Si

##### **9.2 SISTEMA DE TRATAMIENTO.**

Las concentraciones de sólidos suspendidos y el aceite en el agua nos proporcionan una base primaria para la selección de los tratamientos de agua.

<b>ESTACION</b>	<b>TSS (ppm)</b>	<b>ACEITE EN AGUA (ppm)</b>
Shushufindi Sur	80 - 100	15 - 20

En base a los análisis realizados y los resultados obtenidos se propuso un sistema de tratamiento abierto para el agua producida conforme al siguiente esquema:

- A) Tanque de lavado.- El aparente tiempo de retención en el tanque de lavado de los fluidos producidos es de alrededor de 17 horas con lo cual se reduce el contenido de aceite de acuerdo a la eficiencia del químico demulsificante utilizado.
- B) Separadores Agua/Aceite.- Conforme al resultado de los análisis se determinó que lo más adecuado es la construcción de dos piscinas de separación en vez de la utilización de filtros por su dificultad en el diseño y la posibilidad de predecir su rendimiento por primera vez con esta agua de formación.
- C) Separador API y de placas paralelas.- Separador adecuado para la remoción del petróleo.
- D) Aumento de la presión a la entrada del pozo.- aumento aproximado de 100 psi quedando una presión de operación de 1.600 psi que mantiene el equilibrio del sistema de tratamiento y elimina las bacterias que producen taponamiento del pozo.

### **9.3 UNIDADES DE ALTA PRESION.**

Las bombas de inyección deben tener el volumen y la presión requerida para la operación de reinyección de agua salada y las partes en contacto deben ser de acero inoxidable, aluminio – bronce o cualquier aleación resistente a la corrosión.

Las dos bombas de inyección que se instalaron son movidas por motores a explosión de gas natural.

El paquete de la bomba consiste en una bomba Aldrich, impulsada por un motor Caterpillar alimentado por gas con capacidad de 900 caballos de fuerza.

Los principales equipos auxiliares en el paquete comprenden un sistema de arranque, un sistema de encendido, un sistema de lubricación, dos turbo cargadores, una bomba auxiliar del intercambiador de calor, una bomba auxiliar de succión, intercambiadores de calor, sistemas de parada de seguridad y válvulas de la bomba.

## **CAPITULO X.**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **10.1 CONCLUSIONES.**

- Es frecuente que el tratamiento y disposición del agua de formación producida en un campo petrolero se lo pueda realizar de diferentes métodos y para seleccionar lo más conveniente es siempre indispensable realizar un análisis económico.
- De acuerdo a las características del campo petrolero Shushufindi Sur, el sistema de disposición de agua que mejor se adapta es la inyección a formaciones del subsuelo.
- La descarga en ríos o vertientes naturales cercanas debe ser suprimida en su totalidad ya que estos recursos naturales no tienen la suficiente capacidad de absorber los contaminantes de las aguas de formación.
- La inyección en pozos profundos es la opción mas adecuada para el tratamiento del agua de formación.
- Los principales productos que contaminan las aguas y que por consiguiente alteran los procesos biológicos son el aceite, sólidos suspendidos, metales pesados y bacterias.
- En el análisis fisicoquímico y bacteriológico de la calidad del agua reinyectada en el pozo SSFD-A-45 los parámetros de sólidos suspendidos y metales pesados están dentro del límite permisible y no representan

riesgos. Los índices de calidad del agua calculados demuestran también que los sólidos suspendidos no afectan la calidad del agua re-inyectada.

- En el análisis fisicoquímico y bacteriológico de la calidad del agua reinyectada en el pozo SSFD-A-45 los parámetros de aceites remanentes y bacterias demuestran claramente que representan un problema dentro de la calidad del agua de inyección y la vida útil del pozo.
- Es primordial reducir la cantidad de aceite remanente ya que este se puede combinar con sólidos insolubles de hierro y con carbonatos y producir incrustaciones y taponamiento del pozo.
- En lo referente a bacterias, es primordial también reducir el número de colonias de las sulfato reductoras debido a que estas reducen los iones de sulfato y sulfito a iones sulfuros liberando  $H_2S$  como subproducto; provocando así una obstrucción o taponamiento del pozo.
- La bacteria sulfato reductora detectada en el pozo SSFD-A-45 es del tipo *Desulfovibrio Desulfuricans*. Esta bacteria es típica de campos petroleros, se caracteriza por que no resistir a fuertes presiones ni temperaturas.

## **10.2 RECOMENDACIONES.**

- Se reafirma y recomienda que la inyección del agua de formación de Shushufindi Sur se realice al estrato de la formación de Tiyuyacu ya que es una matriz areno – limosa que posee una excelente permeabilidad y porosidad.

- La profundidad del estrato de Tiyuyacu es también beneficiosa para la inyección ya que se encuentra entre los 7220 y 7320 pies.
- La inyección de agua de formación en el pozo SSFD-A-45 es la mejor forma de tratar este tipo de aguas ya que es un pozo abandonado que solía ser productor.
- Se recomienda además el pozo SSFD-A-45 porque tiene una profundidad de alrededor 8000 pies y brinda así el espacio necesario para tratar los 16.000 Bls de agua que diariamente produce Shushufindi Sur.
- En lo referente a parámetros de la calidad del agua, el resultado de sólidos suspendidos y de metales pesados está dentro de la norma permisible y consecuentemente no se necesita de un tratamiento específico para su eliminación y reducción.
- Sí se recomienda en el tema de sólidos suspendidos y de metales pesados un monitoreo constante para que sus concentraciones no aumenten y se mantenga bajo lo permisible.
- Para reducir el petróleo a aceite disperso se recomienda la implantación y uso de un Separador API y de placas paralelas.
- El separador API permitirá que el aceite libre suba por flotación a la superficie, mientras que el separador de placas paralelas hará que el agua aceitosa se pegue a sus placas y formen gotas más grandes mientras suben a la superficie para ser removida.

- El aceite en suspensión va a producir disminuciones considerables del oxígeno disuelto siendo esto beneficioso para el proceso de tratamiento, luego de cumplir con esto mismo aceite será removido y eliminado mediante el separador de placas API y de placas paralelas.
- En el tema de bacterias se recomienda un aumento de presión a la entrada del agua en el pozo SSFD-A-45 para así eliminar a las sulfato - reductoras.
- La presión del pozo tanto a la entrada como a la salida es de 1500 psi y con un aumento de 100 psi de presión a la entrada del pozo se logrará eliminar fácilmente a la bacteria Desulfovibrio Desulfuricans y prevenir un taponamiento del pozo.
- Se recomienda además mantener un monitoreo constante y continuo de la presión de entrada al pozo ya que se la deberá mantener en el rango de 1500 a 1600 psig para así eliminar las bacterias sulfato reductoras y mantener el equilibrio de todo el sistema de inyección.
- Como recomendación final se observa conveniente intensificar y ampliar el adiestramiento del personal técnico para la operación de plantas para el tratamiento del agua producida.

## **CAPITULO XII.**

### **BIBLIOGRAFÍA.**

- Waterflooding. G. Paul Willhite. SPE Textbook Series.1986.
- Técnicas de defensa del Medio Ambiente. Federico De Loria – Juan M. Chavarria. Editorial Labor. Madrid, 1980.
- The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Forrest F. Craig, Monograph Series 1971.
- Oil Treating – Water Disposal. Texaco, Bellaire, Texas 1977.
- Introduction to Environmental Engineering. Mackenzie L. Davis – David A. Cornwell, McGraw Hill, Inc. 1991.
- Oilfield Water Systems. Dr. Charles C. Patton. Campbell Petroleum Series. 1977.
- Water Flood Handbook. World Oil – Gulf Publishing Company. 1969.
- Introduction to Oilfield Water Technology. A.G. Ostropf. National Association of Corrosion Engineers. 1979.
- Water Injection Project Auca Field Nororiente Ecuatoriano. C.C. Patton & Associates, Inc. 1995.

- Breve Léxico Estratigráfico del Ecuador. Pablo Duque. 1ra Edición. Octubre 2000, Ecuador.
- Lexique Stratigraphique Int. Volume V, Fascicule 5. 1977.
- Reservoir Engineering Manual. Frank W Cole. Gulf Publishing Co.
- Geochemistry of Oilfield Waters. Gene Collins. Elsevier Scientific Publishing Co.
- American Petroleum Institute Manual for recommended practices with bacterias. Chapter Bacto Sulfate API Broth.
- Practical Petroleum Engineers Handbook. Joseph Zaba & W.T. Doherty. Fifth Edition. 1970.
- Principles of Oil Well Production. T.E.W. Nind. 2nd Edition. McGraw-Hill Book Company. 1981.
- The Chemical Engineering Guide to Pumps. Kenneth J. McNaughton. McGraw-Hill Pub. Co. 1984.
- Industrial Waswater and Solid Waste Engineering. Vincent Cavaseno. McGraw-Hill Pub. Co. 1980.
- Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador. Registro Oficial No. 888. Acuerdo Ministerial No. 621.
- Políticas Básicas Ambientales del Ecuador. Registro Oficial 456.

**TABLA 1.**

**ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO Y BACTERIOLOGICO.**

**LUGAR DE MUESTREO:** Piscina Shushufudi Sur.  
**FECHA DE MUESTREO:** 3 - Abril - 2003.  
**FECHA DE ANÁLISIS:** 4 - Abril - 2003.

PARAMETROS.	UNIDADES	ENTRADA	SALIDA
		PISCINA VALORES OBTENIDOS	PISCINA VALORES OBTENIDOS
Olor		Hidrocarburo	Hidrocarburo
Sabor		Salada	Salada
pH		7,62	7,72
Turbidez	NTU	151	40
Cloro	ppm como Cl <sub>2</sub>		
Color aparente	UNIDADES APHA	1250	315
Color verdadero	UNIDADES APHA	42	28
Hierro total	ppm como Fe++	17,1	20,9
Sólidos totales suspendidos	ppm STS	142	50,2
Sólidos totales disueltos	ppm SDT	46400	41500
Temperatura	°C	42,2	
Conductividad	umhos	8200	8000
Densidad del agua	g/cc a 24 °C	1,032	1,03
pH saturación		6,2	6,18
Índice de Solf % Davis	I-ST	1,42	1,54
Tendencia del agua		Incrustante	Incrustante
Alcalinidad fenol	ppm como CaCO <sub>3</sub>	0	0
Alcalinidad total	ppm como CaCO <sub>3</sub>	1400	1300
Alcalinidad carbon	ppm como CaCO <sub>3</sub>	0	0
Alcalinidad bicarbonato	ppm como CaCO <sub>3</sub>	1400	1300
Alcalinidad hidróxido	ppm como CaCO <sub>3</sub>	0	0
Dureza total	ppm como CaCO <sub>3</sub>	6600	6800
Dureza cálcica	ppm como CaCO <sub>3</sub>	6200	6700
Dureza magnésica	ppm como CaCO <sub>3</sub>	400	100
Calcio	ppm como Ca++	2480	2680
Magnesio	ppm como Mg++	96	24
Fosfatos	ppm PO <sub>4</sub> -	0,26	0,1
Sulfatos	ppm SO <sub>4</sub> -	42	40
Sodio	ppm Na	16093	14787
Cloruros	ppm Cl-	28500	26700
Nitratos	ppm NO <sub>3</sub>	0,07	0,08
Nitritos	ppm NO <sub>2</sub>	0,008	0,004
Hidrocarburos y grasas	ppm	12	8
Fenoles		6	8
Bacterias totales	col/ml		10000 - 100000
Bacterias sulfatos y reductoras	col/ml		1000 - 10000
Hongos y levaduras	col/ml		

**TABLA 2.**

**ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO Y BACTERIOLOGICO.**

**LUGAR DE MUESTREO:** Pozo SSFD-A-45.  
**FECHA DE MUESTREO:** 3 - Abril - 2003.  
**FECHA DE ANÁLISIS:** 4 - Abril - 2003.

PARAMETROS.	UNIDADES	SUCCION	SUCCION FUERZA IONICA X 10-5	CABEZA DEL POZO INYECTOR
pH		6,72		6,85
Turbidez	NTU	49		110
Acidez en agua	ppm	12		10
Hierro total	ppm como Fe++	14,6		14,7
Sólidos totales suspendidos	ppm STS	74		76
Sólidos totales disueltos	ppm SDT	46230		42880
Temperatura	°C	35,8		37
Conductividad	umhos	69000		66000
pH saturación		5,24		5,37
Alcalinidad fenol	ppm como CaCO <sub>3</sub>	0		0
Alcalinidad total	ppm como CaCO <sub>3</sub>	450		400
Dureza total	ppm como CaCO <sub>3</sub>	5350		5440
Dureza cálcica	ppm como CaCO <sub>3</sub>	4850		4780
Dureza magnésica	ppm como CaCO <sub>3</sub>	700		660
Calcio	ppm como Ca++	1940	9700	9700
Magnesio	ppm como Mg++	170	1394	1394
Sulfatos	ppm SO <sub>4</sub> -	10	21	21
Sodio	ppm Na	16164	35561	35561
Cloruros	ppm Cl-	24950	34930	34930
CO <sub>3</sub> -	ppm	0	0	0
HCO <sub>3</sub> -	ppm	549	450	450
Bacterias totales	col/ml	10000 - 100000		
Bacterias sulfatos y reductoras	col/ml	1000 - 10000		
Hongos y levaduras		0		

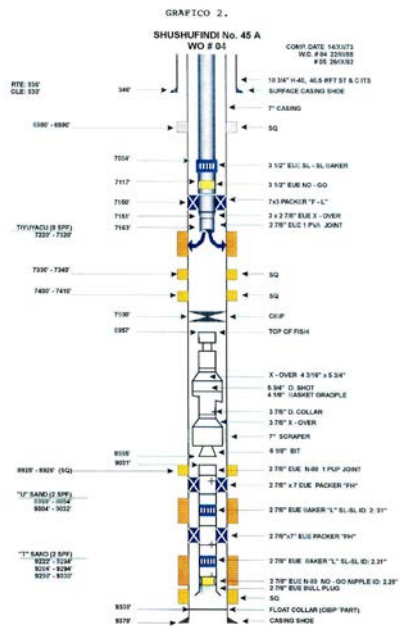
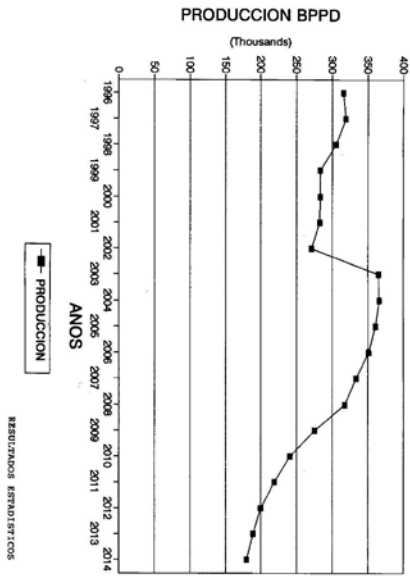
Year	1970		1971		1972		1973		1974		1975		1976		1977		1978		1979		1980		1981		1982		1983		1984		1985		1986		1987		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995		1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033		2034		2035		2036		2037		2038		2039		2040		2041		2042		2043		2044		2045		2046		2047		2048		2049		2050		2051		2052		2053		2054		2055		2056		2057		2058		2059		2060		2061		2062		2063		2064		2065		2066		2067		2068		2069		2070		2071		2072		2073		2074		2075		2076		2077		2078		2079		2080		2081		2082		2083		2084		2085		2086		2087		2088		2089		2090		2091		2092		2093		2094		2095		2096		2097		2098		2099		2100		2101		2102		2103		2104		2105		2106		2107		2108		2109		2110		2111		2112		2113		2114		2115		2116		2117		2118		2119		2120		2121		2122		2123		2124		2125		2126		2127		2128		2129		2130		2131		2132		2133		2134		2135		2136		2137		2138		2139		2140		2141		2142		2143		2144		2145		2146		2147		2148		2149		2150		2151		2152		2153		2154		2155		2156		2157		2158		2159		2160		2161		2162		2163		2164		2165		2166		2167		2168		2169		2170		2171		2172		2173		2174		2175		2176		2177		2178		2179		2180		2181		2182		2183		2184		2185		2186		2187		2188		2189		2190		2191		2192		2193		2194		2195		2196		2197		2198		2199		2200		2201		2202		2203		2204		2205		2206		2207		2208		2209		2210		2211		2212		2213		2214		2215		2216		2217		2218		2219		2220		2221		2222		2223		2224		2225		2226		2227		2228		2229		2230		2231		2232		2233		2234		2235		2236		2237		2238		2239		2240		2241		2242		2243		2244		2245		2246		2247		2248		2249		2250		2251		2252		2253		2254		2255		2256		2257		2258		2259		2260		2261		2262		2263		2264		2265		2266		2267		2268		2269		2270		2271		2272		2273		2274		2275		2276		2277		2278		2279		2280		2281		2282		2283		2284		2285		2286		2287		2288		2289		2290		2291		2292		2293		2294		2295		2296		2297		2298		2299		2300		2301		2302		2303		2304		2305		2306		2307		2308		2309		2310		2311		2312		2313		2314		2315		2316		2317		2318		2319		2320		2321		2322		2323		2324		2325		2326		2327		2328		2329		2330		2331		2332		2333		2334		2335		2336		2337		2338		2339		2340		2341		2342		2343		2344		2345		2346		2347		2348		2349		2350		2351		2352		2353		2354		2355		2356		2357		2358		2359		2360		2361		2362		2363		2364		2365		2366		2367		2368		2369		2370		2371		2372		2373		2374		2375		2376		2377		2378		2379		2380		2381		2382		2383		2384		2385		2386		2387		2388		2389		2390		2391		2392		2393		2394		2395		2396		2397		2398		2399		2400		2401		2402		2403		2404		2405		2406		2407		2408		2409		2410		2411		2412		2413		2414		2415		2416		2417		2418		2419		2420		2421		2422		2423		2424		2425		2426		2427		2428		2429		2430		2431		2432		2433		2434		2435		2436		2437		2438		2439		2440		2441		2442		2443		2444		2445		2446		2447		2448		2449		2450		2451		2452		2453		2454		2455		2456		2457		2458		2459		2460		2461		2462		2463		2464		2465		2466		2467		2468		2469		2470		2471		2472		2473		2474		2475		2476		2477		2478		2479		2480		2481		2482		2483		2484		2485		2486		2487		2488		2489		2490		2491		2492		2493		2494		2495		2496		2497		2498		2499		2500		2501		2502		2503		2504		2505		2506		2507		2508		2509		2510		2511		2512		2513		2514		2515		2516		2517		2518		2519		2520		2521		2522		2523		2524		2525		2526		2527		2528		2529		2530		2531		2532		2533		2534		2535		2536		2537		2538		2539		2540		2541		2542		2543		2544		2545		2546		2547		2548		2549		2550		2551		2552		2553		2554		2555		2556		2557		2558		2559		2560		2561		2562		2563		2564		2565		2566		2567		2568		2569		2570		2571		2572		2573		2574		2575		2576		2577		2578		2579		2580		2581		2582		2583		2584		2585		2586		2587		2588		2589		2590		2591		2592		2593		2594		2595		2596		2597		2598		2599		2600		2601		2602		2603		2604		2605		2606		2607		2608		2609		2610		2611		2612		2613		2614		2615		2616		2617		2618		2619		2620		2621		2622		2623		2624		2625		2626		2627		2628		2629		2630		2631		2632		2633		2634		2635		2636		2637		2638		2639		2640		2641		2642		2643		2644		2645		2646		2647		2648		2649		2650		2651		2652		2653		2654		2655		2656		2657		2658		2659		2660		2661		2662		2663		2664		2665		2666		2667		2668		2669		2670		2671		2672		2673		2674		2675		2676		2677		2678		2679		2680		2681		2682		2683		2684		2685		2686		2687		2688		2689		2690		2691		2692		2693		2694		2695		2696		2697		2698		2699		2700		2701		2702		2703		2704		2705		2706		2707		2708		2709		2710		2711		2712		2713		2714		2715		2716		2717		2718		2719		2720		2721		2722		2723		2724		2725		2726		2727		2728		2729		2730		2731		2732		2733		2734		2735		2736		2737		2738		2739		2740		2741		2742		2743		2744		2745		2746		2747		2748		2749		2750		2751		2752		2753		2754		2755		2756		2757		2758		2759		2760		2761		2762		2763		2764		2765		2766		2767		2768		2769		2770		2771		2772		2773		2774		2775		2776		2777		2778		2779		2780		2781		2782		2783		2784		2785		2786		2787		2788		2789		2790		2791		2792		2793		2794		2795		2796		2797		2798		2799		2800		2801		2802		2803		2804		2805		2806		2807		2808		2809		2810		2811		2812		2813		2814		2815		2816		2817		2818		2819		2820		2821		2822		2823		2824		2825		2826		2827		2828		2829		2830		2831		2832		2833		2834		2835		2836		2837		2838		2839		2840		2841		2842		2843		2844		2845		2846		2847		2848		2849		2850		2851		2852		2853		2854		2855		2856		2857		2858		2859		2860		2861		2862		2863		2864		2865		2866		2867		2868		2869		2870		2871		2872		2873		2874		2875		2876		2877		2878		2879		2880		2881		2882		2883		2884		2885		2886		2887		2888		2889		2890		2891		2892		2893		2894		2895		2896		2897		2898		2899		2900		2901		2902		2903		2904		2905		2906		2907		2908		2909		2910		2911		2912		2913		2914		2915		2916		2917		2918		2919		2920		2921		2922		2923		2924		2925		2926		2927		2928		2929		2930		2931		2932		2933		2934		2935		2936		2937		2938		2939		2940		2941		2942		2943		2944		2945		2946		2947		2948		2949		2950		2951		2952		2953		2954		2955		2956		2957		2958		2959		2960		2961		2962		2963		2964		2965		2966		2967		2968		2969		2970		2971		2972		2973		2974		2975		2976		2977		2978		2979		2980		2981		2982		2983		2984		2985		2986		2987		2988		2989		2990		2991		2992		2993		2994		2995		2996		2997		2998		2999		3000	
------	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--	------	--

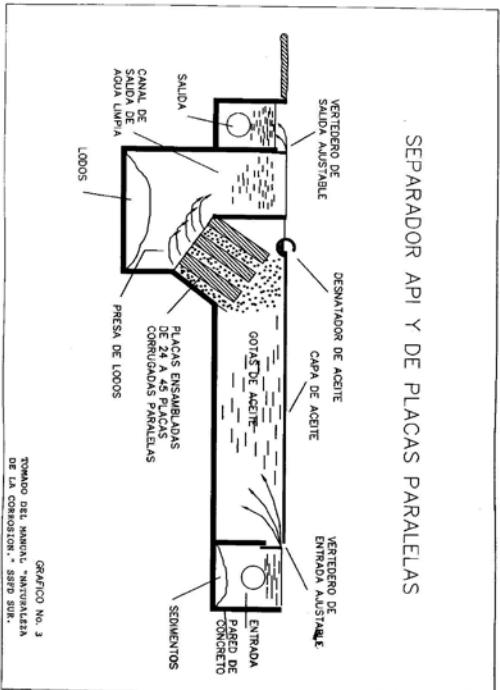
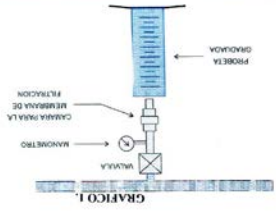
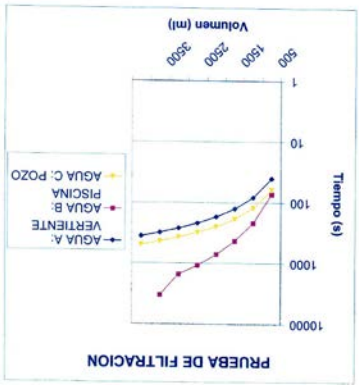
DATOS TOMADOS DEL MANUAL DE  
ANTECEDENTES, PREANALISIS -  
DE EXPLORACION Y DESARROLLO

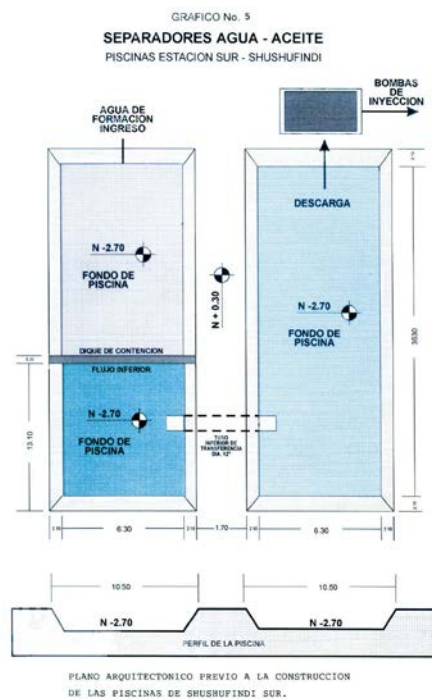
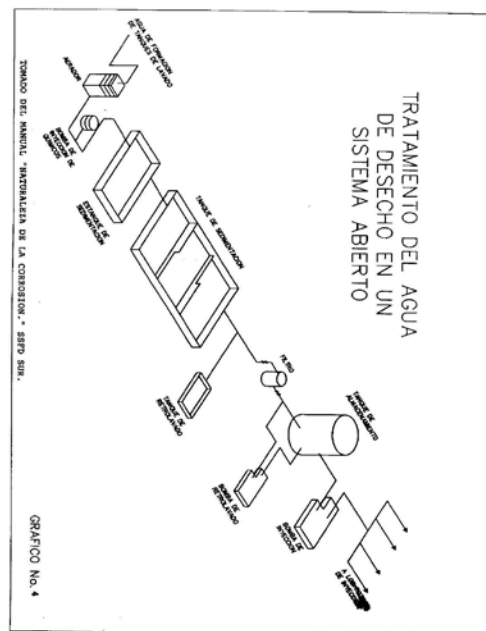
[illegible]

1. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
2. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
3. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
4. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
5. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
6. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
7. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
8. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
9. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12  
10. *Journal of Management Education* 2000; 24(1): 10-12

# PROYECCION PRODUCCION PETROLEO PERIODO 1996-2014







MAPA DE UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO SRUSHUTINDI

