

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEO



**“ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL EN
LA ETAPA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
CHAMBIRA LOTE 8 - SELVA”**

**TESIS
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

**PRESENTADO POR:
MARTIN FELIPE CHUMPITAZ CAMARENA**

PROMOCIÓN 1,991-I

**LIMA – PERU
2002**

ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL EN LA ETAPA DE PRODUCCIÓN

DEL CAMPO CHAMBIRA LOTE 8 - SELVA

TEMARIO:

1.- SUMARIO

2.- INTRODUCCIÓN

2.1.- GENERALIDADES

2.2.- UBICACIÓN

2.3.- RESERVAS

3.- FUNDAMENTO TEÓRICO

4.- DESARROLLO DEL TRABAJO

4.1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE OPERACIONES EN EL LOTE 8 - CHAMBIRA

4.2.- SISTEMAS ECOLÓGICOS

- POBLACIÓN

- ECOSISTEMAS, BIODIVERSIDAD ECOREGIONES

- FACTORES FÍSICOS - BIOTICOS DE LA ZONA

4.3.- LEGISLACIÓN AMBIENTAL

4.4.- ACTIVIDADES CORRECTIVAS

- DE CORTO PLAZO

- MEDIANO PLAZO

- LARGO PLAZO

4.5.- COMPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
CHAMBIRA

4.6.- EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

4.7.- ANÁLISIS CUALITATIVO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

4.8.- CONTROL DE CONTAMINACIÓN EN EL TRANSPORTE DEL
PETRÓLEO Y DERRAMES DEL PETRÓLEO

4.9.- EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICO PARA ELEGIR EL MEJOR
SISTEMA TÉCNICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
CHAMBIRA

5.- CONCLUSIONES

6.- RECOMENDACIONES

7.- BIBLIOGRAFÍA

8.- TABLAS

9.- CUADROS

10.- ANEXOS

1.- SUMARIO

Actualmente, las compañías petroleras, que operan en el Perú extraen petróleo crudo específicamente de dos regiones del país:

- a.- La región costera/marítima en el noroeste peruano .
- b.- La selva húmeda amazónica en el este.

Existe una particular preocupación por las actividades de extracción del crudo en la región amazónica por dos razones importantes.

*Primero, la selva amazónica es un ecosistema frágil con suelos delgados, altamente erosionables con un alto nivel de precipitación de agua anual, numerosas fuentes de aguas superficiales y una gran diversidad de vida acuática en los ríos y corrientes de la región.

*Segundo, El petróleo de esta región contiene considerablemente más agua de formación que las reservas petroleras en la región costera, seca, del Perú. Por ejemplo: cada diez barriles de petróleo extraído de pozos ubicados en la costa noroccidental del Perú normalmente contienen de un barril de agua que luego de la separación petróleo - agua y gas se evaporan en pozas y por consiguiente no se produce descargas en aguas superficiales. Sin embargo: en la selva amazónica, como promedio. En cada diez barriles de petróleo extraído se encuentra hasta nueve barriles de agua salina, caliente.

Actualmente, después de la separación, esta agua producida es descargada en aguas superficiales causando Impacto Ambiental negativo.

Los principales objetivos en la presente tesis son los siguientes:

- 1.- Describir el área de operaciones del campo de Chambira y su entorno.
- 2.- Realizar un estudio de los sistemas ecológicos circundantes a la batería N°8 del campo de Chambira.
- 3.- Presentar las Normas Legales del Medio Ambiente y/o Analizadas
- 4.- Proponer las acciones correctivas para mitigar el Impacto Ambiental que pueden ocurrir en los suelos, aire, aguas superficiales y aguas subterráneas del campo de Chambira.
- 5.- Describir la composición del agua de producción y realizar los estudios y sus análisis respectivos del campo Chambira.
- 6.- Hacer una evaluación técnica económica a fin de elegir el mejor sistema técnico operacional en el tratamiento del agua de producción del campo de Chambira, desde el punto de vista Costos - Beneficio.

En lo referente a la explotación en la industria petrolera del campo de Chambira, el principal desecho que se descarga, es el agua de producción, el cual se produce conjuntamente con el petróleo.

El tratamiento del agua de producción que se venía dando era dirigido principalmente a optimizar la producción de petróleo extraído en la selva. Este método de operar y tratar al agua no había sido capaz de separar el fluido total y así proteger el Medio Ambiente.

2.- INTRODUCCIÓN

Dentro de la Industria del Petróleo durante sus diversas fases es considerado como una de las actividades productivas que más comprometen el Medio Ambiente, por lo tanto el campo de Chambira no escapa a esta realidad.

En el caso de las actividades del campo Chambira el más alto potencial de Impacto Ambiental, está en el manejo del crudo con los derrames en la líneas de conducción, Batería, Perforación, etc., y en las aguas de formación de nuestro reservorios que refleja una relación petróleo-agua que llega a la proporción de 1 a 10 y que será el análisis del presente trabajo.

En estas operaciones también debemos considerar los Impactos provocados por las instalaciones de campamentos por la acción de sus obras en sí y, por los desechos orgánicos e inorgánicos que provocan estos al no darse el tratamiento adecuado; además debemos considerar los riesgos desde sus inicios, (con la exploración) continuando con la fase productiva hasta cerrar el ciclo con la comercialización que también no está exenta de problemas ambientales.

Las operaciones de producción de Hidrocarburos y las regulaciones del Medio Ambiente serán compatibles si se toman en cuenta medidas respectivas adecuadas para proteger los tres recursos básicos del Medio Ambiente como son: Tierra, Aire, y Agua.

En la Evaluación los ingenieros de petróleo necesitan de las ciencias emergentes de la percepción del riesgo, teniendo en cuenta que el riesgo es frecuentemente diferente del cálculo simple. Basado en proyecciones estadísticas y que solo nos conlleva a la rentabilidad del proyecto.

A la luz del análisis de situaciones de riesgo, el trabajo presenta indicaciones de carácter preventivo así como da los lineamientos para actuar en el caso de presentarse dichas situaciones de riesgo. En la medida que las acciones se tomen con rapidez y en forma apropiada se minimizará el riesgo de afectar la integridad de las instalaciones y el ecosistema del entorno.

2.1.- GENERALIDADES

El presente trabajo de investigación presenta las acciones desarrolladas en la Evaluación de Protección Ambiental habidas en el campo Chambira del Lote 8 Selva; también describe las principales técnicas operativas para salvaguardar los recursos básicos del Medio Ambiente: las acciones de prevención y control, y también los principales aspectos que la legislación nacional e internacional sobre esta materia norman.

El yacimiento de Chambira para su exploración y explotación requiere en sus instalaciones de: plataformas, pozos, ductos y accesorios orientados todos hacia la batería 8, compuesta esta de tanques, separadores, planta de fuerza, planta catódica, planta de tratamiento de agua, quemador y otras facilidades que contribuyen a su actividad industrial y que cumplen con el menor impacto negativo sobre el medio ambiente.

Las actividades en el yacimiento Chambira están referidas a la fase de producción que actualmente debe estar en concordancia con la política ambiental cumpliendo a cabalidad la legislación vigente en norma el Ministerio de Energía y Minas.

La producción actual que es de 1,250 Bls., se obtiene de la formación cétrico de la edad cretáceo superior de la formación Chonta. Las características de estas arenas del reservorio son esféricas como cuerpos de barras de arena, porosidad de 17 a 30% con una permeabilidad de 400 a 3,800 md., la relación arena lutita incrementan al Este y las calizas incrementan al Oeste; con características litológicas de lutitas grises oscuras y areniscas cuarzosas glauconíticas intercaladas con limolita y calizas gris micríticas fosilíferas, con un ambiente marino deltaico.

Este crudo es procesado en la batería 8, que está diseñado para tratar 6M Bls. por día de flujo total (agua, petróleo y gas) y productos químicos que se le añaden para facilitar su proceso posterior donde se alimenta por los pozos 123X, 124X y 157X.

El fluido de producción de los pozos llega a la batería mediante tuberías de producción de 4 pulgadas de diámetro. El sistema de bombeo utilizado es el bombeo electrocentrífugo.

El crudo llega a la batería a un manifold de distribución mediante el cual se le envía hacia uno de los separadores trifásico; mediante un múltiple distribuidor se puede enviar el fluido previamente y exclusivamente de un pozo hacia uno de los separadores o se puede mezclarlo con el fluido de los otros pozos y enviarlo al otro separador (ver diagrama de distribución).

El separador de prueba se utiliza para procesar sólo fluido existente en un pozo para controlar y evaluar la producción de dicho pozo, mientras el separador de totales se utiliza para procesar en forma conjunta el fluido de varios pozos.

El petróleo que sale de los separadores contiene aun agua salada y gas que es necesario eliminar. Para tal fin el petróleo es enviado al tanque de lavado "Gun barrel", petróleo allí ingresa al tanque mediante un separador o desgasificador llamado "Bota de gas" separando el gas que aún contiene el petróleo o crudo.

El petróleo ingresa al tanque de lavado por la parte inferior donde se mantiene un volumen de agua salada. Por diferencia de densidades el petróleo se desplaza hacia arriba atravesando dicho volumen de agua, desprendiéndose en el trayecto gran parte de agua salada que contenía; al llegar a la parte superior sale del tanque y es enviado a los tanques de almacenamiento de la batería.

El agua salada que se ha desprendido del petróleo es eliminado por la parte inferior del tanque a través por un sistema de vasos comunicantes y vertedero llamado "Sifón" el cual mantiene constante el volumen de agua que debe permanecer en el tanque.

Actualmente la batería 8 cuenta con dos tanques de almacenamiento de petróleo de 3,000 y 5,000 bls. ;sin embargo el tanque de 3,000 bls. es un tanque de lavado acondicionado para ser usado como tanque de almacenamiento de petróleo en función de los requerimientos de la producción, tal como está funcionando actualmente.

Los tanques de almacenamiento operan en forma alternada, mientras que uno está recibiendo del tanque de lavado, el otro está abasteciendo a la bomba de transferencia de petróleo de la batería 8 a Trompeteros a través del oleoducto, en los tanques de almacenamiento se drena agua salada antes de proceder el bombeo.

El flujo de agua que sale de los separadores trifásicos es transferida por la presión de los separadores al tanque de 3M bls. (51S) de almacenamiento de agua salada. El agua que sale del tanque de lavado 3M bls. (48S) se transfiere al tanque eliminador de aire (T-20) luego se bombea a la planta de tratamiento de agua donde se separan las trazas de petróleo que podrían contener, debiendo quedar el agua con un máximo de 15 ppm.

Luego el agua es bombeado al tanque 3M (52-S) y de allí es eliminado al río Pucayacu por medio de un acueducto. El flujo de gas que proviene de los separadores trifásicos se transfiere hacia el separador vertical (S-3) llamado "Scrubber" donde se logra separar las trazas de petróleo y agua que aún contiene el gas. El gas seco es envia al quemador "Flare" para su combustión y consecuente.

Los equipos auxiliares que tiene la batería sirven como apoyo durante la producción de petróleo y son la casa de fuerza, sistema de comunicación, equipos contra incendios, planta de tratamiento de agua potable, planta de tratamiento de agua residuales, incineradores de desperdicios de sólidos, y facilidades para el campamento.

Todo lo antes mencionado, nos vamos a referir en nuestro trabajo a versar sobre la planta de tratamiento de agua, los incineradores de desperdicios de sólidos planta de tratamiento de aguas residuales, que son los procesos mecánicos más importante que existen para mitigar el Impacto Ambiental durante la producción de petróleo y que serán tratados posteriormente.

2.1.- UBICACION

El Lote 8 se encuentra ubicado en el Nor-oriente peruano en el departamento de Loreto, a la misma latitud y a 200 Km. al Oeste de la ciudad de Iquitos a 40 minutos de vuelo desde esta ciudad; tiene una extensión de 879,602 hectáreas.

En ella actualmente están ubicados los yacimientos de Corrientes, Pavayacu, Capirona, Nueva Esperanza, Valencia, Chambira y Yanayacu.

Los yacimientos están apartados de los centros poblados importantes; en sus proximidades suelen haber pequeños asentamientos humanos cuyos habitantes explotan los recursos nativos y eventualmente reciben estos los beneficios de su proximidad a las instalaciones de Petroperú, ya sea en servicios de transporte, sanidad, o en la contratación de mano de obra no calificada.

El yacimiento Corrientes ubicado en la margen derecha y a lo largo de aproximadamente 3 Km. del río Corrientes en un punto próximo al meridiano 75°O y al paralelo 4°S.

La batería 8 es definitivamente nueva y se encuentra en funcionamiento a partir de 1,995 se halla a un Km. de distancia de las actuales instalaciones de los pozos de producción. El campamento también es nuevo y se encuentra junto a la batería, en el terreno natural encima de un colina de arcilla, alrededor de ella existe un aguajal extenso.

El yacimiento Chambira se encuentra a 15 minutos de vuelo en helicóptero desde Corrientes según la dirección 75.4°O y al paralelo 4°S aproximadamente; las instalaciones de Petroperú en Chambira tienen una antigüedad de 8 años (graf. 2).

La Batería N° 8 de Chambira, ubicada a 35 Km. al Sudoeste de la Batería N° 1 de Trompeteros, se ha construido con la finalidad de recibir el petróleo producido en el yacimiento de Chambira, efectuar allí su tratamiento y transferirlo a la Batería N° 1 de Trompeteros, desde donde es enviado a la Estación de Bombeo Bayovar a través del Oleoducto Nor-Peruano

La Batería ha sido diseñada por la empresa COUSA-COEST ASOCIADOS y cuenta con una capacidad de tratamiento de:

Producto	Capacidad
Crudo	6.0 MBPD
Agua salada	10.9 MBPD
Gas.	1.0 MMPCD

2.3.- RESERVAS DE PETRÓLEO

a) RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Las reservas probadas desarrolladas ascienden a 20,300 Mbls., y no presentan variación respecto a la estimada en el año 1,995.

b) RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

La reservas probadas no desarrolladas ascienden a 10,400 Mbls., y no presentan variación respecto a la estimada en el año 1,995.

c) RESERVAS PROBABLES

Las reservas probables ascienden a 3,800 Mbls., y no presentan variación respecto a la estimada en año 1,995.

Las reservas probadas desarrolladas, probadas no desarrolladas y las reservas posibles se pueden observar en el gráfica N°1

3.- FUNDAMENTO TEÓRICO

3.1.- AMBIENTE

Es el conjunto de los elementos bióticos y abióticos que interactúan en un espacio y tiempo determinados.

Los efectos ambientales pueden ser agudos y/o crónicos:

Los efectos agudos resultan de una exposición a corto plazo un contaminante en altas concentraciones; por ejemplo en derrames de sustancias químicas.

Los efectos crónicos resultan de una exposición a largo plazo de contaminantes en bajas concentraciones por ejemplo en la contaminación del aire debido a las poluciones de gases de los diferentes tanques de almacenamiento de hidrocarburos en una batería.

Además pueden ocurrir efectos secundarios a través de la biosfera local que pueden atribuirse a un único suceso; por ejemplo la contaminación del agua potable subterránea y superficial, provocada por un derrame de sustancias químicas, que originalmente destruyó únicamente algo de vegetación.

La extensión del impacto ambiental depende de:

- La permanencia del contaminante.
- La degradación natural del contaminante.
- El efecto del contaminante.
- La cantidad y concentración del contaminante.
- Los efectos residuales.

3.2.- PROTECCIÓN AMBIENTAL

Es el conjunto de acciones de orden técnico, legal, humano, económico, y social que tiene por objeto proteger la zona de actividades de hidrocarburos y sus áreas de influencia, evitando su degradación progresiva o violenta a niveles perjudiciales que afecten los ecosistemas, la salud, y el bienestar humano.

3.3.- CONTAMINANTES

Son materiales, sustancias o energía que al incorporarse y/o actuar en, o sobre el Ambiente, degradan su calidad original o propios para la salud y el bienestar humano, poniendo en peligro los ecosistemas naturales.

3.4.- CONTAMINACIÓN

Es la acción que resulta de la introducción de los diferentes contaminantes al ambiente, de tal manera que destruye directamente o indirectamente al medio ambiente.

3.5.- NIVEL MÁXIMO PERMISIBLE

Concentración de cada uno de los elementos o sustancias potencialmente perjudiciales que ponen en riesgo la salud y supervivencia humana.

3.6.- PLAN DE CONTINGENCIA

Es un plan que especifica como los operadores de un campo petrolero deben responder frente a posibles derrames de petróleo, fuegos, desastres naturales y emergencias.

3.7.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Son los estudios que deben ejecutarse en los proyectos de las actividades de hidrocarburos, los cuales abarcan aspectos físicos-naturales, biológicos, socio-económicos y culturales en el área de influencia del proyecto, con la finalidad de determinar las condiciones existentes y las capacidades de medio, así como prever los efectos y consecuencias de la realización del mismo, indicando medidas y controles a aplicar para lograr un desarrollo armónico entre las operaciones petroleras y el ambiente.

3.8.- AGUA DE PRODUCCIÓN

Es el agua que se produce conjuntamente con el petróleo; la misma que es separada y tratada antes de su disposición por reinyección o en superficie.

3.9.- PRACTICAS CONSTRUCTIVAS

Son las técnicas o procedimientos que se utilizan para construir ubicaciones de la batería de producción, caminos de acceso, etc., las cuales dependerán de las características propias de cada ecosistema tales como suelos, geomorfología, floresta, precipitaciones, etc.

3.10.- IMPACTO AMBIENTAL

Es el efecto de las acciones del hombre o de la naturaleza causan en el ambiente natural y social. Pueden ser positivos o negativos.

3.11.- ESTUDIO DE LÍNEA BASE

Es el estudio que se realiza para determinar la situación de un área antes de ejecutarse un proyecto; incluye todos los aspectos bióticos, abióticos y socio-culturales del ecosistema.

3.12.- INSTALACIÓN

Es el conjunto de equipos, facilidades de producción y edificaciones (baterías, estaciones de bombeo, etc.) que se utilizan para realizar las actividades de hidrocarburos.

3.13.- HIDROCICLON

Todos los separadores de sólidos de tipo cono funcionan sobre la base del mismo principio de fuerza centrífuga. Los hidrociclones son recipientes de forma cónica en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga. El agua de producción con que se alimenta, por medio de una bomba centrífuga, a través de una entrada que lo envía tangencialmente a la cámara de alimentación. Una corta tubería se extiende hacia abajo en el cuerpo del cono y fuerza a la corriente en forma de remolino a dirigirse hacia abajo en la dirección del vértice, es decir hacia el extremo delgado del cono. Las fuerzas centrífugas que se desarrollan en esas circunstancias multiplican la velocidad de sedimentación del material de la fase más pesada (sólidos y líquidos más densos) forzándolos hacia afuera contra la pared del cono (graf. N° 5).

Las partículas más livianas se dirigen hacia adentro y arriba como un vórtice espiralado que las lleva hacia el orificio de la descarga superior o del efluente. La descarga en el extremo inferior en cambio descarga a los sólidos y líquidos más pesados.

3.14.- RESERVAS PROBADAS

Son cantidades estimadas que pueden con razonable certeza ser recuperadas bajo las condiciones económicas vigentes; donde se incluyen precios y costos prevalecientes a la fecha del estimado.

Las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del reservorio se basa en pruebas de producción y pruebas de formación.

El término probado se refiere al estimado del volumen de reservas y no a la productividad del pozo o reservorio.

Las reservas probadas deben tener facilidades para procesar y transportar estas reservas al mercado a la fecha del estimado.

3.15.- RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Es la porción del reservorio delineada por la perforación y definida por contactos de fluidos.

En la ausencia de datos de contactos de fluidos, la ocurrencia de hidrocarburos en la parte estructuralmente más baja, controla el límite probado a menos que los datos indiquen lo contrario.

Las reservas probadas desarrolladas se subdividen en

EN PRODUCCIÓN:

Son las reservas a ser recuperadas de los intervalos abiertos a producción a la fecha del estimado y están en producción.

EN NO PRODUCCIÓN:

Son los que se incluyen reservas detrás del casing o taponadas. Las reservas taponadas son las que no han iniciado producción o que fueron cerradas por condiciones de mercado, o conexiones de oleoducto o que no fueron capaces de producir por razones mecánicas y la fecha del inicio a producción es incierto.

RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS:

Las reservas probadas no desarrolladas son asignadas a áreas no perforadas que satisfacen las condiciones siguientes:

Ubicaciones a un espaciamiento mínimo al de los pozos que indican producción comercial en la formación objetivo.

Existe razonable certeza que las ubicaciones estén dentro de los límites productivos conocidos de la formación objetivo.

Existe razonable certeza que las ubicaciones serán desarrolladas.

3.16.- TEMPERATURA

El agua extraída de los pozos productivos del Perú tienen temperaturas elevadas en algunos casos (como en la selva amazónica) y por lo general retornan al medio ambiente antes de enfriarse hasta temperatura ambiente.

Las descargas de agua a altas temperaturas pueden causar daños a la flora y fauna de las aguas receptoras al interferir con la reproducción de las especies; al incrementar el crecimiento de bacterias y otros organismos; al acelerar las reacciones químicas, al reducir los niveles de oxígeno; y acelerar la eutroficación.

3.17.- PH

El PH es una medida de la concentración de iones de hidrógeno en el agua. Aguas fuera del rango normal de 6 a 9 pueden ser dañinas para la vida acuática (por debajo de 7 son ácidas y por encima de 7 son alcalinas). Estos niveles de PH pueden causar perturbaciones celulares y la eventual destrucción de la flora y fauna acuática.

Las aguas residuales de la industria petrolera particularmente aquellas de las operaciones de producción pueden ser ácidas o alcalinas por el uso de productos químicos en varios procesos de producción.

3.18.- CONDUCTIVIDAD

La conductividad de una muestra de agua es una medida de la capacidad que tiene la solución para transmitir corriente eléctrica. Esta capacidad depende de la presencia, movilidad, valencia y concentración de iones, así como de la temperatura del agua. En el caso de salmueras de campos petroleros y efluentes de la producción es simplemente un indicador del agua.

3.19.- SÓLIDOS TOTALES DISUELTOS

Los Sólidos Totales Disueltos constituyen una medida de la parte de sólidos en una muestra de agua que pasa a través de un tamaño de poro nominal de 2.0 μm . en condiciones específicas. Esta medida proporciona otra indicación (como la conductividad) de la salinidad en las descargas de la industria petrolera.

3.20.- CLORUROS

Los cloruros (Cl^-) es uno de los principales aniones inorgánicos en el agua. A diferencia de los indicadores más generales de la salinidad, la concentración de cloruros es una medida específica de la salinidad de las descargas de la industria de petróleo. El cloruro es uno de los principales componentes de las salmueras de petróleo.

El incremento de cloruro en el agua ocasiona el aumento de la corrosividad del agua. El alto contenido de cloruro impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o los animales. Altos porcentajes de cloruros en los cuerpos de agua también pueden matar a la vegetación circundante.

3.21.- OXÍGENO DISUELTTO

Este parámetro proporciona una medida de la cantidad de oxígeno disuelto en el agua. Mantener una concentración adecuada de oxígeno disuelto en el agua es importante para la supervivencia de los peces y otros organismos de vida acuática. La temperatura, el material orgánico disuelto, los oxidantes inorgánicos, etc., afectan sus niveles. La baja concentración de oxígeno disuelto puede ser indicador de que el agua tiene una alta carga orgánica provocada por aguas residuales.

3.22.- ACEITES Y GRASAS

Los aceites y grasas se definen en los "Métodos Estándar" como cualquier material recuperado en la forma de una sustancia soluble en el solvente. El triclorofluoroetano es el solvente recomendado; sin embargo debido a los problemas ambientales con los clorofluorocarbonos, se incluyen también disolventes alternativos. La recolección de muestra y la medición deben realizarse con extremo cuidado.

El aceite o petróleo en las salmueras es perjudicial para la vida acuática porque forma películas sobre la superficie del agua, reduce la aeración y

disminuye la penetración de la luz solar necesaria para la fotosíntesis (producción primaria) de las plantas acuáticas. El aceite o petróleo en el agua de mar también puede formar “bolitas de alquitran” en las playas y riberas de los ríos que pueden afectar plantas y animales.

Otro problema que puede causar el petróleo es la eclosión de los huevos de tortugas en los ríos de la selva amazónica. También se ha observado problemas en el desarrollo de cangrejos carreteros, muy-muy y otros organismos que habitan en playas arenosas de la costa.

3.23.- PUNTOS DE MUESTREO PARA AGUAS RECEPTORAS

Las aguas superficiales receptoras en los lugares de explotación petrolera incluye a todos los cursos de agua que pueden ser afectados por las operaciones. Generalmente se trata de arroyos, ríos, pantanos, lagos, y aguas subterráneas en el área. Como mínimo, debe ubicarse una estación de muestreo aguas arriba y otras aguas abajo de cada cuerpo de agua receptor.

Estos puntos permitirán a la industria determinar:

- Las condiciones de referencia aguas arriba de las actividades de explotación petrolera.
- Si las actividades de explotación petrolera están contribuyendo a la contaminación de las aguas receptoras.
- En que nivel están afectando los contaminantes a las aguas receptoras.

3.24.- DEMANDA BIOQUÍMICA DE OXÍGENO

La demanda bioquímica de oxígeno (DBO), es la cantidad de oxígeno usado por las bacterias bajo condiciones aeróbicas en la oxidación de materia orgánica para obtener el CO₂ y el H₂O. Esta prueba proporciona una medida de la contaminación orgánica del agua, especialmente de la materia orgánica biodegradable.

3.25.- COLIFORMES TOTALES

Los coliformes son bacterias principalmente asociadas con los desechos humanos y animales. Los coliformes totales proporcionan una medida de la contaminación del agua proveniente de la contaminación fecal.

3.26.- DEMANDA QUÍMICA DE OXÍGENO

La demanda química de oxígeno (DQO) es una medida del equivalente en oxígeno del contenido de materia orgánica en una muestra que es oxidable utilizando un oxidante fuerte. Es diferente a la prueba de demanda bioquímica de oxígeno (DBO), pues la DBO mide solo la fracción orgánica oxidable biológicamente. Es importante obtener una medida de la DQO en aguas

residuales de producción, pues estos residuos con frecuencia contienen contaminantes orgánicos no biodegradables.

3.27.- SEPARADOR API

La denominación de éste separador se debe a que fue diseñado por el "American Petroleum Institute". La función básica de un separador API, es separar el petróleo libre del efluente acuoso cuando las gotitas de petróleo son de un diámetro mayor de 150 micrones (0.015 cm.). Además, permite la separación y retención de sólidos presentes en el efluente (graf. N° 4)

FUNCIONAMIENTO:

El desagüe aceitoso proveniente de las plantas de recolección de crudos pasa por un compartimiento donde está colocada una rejilla metálica inclinada. Luego el flujo entra a la cámara de distribución para pasar luego a la cámara de separación a través de la rejilla de distribución. Esta rejilla hace que el flujo sea distribuido uniformemente en la cámara de separación, en esta cámara ocurre la mayor parte de la separación del aceite, aunque ésta se inicia desde la cámara de distribución. La mayor parte del sedimento se separa en los colectores situados en el piso de la cámara de distribución y el resto en el fondo de la cámara de separación.

La cámara de separación cuenta con un desnatador rotatorio que empuja el aceite separado hacia la tubería colectora de aceite y los lodos depositados en el paso son empujados al colector, situado en el piso de la cámara de separación delante de la rejilla de distribución. Al salir de la cámara de separación, el efluente tratado pasa por un vertedero que fija la altura de líquido en el separador, y es conducido a las aguas receptoras o a tratamientos posteriores.

4.- DESARROLLO DEL TRABAJO

4.1.- DESCRIPCION DEL AREA DE OPERACIONES EN EL LOTE 8 - CHAMBIRA

La zona productora de petróleo se encuentra en la cuenca del Marañon (ver graf. 1) y ha estado produciendo hidrocarburos desde hace 8 años con solo una batería provisional, hasta 1,995 año en el que se puso en funcionamiento la actual batería 8 de Chambira, que se encuentra ubicada a un kilometro de distancia de los pozos productores más antiguos de la plataforma 123X entre 1,994 y 1,995 se perforaron tres nuevos pozos en la plataforma 157X de los cuales un solo pozo está produciendo; debido a que los otros dos pozos tuvieron que cerrarse por tener mucho corte de agua, el corte de agua ha variado de pues 10 bls. producidos antes, 3 bls. eran de agua , en la actualidad de cada 10 bls. producido 5 bls. son de agua. Con un rango de 19 a 22 API del crudo.

El área de operaciones es forestal con una amplia zona de árboles y fauna; con un clima que presenta una temperatura media anual de 31°C y sus precipitaciones menos de 4,000 mm., es el clima más caluroso del país entre aguajales y ríos que la circunda.

4.2.- SISTEMAS ECOLÓGICOS

4.2.1.- POBLACIÓN

Las interacciones ambientales entre las operaciones propias de la industria petrolera y las personas pueden ocurrir por situaciones relacionadas con el aire, el agua, el suelo o la vegetación. Por lo general, las inquietudes primarias son asociadas con la contaminación del agua, la contaminación del aire, el ruido y el olor localizados.

La preocupación de los seres humanos con respecto a las prácticas de las operaciones petroleras dentro del campo Chambira y de los proyectos en desarrollo han aumentado. Los impactos negativos de las prácticas rutinarias, tales como trabajos sísmicos, construcción de ductos, instalación de tanques, entre otras generalmente son causados por una falta de información y comprensión por parte de los habitantes. Respecto de las actividades propias de esta industria. Mediante una involucración del público en la toma de las decisiones ambientales que inquietan a la comunidad, pueden mantenerse una relacion comunal beneficiosa.

La comunicación interjectiva de los habitantes locales incluye el intercambio de información y la planificación conjunta entre las compañías y el público, para asegurar que se consideren las inquietudes ambientales, tanto para instalaciones existentes o propuestas.

Los asentamientos humanos, indígenas y mestizos más cercanos al campo Chambira son los siguientes:

MESTIZOS

- Dos de Mayo
- Espejo

INDIGENA

- Urarina (Santa Cecilia, Santa Rosa, Santa Silvia, Pijuayal, San José, San Carlos)

POBLACIONES DISPERSAS

- Pequeños asentamientos lejanos de Chambira

En cuanto a las condiciones de vida de los habitantes y su entorno orgánico están conectados físicamente al mundo externo por los diferentes ríos como son los ríos Chambira, Pucayacu, Patoyacu, y otros que les dan acceso al río Marañón y al mercado de Iquitos, capital de la región de Loreto, como se observa la figura N° 3.

La presencia de polos de actividad económica que pagan salarios y sueldos es un imán que atrae a pequeños comerciantes y la permanencia de la actividad suele resultar u ocasionar que se forme un caserío en la ribera poblado por personas ofreciendo bienes y servicios a cambio de dinero.

La población nativa vive con el patrón socio económico de caza, pesca, agricultura, tala y quema de árboles, a fin de favorecer en la siembra de yucas, plátanos algo de maíz el frijol chichayo y posiblemente, de perdurar el caserío algunos árboles de cítricos y papayos. Sus animales son limitados a aves de corral y posiblemente un chanco.

Se califica como una economía de subsistencia cuyo productos manufacturados pilas, telas, artículos de cocina, de acero y plásticos son traídos por regatones canjeados por productos extraídos de la selva: como: pieles, carne de monte, pescado seco, gallinas, etc. Ocasionalmente un miembro del grupo hace un viaje de compras a Iquitos para entrar directamente en la economía de dinero.

Los servicios de educación y salud son precarios, esporádicos o casi inexistentes. Las instituciones religiosas y políticas son débiles en estas poblaciones. La vida en los caseríos mestizos no dista mucho de la estructura socio-económico existente en los asentamientos nativos. Frecuentemente, por tener documentos y hablar mejor el castellano, el oriundo del caserío mestizo tiene más y mejor opción de conseguir trabajo temporal en el nodo económico, ya sea en la exploración petrolera, de madera, o de construcción.

De no modificarse la magnitud de las emisiones de efluentes contaminantes al Medio Ambiente se producirá la muerte prematura de las comunidades nativas y mestizas cercana al Campo Chambira como consecuencia del Impacto Ambiental.

4.2.2.- ECOSISTEMAS

El conjunto formado por animales, vegetales y medio físico están siendo afectados por la explotación del petróleo en la región, los cuales están en riesgo de degradación. Ocasionando la pérdida de especies y funciones que cumplen en la naturaleza. Ecosistemas tales como: Ríos, quebradas, pantanos están siendo gravemente afectadas, producto de los cloruros, carbonatos, crudo, metales pesados, y otros productos químicos que se utilizan durante la producción del petróleo.

4.2.3.- BIODIVERSIDAD

Desde el punto de vista biológico, la genética es una de las importantes razones que se alude en la conservación de la especie y los ecosistemas de una región y que actualmente se ven afectadas por contaminantes metálicos tales como el mercurio, cadmio, vanadio, etc., y otros componentes químicos de los efluentes de producción de petróleo que son drenados en estos ecosistemas. Su importancia es mucho mayor debido a la supervivencia del ser humano de la región.

4.2.4.- ECOREGIONES

El conjunto geográfico y climático del campo Chambira es rico en gérmenes endoplasmáticos que ayudan a la vida de otros seres más complejos cerrando el ciclo biológico de las cuales el hombre las utiliza en su alimentación.

Este conjunto de área geográfica, clima, edafología, hidrología, florística, y faunística es conocido como ecoregión, la amazonía es una de ellas.

4.2.5.- FACTORES FÍSICOS - BIOTICOS DE LA ZONA

A)- ENTORNO FÍSICO

a) GEOLOGÍA

El área comprende la cuenca sedimentaria del Marañón del Terciario Cuaternario, cuyas unidades geológicas mayormente están cubiertas por la densa vegetación.

Los rangos geológicos más importantes que se pueden identificar en el campo son: Sedimentos aluviales orgánicos, formando pantanos, turbares y aguajales, que morfológicamente son depresiones asociadas a acumulación fluvial.

Los sedimentos fluvio - aluviales que se presentan en ambos márgenes de los efluentes que drenan a los ríos principales como el río Chambira, Pucayacu, y el río Patoyacu y otros, son depósitos de arenas, arcillas y material orgánica

Los sedimentos fluviales se presentan en ambos márgenes del río Pucayacu, compuesto de arena y limo, acumulados en planos de inundación, restingas y terrazas.

b) FISIOGRAFIA

El área se caracteriza por su topografía plana, ligeramente plano o colonizo, donde hay presencia de aguajales y zonas colinosas que llegan a una altura de 200 metros sobre el nivel del mar.

Como otras características fisiográficas relevantes se encuentran: Cochas y meandros abandonados, restingas, borras.

c) AIRE

La contaminación del aire se refiere a la presencia de ciertos contaminantes en la atmósfera, en concentraciones tales que pueden dañar la salud humana y el medio ambiente (ver tabla N° 1 y N° 2).

La contaminación del aire se refiere a la presencia de ciertos contaminantes en la atmósfera, en concentraciones tales que puedan dañar nuestra salud y el medio ambiente.

Diversos fenómenos naturales en el ecosistema terrestre, tales como la descomposición de materia orgánica, los incendios de bosques, los terremotos y las erupciones volcánicas, contribuyen en la contaminación del aire.

Las emisiones producidas por el hombre aumentan aún más la concentración; además de aumentar en gran medida el consumo de recursos naturales, la actividad humana produce grandes cantidades de sustancias tóxicas o perturbadoras de los procesos o balances naturales.

Algunas de estas sustancias ocurren naturalmente, tales como el dióxido de carbono o los óxidos de azufre y nitrógeno, pero son mantenidas en bajas concentraciones debido a la dispersión atmosférica o la conversión de otras sustancias.

Sin embargo, la producción de estos materiales, relacionada con los humanos, sobrecarga los procesos naturales, lo que resulta en la acumulación de niveles dañinos de estas sustancias ha ocurrido un desbalance.

El desgaste de la capa de ozono y el efecto de invernadero son dos temas muy importantes que se toman en cuenta a nivel mundial sobre el control de las emisiones de contaminantes al aire causadas por el hombre, con el mayor impacto causado a través del manejo y quemado de combustibles fósiles.

Las emisiones al aire provenientes en las operaciones del campo Chambira se refiere a las emisiones gaseosas resultantes del manejo, procesamiento y quemado de combustibles fósiles.

Entre las fuentes de emisiones al aire se encuentran las siguientes:

- Chimeneas de quemado.
- Chimeneas de ventilación.
- Válvulas de alivio.
- Incineradores.
- Roturas de líneas.
- Derrames y pérdidas varias.

La contaminación del agua puede afectar a los seres humanos directamente mediante el agregado de sustancias químicas indeseables o bacteria patológica al agua potable o mercurio a los peces que nosotros de la cadena alimentaria necesitamos, o bien indirectamente, mediante la perturbación del potencial recreativo de un área.

El agua superficial y el agua subterránea pueden absorber sustancias químicas de los suelos sobre los cuales corren o los cuales atraviesan.

En un cuerpo de agua no contaminado, parte de lo que pasa a los cuerpos de agua superficiales, proveniente de los cuerpos circundante, consiste en minerales que estimulan el crecimiento de las plantas acuáticas. A medida que las plantas crecen, todas las formas de vida de la cadena alimentaria por encima de ellas, también se multiplican, y se desarrolla un ecosistema muy diverso; donde no sólo existen diversas formas de vida, sino que también existe un balance entre ellas. La diferencia básica entre el estado natural y el contaminado es que el balance de las formas de vida es perturbado.

La contaminación del agua subterránea puede ocurrir cuando sustancias químicas tóxicas, u otras sustancias indeseables, lixivian o se filtran a través del suelo hacia la napa freática.

Los cuerpos de agua poseen una capacidad de asimilación autopurificación natural. El uso por parte del hombre de la capacidad de asimilación de los ríos significa la capitalización de los procesos naturales como medio de descomponer y disponer de residuos orgánicos.

Dentro de las instalaciones del campo Chambira pueden impactar las aguas superficiales a través de la descarga de

- Agua del sistema de enfriamiento.
- Agua producida.
- Derrames.
- Descargas de escurrimientos.

Las aguas superficiales y subterráneas también pueden ser afectadas a través de la contaminación subterránea de las instalaciones petroleras de almacenamiento (ver tabla N° 3) dentro del campo con pérdidas, tales como ductos, tanques de almacenamiento superficiales y subterráneos y fosas de almacenamiento.

d) SUELOS

La contaminación del suelo puede ser seria. Las sustancias químicas y los metales pesados que contaminan el suelo pueden introducirse en el suministro de agua subterránea, o puede ser absorbidos por las plantas, e ingresar en la cadena alimentaria humana.

Los resultados pueden ser el envenenamiento, con síntomas inusuales que pueden no ser reconocidos por los médicos, o una acumulación gradual de una sustancia en el cuerpo, la cual puede resultar o no, inofensiva durante el transcurso de la vida de la persona.

Es difícil predecir cómo cualquier sustancia química o metal pesado ha de reaccionar con diferentes suelos. La cantidad de agua en el área, la consistencia del suelo y el tipo de contaminante, son todos factores; además que algunos contaminantes están dispersos y, por lo tanto, diluidos en el suelo, que otros pueden ser diluidos a través de la evaporación, y otros pueden ser purificados en el suelo cuando las partículas del suelo absorben los contaminantes.

Los contaminantes también pueden tener efectos residuales en el suelo. Los residuales de pesticidas pueden permanecer activos durante años, o el suelo puede ser excavado, removido a un sitio aprobado de disposición, y el suelo fresco traído al área y replantado.

La contaminación del suelo de las instalaciones del campo Chambira son contaminados a partir de las siguientes fuentes:

- Lagunas de agua residual.
- Sitios de rellenos.
- Fosas de quema.
- Sumideros.
- Unidades de procesamientos.
- Líneas y tanques.
- Sitios de derrames.
- Sitios de erosión.
- Aplicación de herbicidas y pesticidas.
- Sistemas de agua negras.

Se caracteriza por ser de textura fina arcillosa, especialmente son ácidos (PH entre 3.5 a 4.8) de colores variables entre pardo grisáceo a gris claro, baja fertilidad, según el reglamento de clasificación de tierras se le considera apta para la producción forestal

Las características generales de los suelos en el área son:

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Pendiente	0 -8%
Profundidad (Horizonte de materia orgánica)	< 50 cm.
Contenido de arcilla	50 - 70%
Permeabilidad	0.10 - 0.20 md.
PH	3.5 - 4.8

e) CLIMA

Cálido húmedo o tropical húmedo, con precipitaciones del orden de 2000 mm. en promedio anual y temperatura promedio de 27.5 °C, cuyos cambios de estación son imperceptibles.

Son comunes las precipitaciones pluviales, acompañadas de tormentas; los vientos son variables predominando las de Oeste - Noroeste y con velocidades promedios de 8 - 9 nudos (4 - 4.8 m/s).

La humedad relativa fluctúa entre los 60 a 95% entre las más alta de la Selva Tropical.

f) HIDROLOGÍA

El área de investigación presenta zonas hidromórficas: Zonas de la cuencas de los ríos Tigrillo, Patoyacu, Chambira y el río Pucayacu que desembocan en el río Marañón.

El río Tigrillo principal río del área, se une con el río Patoyacu y desemboca al río Marañón. Su curso es tortuoso, de aguas turbias, navegable con un tramo de 100 millas en embarcaciones grandes.

El promedio de descarga potencial anual al río es de 700 m³/s. Para un año lluvioso de descarga potencial es de 997 m³/s. y para el menor 450 m³/s.

Las mediciones obtenidas de las principales características físicas en el río Tigrillo son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	VALORES
Temperatura	27.5 °C
Profundidad promedio	25 pies.
Velocidad	1.20 m/s.
Ancho	130 m.
PH	6.5

Como afluentes principales tenemos el río Patoyacu que se une con el río Chambira y el río Pucayacu.

B)- ENTORNO BIOLÓGICO

a) FLORA

La vegetación de la zona es muy diversa y poco estudiada taxonómicamente; existen más de mil especies de las cuales están divididos selectivamente por sus usos comunes en:

- Maderas para aserrío, alrededor de 10 especies.
- Maderas para su construcción de sus viviendas, 10 especies.
- Medicinales, 50 especies.
- Industriales, colorantes y curtidores, 2 especies.

- Artesanos, lianas 2 especies.

- Alimenticias, frutas, tubérculos, 50 especies.

La vegetación al interior de los campamentos es herbácea, normalmente ornamentales con algunos arbustos que pueden ser frutales alrededor de las instalaciones. La vegetación es arbustiva heterogénea teniendo como primer estrato vegetación herbácea en forma conjunta cuya densidad impida desplazarse con facilidad a través de esta vegetación.

La vegetación arbórea abarca la mayor extensión del área donde sobresalen por sus características propias las palmeras, especialmente los aguajes (mauritía flexuosa).

En el campo Chambira para la mayoría de los desarrollos de producción petrolera, la construcción de caminos de acceso es la mayor causa individual del impacto ambiental, a partir del impacto directo del desbroce forestal, la perturbación de drenajes y la erosión del suelo, y los impactos indirectos asociados con la mayor accesibilidad al área y el flujo de personas.

b) FAUNA

Presenta una gran diversidad de fauna silvestre y las encontradas de mayor frecuencia se resumen en el cuadro siguiente:

NOMBRES COMUNES	NOMBRES CIENTIFICOS	NOMBRES COMUNES	NOMBRES CIENTIFICOS
MAMIFEROS		AVES	
TERRESTRES		Paujil	Mitu mitu
Sajino	Tayassu tajacu	Paucar	Casicus cela
Huangana	Tayassu pecari	Pava	Penelope jacquacu
Venado rojo	Mazama americano.	Pihuicho	Brotegeris sp.
Venado gris	Mazama gouazoubira	Guacamayo azul	Ara ararauma
Sachavaca	Tapirus terrestris	Tucan	Ramphastus sp.
Tigre	Pantera onu	Trompetero	Sophia crepitans
Tigrillo	Felix pardalix	Garza ceniza	Ardea cocoi
Majaz	Agouti paca	Garza blanca	Egretha thula
Ronsoco	Hydrochacrix Hydrochacrix	Ornamentales (aprox. 300 espec.)	
Carachupa	Daxipux nobennictux		
ACUATICOS			
Bulco colorado	Lota geotrenxix		
Bulco gris	Sotalia lluviatilix		

El manejo de la vida silvestre en el campo Chambira se refiere al mejoramiento y control de las especies de vida silvestre locales donde se encuentra las instalaciones de la batería de producción.

En el caso de instalaciones gasopetrolíferas, el objetivo principal sería el manejo de la vida silvestre local durante el transcurso de las operaciones diarias. El método prescrito para operar las instalaciones es restringir el acceso de animales salvajes dentro de la batería y plataformas del campo.

Durante la fase de producción y desarrollo, la principal inquietud con respecto a la vida silvestre es la de causar impactos a los hábitats cercana a las plataformas de producción y a la batería.

Se requiere la planificación de los lugares donde ha de instalarse las instalaciones, las rutas de los derechos de paso, y la minimización de perturbación causada por la actividad de construcción.

El manejo de la vida silvestre es importante en las operaciones del campo Chambira por lo siguiente:

- 1.- Aseguran la minimización de los impactos directos sobre las especies de silvestres locales.
- 2.- Preservan y minimizar los impactos en áreas claves de hábitat de la vida silvestre.
- 3.- Promueven el uso de sitios reacondicionados por la vida silvestre.

4.3.- LEGISLACIÓN AMBIENTAL

Las normas legales relacionadas al control de la adecuación ambiental por partes de la compañías operadoras que realizan actividades para extraer hidrocarburos, se mencionan a continuación:

4.3.1.- LEYES Y DECRETOS

.- DECRETO SUPREMO Nº 046-93-EM

Reglamento regulador esencial para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos.

Regula las actividades de todas las fases de la industria petrolera con el objeto de evitar Impactos Ambientales negativos y es dentro de este contexto que ubicamos los aspectos centrales de nuestro trabajo de tesis, en los títulos V y VIII que contienen disposiciones de aplicación general y específicas de las fases de explotación respectivamente

.- DECRETO LEY Nº 17752

Que es la dación de la Nueva Ley General de Aguas. Este decreto establece básicamente que todas las actividades de extracción de los recursos energéticos deben ser concordantes fundamentalmente con la CONSERVACIÓN y también con la PRESERVACIÓN de la CALIDAD DE AGUA. Así mismo sugiere el uso ordenado y racional de las aguas para proyectos energéticos, industriales y mineros.

.- DECRETO LEGISLATIVO Nº 613

Es el Código protector del Medio Ambiente y de los recursos naturales. Define en forma clara y precisa que el Ambiente, no sólo constituye un sector de la realidad nacional, sino que es un TODO INTEGRAL de todos los sectores y actividades humanas. En tal sentido; las cuestiones y problemas ambientales, deben ser considerados y asumidos en FORMA GLOBAL y al MAS ALTO NIVEL, como asunto y problemas de política general, y no pudiendo NINGUNA AUTORIDAD eximirse de tomar en consideración o de prestar su concurso a la conservación del medio ambiente y de los recursos naturales. En alusión a la utilización de los recursos energéticos; el artículo 73 del capítulo XIII, dice textualmente:

“Las actividades energéticas, su infraestructura, así como el transporte, transformación, distribución, almacenamiento y utilización final de la energía, deben ser realizado SIN OCASIONAR CONTAMINACIÓN DEL SUELO, AGUA O AIRE. Debe emplearse LAS MEJORES TECNOLOGÍAS para impedir que los daños ambientales sean IRREPARABLES”.

.- LEY N° 26221

Es una Ley orgánica que normas las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional. Esta Ley, también hace mención a la importancia de la protección del Medio Ambiente por parte de todas las personas naturales y jurídicas que desarrollen actividades petrolíferas sea cual fuere la naturaleza de la misma.

.- DECRETO LEGISLATIVO N° 757

Esta Ley proporciona el marco necesario para el crecimiento de la Inversión Privada. Así mismo establece la urgencia de dar una seguridad jurídica a la conservación del Medio Ambiente, la misma que abarca desde el artículo 49 al 56 del Título VI.

.- CONVENIO MARPOL N° 73-78

Este convenio establece que las refinerías con terminales marítimos, deben disponer con sistemas de recepción y tratamiento del agua de lastre, de conformidad con lo que se estipula en su Anexo I, que fija las reglas para prevenir la contaminación por hidrocarburos.

.- DECRETO SUPREMO N 055-93-EM

Reglamenta las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, indica que el agua de producción se dispondrá como se indica en el D.S N° 046.

.- DECRETO SUPREMO N° 286-94-EM/SG.

La que modifica la escala de multas y penalidades a aplicar en caso de incumplimiento de las Leyes Orgánicas de Hidrocarburos y General de Minería. En ella se ratifica las sanciones consideradas en el D.S N° 046.

PLAN DE CONTINGENCIA

- Definición
- Objetivo Especifico
- Marco Legal de Referencia
- Plan de Acción
- Apreciación de la Situación
- Determinación de Riegos, en el Plan de Contingencia
- Contenido del Plan de Contingencia
- Medios y Equipos
- Servicios
- Recursos de Especial Sensibilidad
- Entorno Institucional
- Plan de Contingencia en Emergencia (Caso de incendios)
- Plan de Contingencia para casos de Sismos

- Plan de Contingencia para casos de lluvias
- Consideraciones Finales.

DEFINICIÓN:

“Es aquel elaborado para atacar derrames de petróleo y otras emergencias tales como, incendios y desastres naturales. Por lo menos debe incluir la siguiente información.

El procedimiento de Notificación a seguirse para reportar el incidente y establecer una comunicación entre el personal del lugar del derrame/emergencia y el personal ejecutivo de la instalación la DGH y otras entidades según se requiere.

- 1.- Una descripción general del área de operaciones
- 2.- Una lista de los tipos de equipos a ser utilizados para hacer frente a las emergencias
- 3.- Una lista de los contratistas que se consideran formar parte de la organización de repuestas, incluyendo apoyo medico y otros servicios de Logística
- 4.- Procedimiento para el entrenamiento del personal en técnica de emergencia y respuesta.

OBJETIVO ESPECIFICO

Organizar y dirigir un grupo de personas tanto de la empresa como de otras instituciones, para hacer frente, oportuna y adecuadamente los derrames de petróleo y otras emergencias, tales como incendio, lluvias y sismos en el campo, ubicado en Talara.

El principal Objetivo implícito de toda acción es la salvaguarda de la vida humana y de la naturaleza.

MARCO LEGAL DE REFERENCIA

De acuerdo con el D.S.046-98 EM referido al Reglamento de la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos que en su Artículo N°23 del Título V “Disposiciones aplicables a todas las Fases”, que dice: El Responsable de las Actividades por Hidrocarburos deberá presentar a la DGH un Plan de Contingencia para Derrames de Petróleo y Emergencias el cual será actualizado por lo menos una vez al año. Todo personal deberá recibir entrenamiento sobre este Plan, dejándose registrado los resultados del entrenamiento. El plan deberá contener información sobre las medidas a tomarse en caso de producirse un derrame, explosiones, accidentes, incendios, evacuaciones, etc. El plan deberá contener información sobre procedimientos personal y equipo específico para prevenir, controlar y/o limpiar derrames de petróleo o productos químicos. Además, el plan deberá contener una lista de equipos y procedimientos a seguir para establecer una comunicación sin interrupción entre el personal, los

representantes gubernamentales, la DGH y otras entidades estatales requeridas

PLAN DE ACCIÓN

- 1.- Organización
- 2.- Procedimiento
- 3.- Respuesta

DERRAMES EN EL SUELO DEL CAMPO

El petróleo es un recurso natural no renovable, el cual penetra al suelo por efectos de la gravedad y de capilaridad.

El grado de penetración depende tanto de las características del producto derramado como de las del suelo. Los petróleos de baja densidad y los suelos de grava y/o cascajo, incrementan el grado de penetración. En la práctica, los crudos de alta viscosidad, así como los fue ole parafínicos, no penetran al suelo en forma significativa.

En suelos homogéneos, el grado de penetración depende en gran medida del tiempo de permanencia del petróleo sobre el mismo, de la temperatura ambiente, de la radiación solar incidente y de la profundidad de la piletta que se forma, ya que el grado de penetración aumenta cuando aumenta la presión estática.

DERRAMES EN CURSOS DE AGUA

Son los casos en los que es más extensa la contaminación que produce un derrame. Por tal motivo, cuando suceden es esencial reducir el tiempo de respuesta. Además, antes de la ocurrencia de un derrame, teniendo en consideración las características del escenario, equipos y medios humanos disponibles, se elegirán las zonas de sacrificio a utilizar en esos casos.

Las así llamadas, áreas de sacrificio, son aquellas de baja sensibilidad y de bajo valor, que elegimos a propósito para proteger a otras áreas más sensibles y más valiosas. Para la más eficaz acción de control de un derrame, es muy importante la correcta elección de una o más de ellas. Las características que debe tener son:

- Que tenga accesos fáciles, tanto desde tierra como desde el agua
- Que estén lo más lejos que sea posible de áreas de especial sensibilidad tales como pequeña aldeas que viven en el campo.
- Que tengan superficie como para almacenar los residuos oleosos recogidos, así como su preparamiento antes de ser transportados a sus lugares de disposición final.

- Por último, su uso debe ser consensuado con las autoridades jurisdiccionales ya sean ellas regiones, municipales o provinciales.

Demás esta decir que, una vez terminadas las operaciones de limpieza deben ser ellas también restauradas a su condición original.

Es en este tipo de situaciones, es decir, cuando se deben usar los equipos y los recursos humanos en condiciones límite, es muy importante la capacitación en el campo.

SI OCURRIESE UN DERRAME DE PETRÓLEO

RECORDAR:

- Prestar primordial atención al aspecto seguridad.
- Impedir el acceso, al área contaminada, de vehículos o de cualquier otra fuente de ignición.
- Contar con asistencia policial y de bomberos.

RECUPERACIÓN:

Propósito

Remover el petróleo de los lugares afectados por el derrame y reciclarlo en el mayor grado posible.

Equipos y materiales

- Bombas de transferencias y/o sistemas
- Volquetes y contenedores, incluso equipos para su transporte.

RECORDAR:

La recuperación debe efectuarse lo antes posible, a fin de disminuir la penetración en las superficies afectadas.

APRECIACIÓN DE LA SITUACIÓN

La elaboración de todo Plan requiere una previa *Apreciación de la Situación*. Ella involucra el análisis que permita determinar que la acción a planificar responde a tres principios básicos.

- a)Factibilidad del Objetivo
- b)Economía de la acción
- c)Condiciones iniciales favorable

FACTIBILIDAD DEL OBJETIVO

Parece obvio recalcar la necesidad de determinar si el logro de un Objetivo propuesto es Factible no. No obstante es necesario hacerlo por cuanto es esta la condición sine que non del éxito o fracaso, de lo planificado.

ECONOMÍA DE LA ACCIÓN

El precio del Objetivo esta fijado por el interés de su logro. El costo de las acciones tanto en lo referido al monetario como al de los esfuerzos humanos, debe regirse por este principio.

La premisa establecida nos permite precisar que el análisis de la Economía del a Acción esta referido a establecer, primero, el justo valor del Objetivo y luego, la adecuada administración de los medios, tanto los materiales como los humanos.

CONDICIONES INICIALES FAVORABLES

Esta fase de la planificación requiere establecer si el entorno y los medios disponibles propios y ajenos accesibles, son aptos, suficientes y coadyuvantes para las tareas que requiere el logro del Objetivo. Si el análisis surge que no lo son, pasar entonces al análisis de los emprendimientos necesarios para lograrlo.

Es evidente que algunos pueden ser desfavorables y/o de imposible modificación, por ejemplo, el meteorológico. No obstante es necesaria su consideración para la previsión de su ocurrencia.

DETERMINACIÓN DE RIEGOS, EN EL PLAN DE CONTINGENCIA

Asimismo , la imprescindible Determinación de Riesgos a la elaboración del Plan de Contingencia facilita, no solo su elaboración, sino también la forma de decisión respecto al alcance del objetivo.

La evaluación y Administración del Riesgo nos provee, en valores relativos, de un ranking del riesgo de probable contingencias y facilita la toma de decisión, en cada una de ellas, para asumirlas.

- Reducción Nula de Riesgo
- Riesgo Cero
- Riesgo tan Bajo como sea Practicable
- Mejor Tecnología Disponible
- Mejor Tecnología Practicable

Resumiendo, la Determinación de Riesgos nos 'cobee' para la elaboración del Plan de Contingencia, la pauta del riesgo asumir y de los medios humanos y materiales a proveer.

CONTENIDO DEL PLAN DE CONTINGENCIA

El Plan debe ser lo más completo posible a fin de evitar pérdidas de tiempo ante la necesidad de consultar otras publicaciones

Tareas Concurrentes:

Las tareas concurrentes genéricamente se agrupan en tareas de:

- a)Contención
- b)Recolección
- c)Limpieza

Su consideración es imprescindible en la planificación de los recursos humanos y materiales a disponer en el campo.

Puesta en Vigencia del Plan:

Con fecha cierta, y firmado por la autoridad empresaria responsable.

Plan de llamada de emergencia:

Se indicará la prioridad secuencial en el que deben ser informadas las autoridades empresas e institucionales y la información a transmitir.

Se indicara quien es el responsable de la ejecución del Plan de llamada. Se agregarán todas las indicaciones que se estimen necesarias, con la consideración que el Plan de llamada es un plan contribuyente cuya ejecución no debe interferir con la acción operativa que ocasiona la contingencia.

A continuación se agregará el listado telefónico de las autoridades en este caso de Defensa Civil, Hospital, Bomberos, Municipales, etc.

El listado deberá contener:

- Cargo del destinatario
- Destinatario (Nombre y Apellido)
- Dirección particular (Solo autoridades)
- Teléfono de la oficina
- Teléfono particular

La información de la contingencia debe ser breve y contener la siguiente información

- a)Que ocurrió
- b)Donde ocurrió
- c)Cuando ocurrió

- d) Si hay heridos
- e) Acciones iniciales adoptadas

Rol de Funciones de personal de Respuesta en el Campo

- Jefe del Grupo de Respuesta
- Supervisor de Contención
- Supervisor de Recuperación
- Supervisor de Comunicaciones
- Asesor de Productos Químicos.

Tomando conocimiento de la contingencia, el Jefe del Grupo de Respuesta dispondrá de acuerdo con el tipo y magnitud de la contingencia, que puestos del Grupo de Respuesta serán cubiertos.

El Rol de funciones de cada integrante del grupo de Respuesta estará dividido en las funciones de:

- Iniciación
- Diarias
- Periódicas
- Finalización

Plan de Evacuación de heridos

Preverá la evacuación terrestre y aérea. Será completo en si mismo, conteniendo la totalidad de la información necesaria para su ejecución

Plan de Comunicaciones

Deberá contener el listado de corresponsales, medios y frecuencias. Deberá contar con alternativas en previsión de inconvenientes.

Planes de Contingencia específica

Se confeccionarán planes para cada una de las contingencias probables por ejemplo:

- Incendio en instalaciones (Nº pozo)
- Descontrol de pozo (Blow-out)
- Seguridad

Los mismos contendrán

- Estrategia (Secuencia de prioridades)
- Consultar (Información contenida en el Plan)
- Acciones (Tareas a realizar)

CONSIDERACIONES EN LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE CONTINGENCIA

Propósito

El plan de Contingencia es una guía de las principales acciones que deben tomarse en una contingencia, cuando la presión y confusión del momento no dejan ¡mayo tiempo para la reflexión.

Lugares de primordial protección

Lugares de interés que puedan ser contaminadas en el Campo, por la contingencia. Cursos de agua en el río Pucayacu y Napas freáticas, del campo Chambira.

Producto Contaminante

Conocimiento más inmediato posible del producto contaminante.

Tiempo de respuesta

Menor tiempo de respuesta posible. Esto es de particular importancia en la previsión de la Alarma, del Plan de Llamada, la planificación del Rol de Funciones y del Adiestramiento.

Adiestramiento.

El Adiestramiento debe ser permanente y actualizado ante la incorporación de nuevas técnicas y/o equipos. Deben preverse situaciones periódicas y de ser ello posible, simulaciones.

Toma de decisiones.

Son de particular utilidad las guías de secuencia para la toma de decisiones.

MEDIOS Y EQUIPOS

Medios Terrestres

- Camiones tanque
- Camiones volcadores
- Camiones playos y porta contenedores
- Maquinaria Vial
- Tractor, Volquetes y grúas
- Transporte de personal
- Vehículos todo terreno

Medios Aéreos

- Helicópteros

Facilidades de recepción

- Tanques
- Piletas rápidas (CONTENEDORES)

Equipos

- Mangueras
- Carro rociador
- Equipo de comunicaciones
- Equipo vanos (Ropa de agua y trabajo, botas, cepillos, piletas, jabones, detergentes, artículos de limpieza, guantes, linternas, pilas, taroles, etc).

SERVICIOS

Empresas de servicios

- Servicios de vigilancia
- Herramientas de laboreo de suelos
- Servicios hospitalarios y guardias médicas
- Ambulancia (terrestres y aéreas)

RECURSOS DE ESPECIAL SENSIBILIDAD

- Recursos Naturales
- Terrestres
- Aves
- Especies en peligro de extinción
- Reservas naturales

ENTORNO INSTITUCIONAL

Autoridades

- Provincia Maynas
- Defensa Civil
- Bomberos
- Electricidad
- Municipio
- Fuerzas Armadas y Policiales

Medios de Difusión Radios, Revistas, Diarios, etc.

Otras Empresas Petroleras PETROPERU, Halliburton, B.J. Services

PLAN DE CONTINGENCIA EN EMERGENCIA (CASO INCENDIOS)

Ante esta situación mencionaremos los principales lineamientos en el plan de contraincendio:

- a) Descripción de responsabilidades de las unidades y participantes
- b) Distribución de los equipos y accesorios de contraincendio en las instalaciones
- c) Dispositivos de alarmas y acciones para casos de emergencia
- d) Dispositivos de evacuación para el personal, evaluación interna y externa
- e) Organigrama de conformación específica de las brigadas, en las que se incluye la del apoyo médico.

PLAN DE CONTINGENCIA PARA CASOS DE SISMOS

Según el Reglamento Nacional de Construcciones, el Campo está catalogado como zona 1 de alta sismicidad.

Por lo tanto, es necesario estar preparado para enfrentar este problema tanto en el campo como en la oficina.

Las precauciones a ser consideradas se refieren a:

- 1).- Oficina, campo y viviendas (campamento)
- 2).- Equipamiento básico de emergencia
- 3).- Plan Grupal

CONSIDERACIONES FINALES

Lo único dogmático en un plan es su objetivo. Todo plan siempre es perfectible sobre todo uno recién elaborado.

Si bien es cierto que nada nos indicará con mayor precisión que se debe corregir a un plan que el hecho de una contingencia real, no es lógico esperar que ello ocurra para hacerlo. El adiestramiento, las situaciones y sobre todo las simulaciones de contingencias permitirán ir ajustando el plan para que, llegada la necesidad de su vigencia el mismo sea lo más eficiente posible.

4.4.- ACTIVIDADES CORRECTIVAS

4.4.1.- EMISIONES AL AIRE Y OPERACIONES PETROLERAS

Para reducir las emisiones de contaminantes al aire durante la producción del campo Chambira podemos mencionar los siguientes:

- Asegurar las temperaturas adecuadas durante las operaciones de los equipos de procesos de producción.
- Asegurar que todas las válvulas, accesorios, cabezales de los pozos, recipientes y tuberías sean a pruebas de pérdidas.
- Utilizar motores eléctricos.
- Realizar programas de monitores ambiental para el campo de producción.
- Asegurar la adecuada seguridad y entrenamiento de los trabajadores técnicos y obreros que laboran en dicho campo.
- Equipar las chimeneas de quemadores con dispositivos contra el viento y encendido automático o continuo.
- Conectar los sistemas de alivio de presión al sistema de quemado.

4.4.2.- AGUAS SUPERFICIALES Y SUBTERRÁNEAS

Para reducir las contaminaciones del agua en el campo Chambira podemos mencionar las siguientes medidas correctivas:

- Controlar con regularidad si existen pérdidas haciendo un mantenimiento preventivo.
- Usar diques alrededor de los tanques de almacenamiento, así como también usar diques alrededor de instalaciones en áreas sensibles.
- Controlar las aguas antes de proceder a su descarga dentro del campo hacia el río Pucayacu.
- Construir instalaciones nuevas lejos de cuerpos de agua superficiales.
- Limitar el uso de pesticidas cerca de cuerpos de agua.
- Instalar pozos de monitores de agua y piezómetros.
- Obtener datos sobre los pozos de agua o quebradas para uso doméstico, cercana a la batería del campo Chambira.

4.4.3.- SUELO

Para reducir la contaminación del suelo dentro del campo de Chambira podemos mencionar lo siguiente:

- Se tiene que reparar los goteos y pérdidas inmediatamente, o proveer métodos de contención; es decir se tiene que realizar un trabajo de mantenimiento preventivo dentro de las operaciones del campo sobre todo de la batería y las plataformas de producción.
- Se tiene que organizar y segregar todos los residuos que se producen dentro de las operaciones durante la producción de hidrocarburos.
- Se tiene que asegurar que las fosas de quema no se utilicen para la disposición de residuos líquidos durante las operaciones dentro de la batería.
- Se tiene que contar con métodos alternativos de tratamiento y almacenamiento para los residuos líquidos que se tienen durante la producción de petróleo.
- Se tiene que controlar la aplicación de herbicidas y pesticidas dentro del campo Chambira esto es durante las posibles fumigaciones que se realizan cada cierto tiempo contra insectos y plagas de animales dañinos.
- Se tiene que realizar un estudio para mantener la vegetación y otros métodos de control de la erosión en pendientes.

4.4.4.- VEGETACIÓN

Para reducir los impactos forestales producidos durante las operaciones del campo Chambira podemos mencionar lo siguiente:

- Planificar cuidadosamente los caminos para evitar pendientes empinadas y cursos de drenaje dentro del campo, sobre todo los caminos hacia las plataformas de producción.
- Restringir la tala de árboles fuera del camino.
- Utilizar materiales de rellenos existentes, cuando fuera posible sean rellenos de materiales limpios para evitar posibles daños a las plantas cercanas al relleno.
- Reforestar los claros no requeridos para las operaciones con especies nativas.
- Prohibir el tránsito vehicular en áreas plantadas.

- Planificar caminos de manera que se creen distancias transitables lo más corta posibles, aunque no a expensas de áreas sensibles o áreas que puedan causar posibles problemas de erosión.
- Planificar corredores comunes para ductos y caminos.
- En claros, asegurar el manejo del drenaje del agua proveniente de la lluvia, para minimizar la erosión y la contaminación de arroyos y corrientes naturales.

El manejo de la vegetación también puede constituir una cuestión en las instalaciones del campo donde se requiere métodos ya sea para restringir el crecimiento de la vegetación o para estimularlo.

La vegetación puede ser estimulada para prevenir la erosión causada por los vientos que ocurren en el campo, mediante la plantación de tipos sustentables de vegetación es decir pastos y árboles de la zona.

Por otro lado, la vegetación debe ser restringida por razones de peligro de posibles incendios, accesibilidad, y el ingreso de vegetación indeseables como malezas y plantas nocivas que existen en el campo.

Los métodos operativos para ayudar al control de la vegetación tenemos:

- Planificar cuidadosamente los caminos para evitar pendientes empinadas y cursos de drenaje, sobre todo los caminos hacia las plataformas.
- Manejar la vegetación con el fin de proveer los mayores beneficios a los recursos, comunidades y la estética, al mismo tiempo que se mantienen los costos operativos más bajos a largo plazo.
- Las prácticas de manejo de vegetación se deben de llevar a cabo en consulta con profesionales forestales.
- Prohibición del uso de esterilizantes herbicidas a largo plazo, debido a su permanencia en el medio ambiente de la zona.
- Retiro o remoción de la vegetación indeseable mecánicamente, para disminuir la posibilidad de utilización de herbicidas.
- Uso de herbicidas con aplicadores entrenados, teniendo en cuenta la fecha, el lugar, tipo, y cantidad de herbicidas, donde deben registrarse y mantenerse en los archivos de la compañía.
- Registro de las áreas en las cuales se hayan aplicado esterilizantes en el pasado y que hayan ocurrido daños en la vegetación, y desarrollar un programa de reacondicionamiento si fuera necesario dentro del campo.

- Minimizar las áreas de operación de un sitio para estimular el uso natural o agrícola.
- Uso de pastos nativos y otras especies de vegetación, si fuera posible, en sitios grandes y derechos de paso.
- Monitorear con regularidad las áreas donde no pueda utilizarse vegetación para prevenir la erosión del suelo causado por los vientos y las aguas que existen en el campo.

4.4.5.- VIDA SILVESTRE

Para reducir los peligros a la vida silvestre durante las operaciones de producción en el campo Chambira se menciona lo siguiente:

- Limitar la destrucción del hábitat natural tales como los bosques tropicales y tierras de pastura en las áreas de operaciones de petróleo dentro del campo de Chambira.
- Ubicar las instalaciones nuevas en áreas que no sean claves para la vida silvestre.
- Realizar un resembrado los derechos de paso de tuberías y las porciones no utilizadas de terrenos con vegetación nativa.
- Curvar (dog leg) las perturbaciones lineales, tales como cruces de tuberías y operaciones sísmicas.
- Se tiene que cercar todas las instalaciones principales de la batería.

4.4.6.- SERES HUMANOS

Para reducir los impactos ambientales en los seres humanos que viven dentro del campo Chambira se tiene que realizar lo siguiente:

- Mantener un contacto regular con los residentes locales, es decir los nativos. Brindándoles información.
- Realizar un plan de relaciones comunales.
- Controlar los olores ofensivos con el mantenimiento preventivo y posibles sistemas de recuperación de vapor.
- Reducir las emisiones de ruidos mediante la limitación de las horas de operación y utilizar atenuadores de ventilación; así como también atenuadores de ventilación, silenciadores, aislación, y bermas es decir diques con vegetación.

4.4.7.- MEDICIÓN DE GAS VÁLVULA DE CONTROL DE PRESIÓN ("BACK PRESSURE")

La función de la válvula "back pressure" (válvula de control de presión) PCV-01 es la de mantener una presión de 30 psig en el Separador de Totales, Separador Vertical, Separador de Prueba y en las líneas de gas. Esta presión en el sistema permite la evacuación del petróleo, agua y gas de los separadores.

La válvula "back pressure" tiene un tornillo que sirve para regular la presión. En el caso de la Batería está regulada para mantener en el sistema una presión de 30 psig, dejando salir el exceso de gas para mantener constante esta presión. QUEMADOR (Flare)

El quemador ("flare") es el punto final donde se quema el gas producido en la Batería, eliminándose a la atmósfera.

El quemador tiene un elemento principal de seguridad, el "flame arrester" (dispositivo para detener la llama), que impide al fuego pasar a la línea de gas.

El encendido del quemador es eléctrico y se efectúa desde un mando a distancia del punto de ignición.

La capacidad del quemador es de 1.0 MM PCD.

4.4.8.- PLATOS DE ORIFICIO

Los platos de orificio, como su nombre lo indica, son platos con un orificio en el centro y con un mango para facilitar su instalación.

Estos platos se instalan entre dos bridas especiales y forman parte del sistema de medición de flujo de gas.

El diámetro del orificio del plato está en función del volumen de gas que se va a medir. Por ello, se cuenta con un juego de platos con diferentes diámetros de orificio.

La identificación y características del conjunto plato de orificio y bridas para cada uno de los separadores es el siguiente :

SEPARADOR	IDENTIFICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
De Totales	FE-01	2"Ø, 300# marca Daniel en Fab. SYSTEMS, INC
Vertical	FE-02	4"Ø, 300# marca Daniel en Fab. SYSTEMS, INC
De Prueba	FE-03	2"Ø, 300# marca Daniel en Fab. SYSTEMS, INC

4.4.9.- REGISTRADOR

Es un instrumento, conectado a las bridas del plato orificio, que registra la presión diferencial del gas que pasa por el plato orificio y la presión estática, antes que el gas pase por el plato orificio. Estas presiones se registran en un papel circular ("chart") de 12" de diametro.

Para el Separador de Totales, el Separador Vertical y el Separador de Prueba el registrador es marca BARTON, modelo 202E, con un elemento de presión ("Bourdon") de rango 0-50 psig y un elemento de presión diferencial con rango de 0-100 pulgadas de agua.

Los registradores cuentan con un sistema de relojería que permite que el "chart" de una vuelta completa en 24 horas y sobre él se registra gráficamente la presión estática y la presión diferencial, mediante dos plumas, una con tinta azul y la otra con tinta roja.

Cada 24 horas se cambia el "chart" y se da cuerda al reloj del registrador.

CALCULO

Para el cálculo del volumen de gas separado en el Separador de Totales, en el Separador de Prueba y en el Separador Vertical se leen directamente del "chart" del registrador los siguientes datos:

hw = Presión diferencial (pulgadas de agua).

P_m = Presión estática manométrica (psig).

Con estos datos se aplica la fórmula :

$$Q = C \sqrt{hw \times P}$$

donde :

Q : Volumen de gas en pies³/hora (a condiciones normales - "standard")

C : Constante que depende del diámetro de la línea de gas y del diámetro del plato de orificio.

hw : Presión diferencial (pulgadas de agua).

P : Presión estática absoluta, psia ($P_m + 14.7$).

Para efectos de reporte el valor de "Q" debe multiplicarse por 24 horas a fin de tener la producción diaria de gas.

Para el caso del Separador de Prueba el valor constituye la producción de gas del pozo en prueba. Este valor relacionado con la producción de petróleo del mismo pozo, constituye un dato muy importante desde el punto de vista de reservorios, ya que con esta información se determina el "GOR" (relación gas - petróleo).

En el caso del Separador Vertical el valor representa la producción total de gas de la Bateria.

En el caso del Separador de Totales el valor constituye la producción de gas de todos los pozos que se encuentran produciendo a este separador.

4.4.10.- PLANTA DE AGUA POTABLE

EQUIPO

EQUIPO	PLANTA DE AGUA POTABLE
Marca	DEGREMONT
Tipo	GSF-MC
Grupo	Semi fijo
Caudal	0.5 A 1.5 m ³ /hr

OPERACIÓN

El agua para consumo se capta de 2 pozos de 15 m de profundidad, mediante el uso de 2 electrobombas sumergibles (B4-A/B), ubicadas a una profundidad aproximada de 9 m. El agua captada va al Tanque T-9 de 250 barriles de capacidad. De allí pasa a través de una bomba a una planta de tratamiento. El agua tratada se almacena en el Tanque Elevado T-8 de 40 barriles de capacidad de donde, por gravedad, se reparte al campamento.

Antes de poner en funcionamiento la planta, se deben tomar las siguientes acciones :

1. Colocación el material filtrante. Este será puesto en el filtro de arena de la siguiente manera:
 - Se llena con agua el filtro hasta un nivel a 20 cm. arriba del falso fondo.
 - Se Introduce por la entrada ubicada en la parte superior el material filtrante repartiéndolo.

0.10 m. Arena TEN 0.95 mm. (45 kg).

0.60 m. Arena TEN 0.55 mm. (270 kg.).

- Se cierra la entrada y efectuar un lavado energético para eliminar impurezas y el polvillo.

2. Colocar el material activado. El carbón activado será colocado en el filtro de carbón de la siguiente manera:

- Llenar con agua el filtro hasta un nivel a 20 cm. arriba del falso fondo.

- Introducir por la entrada ubicada en la parte superior el carbón activado repartiéndolo. Se coloca un total de 175 kg.

La nomenclatura de las válvulas de la planta es la siguiente :

1	Ingreso de agua cruda al Decantador.
2	Descarga y purga de fango del Decantador.
3	Vaciado total del Decantador.
4	Purga de aire de la columna central del Decantador.
5	Toma de muestra del lecho de fango del Decantador.
6	Ingreso de agua decantada al filtro de arena.
7	Ingreso de agua decantada al filtro de carbón.
8	By-pass de agua decantada.
9	Salida de agua filtrada (filtro de arena).
10	Salida de agua filtrada (filtro de arena).
11	Salida de agua filtrada (filtro de arena).
12	Salida de agua de lavado (filtro de arena).
13	Salida de agua de lavado (filtro de carbón).
14	Vaciado de filtro de arena.
15	Vaciado de filtro de carbón.
16	Purga de aire de filtro de arena.
17	Purga de aire de filtro de carbón.
18	Llenado de tanque de alúmina.
19	Llenado de tanque de hipoclorito.
20	Vaciado de tanque de alúmina.
21	Vaciado de tanque de hipoclorito.
22	Aislamiento de manómetro.
23	Toma de muestra de agua decantada.
24	Aislamiento del manómetro.
25	Toma de muestra de agua filtrada.
26	Aislamiento del manómetro.
27	Toma de muestra de agua tratada.

Para poner en funcionamiento la planta, se debe proceder de la siguiente manera :

1. Abrir las válvulas 1, 4, 6, 9, 7, 14, 15, 16 y 17, las otras permanecen cerradas.
2. Dejar correr el agua por las tuberías durante unos minutos para su limpieza.
3. Cerrar la válvula N° 4 con lo cual el decantador se encontrará lleno.
4. Cerrar las válvulas Nro. 14 y 15.
5. Dejar correr el agua por varios minutos hasta que se vea el agua clara.
6. Cerrar las válvulas 15 y 16.

- La posición de las válvulas cuando la planta opera normalmente, es la siguiente

Abiertas : 1, 6, 7, 9 y 11.

Cerradas : las restantes.

APLICACIÓN DE REACTIVOS.

Para determinar la dosis de sulfato de alúmina hay que realizar ensayos de floculación los mismos que deberán de repetirse cada vez que varíe la naturaleza del agua bruta.

El hipoclorito solamente sirve para la esterilización del agua.

Ensayos de floculación

- Soluciones

Preparar una solución al 1% de sulfato de alúmina empleando para el efecto el mismo que se usará en la planta. De esa forma se tendrá la seguridad que 1 cm³ equivale a 10 ppm.

- Ensayos:

En un recipiente conteniendo agua bruta, introducir 20 ppm de sulfato de alúmina, o sea, 2 cm³ de solución preparada. Agitar vigorosamente durante unos 2 minutos para mezclar bien, luego agitar lentamente durante 15 minutos. Dejar decantar las partículas en suspensión, en 20 o 30 minutos deben juntarse en el fondo del recipiente y el agua en la parte superior debe ser clara.

Si las partículas formadas son muy finas y no decantan bien, ensayar con dosis cada vez mas fuertes, es decir, 25, 30 y 35 ppm, etc. por filtro de agua bruta, es decir, 2.5 - 3 - 3.5 cm³.

Si las partículas son muy grandes y decantan rápidamente, buscar una dosis menor disminuyendo la cantidad del sulfato de alúmina: 15, 10 y 5 ppm, por litro de agua bruta, es decir, 1.5, 1 y 0.5 cm³.

Como el agua bruta irá cambiando en las diferentes estaciones del año, será necesario que el operador efectúe varias pruebas durante el año.

Sulfato de alúmina.

- Soluciones :

La solución de sulfato de alúmina se debe preparar al 1% recomendándose no sobrepasar esta cifra. Es recomendable agitar bien las soluciones antes de su empleo.

- Dosificación:

Para lograr la dosis de 30 ppm se debe usar 30 gr/hora de alúmina por cada m³/hora de caudal. Como el caudal de funcionamiento es de 1.25 m³/hora la cantidad de alúmina a usar será de 37.5 gr/hora o lo que es lo mismo: 3.75 litros/hora de solución al 1% como se ha indicado anteriormente.

La cantidad de alúmina por cargar sabiendo que el tanque tiene una capacidad de 150 litros será de 1.5 kg. para una producción de 1.25 m³/hora y debe durar aproximadamente 40 horas de funcionamiento.

- Hipoclorito de Calcio.

Para un caudal de 1.25 m³/hora si la dosis de hipoclorito es de 1 gr/cm³ tendremos que usar 1.25 gr/hora. Como el HTH tiene un 70% de cloro activo, en realidad debemos agregar 1.8 gr./hora para lograr una esterilización correcta.

Preparando la solución al 0.05% el caudal de dosificación será de 3.6 lt/hora y la cantidad de HTH por carga será de 75 gr.

Por lo tanto, se deberá cargar el tanque de solución con 75 gr. de HTH y llenarlo con 150 lt de agua. Se recomienda preparar la solución poco a poco y de preferencia en otro recipiente para lograr una completa disolución del producto. El tiempo de duración en estas condiciones será de 40 horas de funcionamiento.

CONTROL

El operador es responsable de lo siguiente:

1. - Controlar del nivel de fango en el decantador, para lo cual debe seguir el siguiente procedimiento:

- Abrir la válvula N° 5 y tomar muestra en una probeta de 250 ml.
- Dejar en reposo la muestra por 10 minutos.
- Si después de 10 minutos el fango sedimentado es superior al 20% en volumen, realizar la purga de fango (válvula N° 2) hasta conseguir el porcentaje de fango indicado.

Estas operaciones deben hacerse solamente cuando el decantador funciona normalmente, nunca cuando la planta está fuera de servicio.

- Pasado algún tiempo de operación se puede apreciar la duración y frecuencia con que es necesario realizar estas purgas para obtener un buen funcionamiento. Esto varía con la turbiedad de reactivos sin producir.
- Determinar el PH del agua decantada aprovechando la muestra tomada de la columna central. Debe ser igual al ensayo de floculación que sirvió de base para el dosaje de los reactivos de la planta.
- Para la medida del PH se debe usar un comparador colorimétrico. El rango normal debe ser de 7.0 a 6.2 .

2.- Controlar la buena marcha de los filtros mediante la toma de muestra de agua filtrada (válvula N° 25). El agua obtenida debe ser clara y limpia.

3.- Control del cloro libre en el agua tratada (esterilización) Lo que permite regular la dosis de hipoclorito a introducir.

- Se debe tener entre 0.1 y 0.2 mg/lit de cloro libre después de 2 horas de contacto.
- Si se encuentra una cantidad mayor, se debe reducir un poco la dosis inicial, por el contrario, si no resta nada al cabo de 2 horas, hay que aumentar la dosis hasta obtener de 0.1 a 0.2 mg/lit. La medida del cloro libre se debe hacer con un comparador colorimétrico.

4. Dosificar el sulfato de alúmina.

- Disolver 1.5 kg. de sulfato de alúmina en el tanque de 150 lt. hasta una completa disolución.
- La dosificación teórica recomendada es de 30 ppm.

- La perilla de la bomba dosificadora se debe fijar en la posición N° 1 en donde se conseguirá un caudal aproximado de 2.90 lt/hr de solución con lo cual se garantiza una adecuada coagulación.
- La solución de 150 lt al 1% en peso de sulfato de alúmina debe durar aproximadamente 48 horas a una producción de 1.25 m³ /hr de agua tratada.

5. Dosificar el hipoclorito de calcio.

- Disolver 75 gr. de HTH (hipoclorito de calcio granular) en el tanque de 150 lt hasta una completa disolución.
- La dosificación teórica recomendada es de 1 ppm. La perilla de la bomba dosificadora se debe fijar en la posición N° 1 en donde se conseguirá un caudal aproximado de 2.90 lt/hr de solución con lo cual se garantizará una adecuada esterilización.
- La solución de 150 lt a 0.05% en peso de HTH debe durar aproximadamente 48 horas de funcionamiento a una producción de 1.25 m³/hr de agua tratada.

MANTENIMIENTO.

LAVADO DE FILTROS.

Se debe efectuar por primera vez antes de enviar agua al servicio y después por lo menos una vez por semana y cuando la pérdida de carga debido a la colmatación de los filtros alcance 300 gr./cm².

La pérdida de carga de los filtros se obtiene por la diferencia de lectura entre dos manómetros (agua decantada y agua filtrada).

Cuando esta diferencia alcanza 2 psig hay que lavar los filtros. Para lavar los filtros se debe proceder como sigue :

- Lavado del filtro de arena.

La posición de las válvulas será la siguiente :

Abiertas : 1, 7, 8, 10 y 12.

Cerradas : Las restantes.

Tiempo de lavado : 10 minutos.

- Lavado del filtro de carbón.

La posición de las válvulas será la siguiente :

Abiertas : 6, 10 y 13.

Cerradas : Las restantes.

Tiempo de lavado : 10 minutos.

- Después del lavado de los filtros, poner las válvulas en posición de funcionamiento normal.

Finalmente, purgar el aire con las válvulas 16 y 17.

LIMPIEZA DEL DECANTADOR.

Se debe efectuar 2 veces por año para lo cual debe desocuparse totalmente el decantador y poder efectuar su limpieza interior.

BOMBAS DE CAPTACIÓN

Efectuar su mantenimiento adecuado de acuerdo con las recomendaciones del fabricante .

4.4.11.- PLANTA DE AGUAS RESIDUALES

EQUIPO

EQUIPO	PLANTA DE AGUAS RESIDUALES
Marca	DEGREMONT
Modelo	DLAPAC UMV-30
Dimensiones	
Diámetro	8'-6"Ø
Altura	10'-0"
Caudal	11.25 m ³ /día
DBO	5.1 libras
Reducción de DBO	90 %
Reducción de sólidos	85 %
Cámara de decantación	
Superficie	7 pies ²
Volumen	67 pies ³
Velocidad ascendente	7.1 pies/hora
Tiempo de retención	4 horas
Cámara de aereación	
Volumen	400 pies ³
Tiempo de retención	24 horas
Compresor	
Tipo	Pistones rotativos
Caudal	15 pies ³ /minuto
Presión	4 psig
Motor	1.5 hp
Cámara de contacto	
Volumen	12.5 pies ³
Tiempo de retención	45 minutos
Difusores de aire	
Modelo	GM

Cantidad	4 unidades
inyector de cloro	
Caudal	5 lt/hora
Marca	BLUE WHITE
Tipo	Diafragma
Accesorios	Estandard
Depósitos de solución	240 lt

OPERACIÓN

La aereación prolongada es un proceso de tratamiento de agua residual por fango activado a débil carga; es decir, que la relación entre la contaminación y la cantidad de microorganismos es muy baja.

El DIAPAC asegura de una manera eficaz la reducción del DBO (demanda bioquímica de oxígeno) y los sólidos en suspensión, si la estación de tratamiento es operada según las recomendaciones (ver tabla N° 4).

Las bacterias son colocadas en una fase de auto-oxidación llamada de respiración endógena, en la cual ellas son obligadas a sacar de su propia sustancia la energía necesaria para sus actividades y su reproducción.

Un aporte continuo de aire debe ser mantenido, de lo contrario, hay riesgo de malos olores y de generación de la colonia bacteriana.

Si hay en el agua a tratar una cierta cantidad de aceite, de materias tóxicas, de solventes, de un ácido o de una base, etc., existe la posibilidad de que quede interrumpido el proceso de tratamiento y que surjan malos olores debido a la descomposición de la masa bacteriana.

Por otra parte, si hay demasiado aire (oxígeno), existe el riesgo de obtener una nitrificación excesiva, lo cual es generalmente acompañado de una baja en el PH, un fango incoherente y un aumento de la turbiedad.

En general, es necesario mantener de 2 a 4 mg/lt de oxígeno disuelto (D.O.) en el depósito de aereación.

El tratamiento se opera con la mayor eficiencia cuando el PH de agua residual es de 7.

Un lodo rico y bien oxigenado tiene un color "marrón oscuro". Si en una zona cualquiera el color es gris, eso es un índice de que hay falta de oxígeno.

Si una disminución anormal en la concentración de sólidos es notoria, en la zona de aireación, es necesario verificar :

- El sistema de recirculación de fango que puede estar bloqueado.
- El caudal de agua residual que se va a tratar puede ser excesivo.

La estación comprende una reja de acero inoxidable, de mantenimiento manual y separación de 1 pulgada, la cual se puede remover fácilmente para su limpieza.

Las rampas de aireación aseguran la distribución del aire por medio de 4 difusores VIBRAIR DC-375.

También tiene una desnatadora accionada neumáticamente que envía la materia flotante que se encuentra en el decantador, al depósito de aireación para ser tratada.

La dosificación del hipoclorito se hace por medio de una bomba dosificadora de una capacidad de 5 lt/hora. La solución se prepara en un depósito metálico, revestido en fibra de vidrio interiormente.

Los análisis de laboratorio que requiere la planta se indican en el manual proporcionado por el fabricante.

CONTROL

El operador deberá efectuar los siguientes controles en la planta.

1.- pH.

Una gran variación del PH en el agua cruda puede afectar el tratamiento y destruir completamente las bacterias; una verificación periódica puede detectar los productos ácidos y básicos que llegan a la planta. El PH de un agua normal puede variar entre 6.5 y 8 .

2.- Temperatura.

La variación de temperatura afecta la reproducción y el crecimiento de las bacterias, lo que es directamente proporcional al tratamiento efectuado. La temperatura mas adecuada se encuentra entre los 20 y 32 °C. Es importante tomar la temperatura de todas las muestras por analizar.

3.- Sólido.

En condiciones normales, la cantidad de sólidos que salen en el afluente debe ser menor que el 10% de la cantidad que entra a la planta.

Si la concentración es mayor que el 10%, verificar :

- Volumen de lodos en el depósito de aireación.
- Caudal de entrada.
- Oxígeno disuelto. Si hay demasiado, la velocidad de decantación puede ser afectada.

4.- Dosificación de cloro.

Normalmente de 5 mg/lit. La solución de hipoclorito (HTH o Perclorón) se debe preparar al 1%. La bomba dosificadora será ajustada para aplicar el caudal deseado.

MANTENIMIENTO.

- Limpiar la rejilla regularmente todos los días y colocar los residuos sobre una malla para que escurran. Sacar la materia seca y depositarlo en un recipiente cerrado cualquiera.
- Verificar diariamente la temperatura del motor y del compresor, el nivel de aceite en la base del compresor.
- Verificar la normal recirculación de lodos.
- Limpiar la superficie del depósito de decantación cada cierto tiempo para retirar la materia difícil de descomponer.
- Verificar si el sistema de inyección de cloro funciona normalmente y si la solución de cloro es suficiente.
- Determinar diariamente el volumen de lodos en la zona de aereación y anotar los resultados.
- Una vez por semana, lubricar los equipos, tales como el compresor, bombas, etc. Verificar la tensión de las fajas entre motor y compresor (para el cambio de aceite consultar folleto del fabricante).
- Mediante una escobilla limpiar semanalmente el contorno de los depósitos y canaletas, retirar todos los cuerpos flotantes de zona de decantación.

BOMBAS DOSIFICADORAS

Las bombas dosificadoras deben limpiarse y lubricarse por lo menos una vez por mes.

4.12. INCINERADOR

EQUIPO	INCINERADOR
Marca	TERMOTECNICA
Modelo	ID - 400
Tipo	Cámara de fuego forzada con quemador
Diseño	Caja de fuego desarmable
Volumen de la cámara	0.56 m ³
Potencia	160 Kw

Temperatura de operación	650 °C (máximo)
Capacidad por carga	120 Kg.
Densidad de basura	500 Kg./m ³
Dimensiones externas	
Largo	2650 mm (sin lavador de gases)
Ancho	1100 mm
Alto	1200 mm
Peso	1400 Kg.
Materiales	
Estructura	Acero SAE 1020
Paredes y techo	"Castable" refractario, espesor: 2.5" Fibra cerámica, espesor: 1.0" Plancha exterior de acero
Dimensiones de chimenea	
Diámetro	355 mm
Alto	4800 mm
Espesor de plancha	2.5 mm
Quemador	
Tipo	Tiro forzado con atomización mecánica.
Combustible	
Tipo	Diesel D-2
Consumo máximo	4 galones/hora
Encendido	Arco eléctrico
Equipos auxiliares	* Ventilador (motor eléctrico 1/4 HP) * Bomba de combustible * Transformador de 10 Kw * Electrodo de ignición * Control de flama
Consumo (equipos auxiliares)	800 VA a 220 voltios
Lavador de gases	Cortina de agua pulverizada por bomba y recirculación por filtrado.

OPERACIÓN

El incinerador de desperdicios marca TERMOTECNICA está diseñado para desintegrar desperdicios por medio del quemado de los mismos.

La combustión necesaria para el quemado lo realiza un quemador de petróleo diesel. La llama producida por el quemador incide directamente en los desechos, los cuales son colocados sobre una parrilla de acero que está rodeada de material refractario (ladrillos, "castable" y fibra cerámica). Los gases de combustión pasan por encima de un tabique refractario para luego entrar al lavador de gases, en donde pasan por una cortina de agua con el fin de atrapar partículas en suspensión que puedan contener los humos.

Todo el sistema de combustión de este incinerador se enciende en forma automática, es decir, no se necesita un mechero y además tiene un sistema de seguridad de llama; con lo cual, el quemador no encenderá si hay combustión

dentro de la cámara de incineración o si el suministro de petróleo es defectuoso.

CONTROL

Antes de poner en funcionamiento la unidad se debe verificar lo siguiente :

- Que el tipo de combustible sea el adecuado (diesel 2), esté cebada la bomba y que haya suficiente combustible en el tanque.
- Que el reservorio del lavador de gases tenga agua a su nivel correcto, si no lo tiene, añadir agua.
- Que la bomba de agua esté cebada, si no lo estuviera, cebarla.
- Que el suministro de energía eléctrica esté conforme.

Si al accionar el interruptor del quemador, éste no arranca, puede deberse a las siguientes fallas :

- Falta de energía eléctrica (Verificar suministro eléctrico o ajuste de cable).
- El quemador está detectando llama proveniente de los desperdicios en combustión. Esperar que se apaguen los desperdicios.
- El quemador se apagó anteriormente por falla de llama, por lo cual el "relé" térmico del quemador se ha desconectado. Presionar el botón rojo del control de llama, situado sobre el quemador.

Durante la operación de incineración el operador deberá controlar :

- La finalización de la operación de incinerado cuando los desperdicios estén completamente quemados.
- El nivel de combustible en el tanque.
- El ingreso de aire para tener una combustión completa en el quemador.
- El nivel de agua en el tanque para el lavador de gases.

MANTENIMIENTO

Periódicamente o cuando se determine que es necesario, de acuerdo con la frecuencia con que opere el incinerador, deben efectuarse lo siguiente :

- Limpieza y calibración de electrodos.
- Limpieza de la fotocelda.
- Limpieza de la cámara de combustión.
- Limpieza del quemador.

- Limpieza del reservorio de agua del lavador de gases.

4.4.13.- SEGURIDAD

MEDIDAS DE PREVENCIÓN

ACCIDENTES

Los accidentes pueden prevenirse si se desarrollan hábitos en el trabajo acordes con las normas de seguridad establecidas en la empresa.

A continuación se dan algunas directivas generales para la prevención de accidentes.

- Presentarse a cumplir la jornada de trabajo en perfecta condición física y mental.
- Usar en el trabajo la vestimenta adecuada y los elementos de protección que sean necesarios (guantes, casco, etc.).
- Usar las herramientas adecuadas.
- Mantener el área de trabajo limpia (especialmente de sustancias resbalosas).
- Desplazarse con seguridad (por vías seguras y sin correr).
- Detectar y reportar toda condición insegura.
- Si se va a efectuar un trabajo que implique el corte de suministro eléctrico, coordinar este trabajo con el personal involucrado y poner avisos de prevención en los interruptores de corriente.
- Respetar las normas de tránsito si se moviliza en un vehículo.
- No manipular ningún equipo si no se ha recibido adecuada instrucción para su operación.
- Extremar las precauciones si se manipula productos químicos.
- Si se tiene que desplazar fuera de la batería (a una plataforma u otro lugar), nunca hacerlo solo.

INCENDIOS

Para prevenir incendios, se deben tomar las siguientes precauciones generales :

No fumar ni hacer fuego en el área industrial de la batería.

- Cuando se miden los tanques no portar ningún elemento que pueda producir una chispa.
- Conocer la ubicación de los extintores y su operación, a fin de apagar oportunamente cualquier amago de incendio.
- Conocer la ubicación de la alarma (la batería cuenta con dos sirenas), a fin de obtener ayuda oportuna para controlar cualquier amago de incendio, que no pueda controlarlo una sola persona.
- Asistir a las prácticas contra incendios.
- Para efectuar algún trabajo de reparación o mantenimiento, especialmente si son trabajos en caliente, llenar el permiso correspondiente, cumpliendo todas las pautas que en esa cartilla se indican.
- Si se produce un amago de incendio, apagarlo inmediatamente con un extintor portátil. Si el amago crece y amenaza en convertirse en un incendio, dar la alarma y proceder de acuerdo con las directivas dadas en las prácticas contra incendios

4.4.13.- EQUIPOS CONTRA INCENDIOS

EXTINTORES MÓVILES

La Batería N° 8 cuenta con 4 extintores móviles de Polvo Químico Seco (PQS) de 350 Lbs cada uno. Para facilitar su uso deben establecerse las cuadrillas contra incendios y efectuar las prácticas que sean convenientes bajo la supervisión del personal de seguridad de PETROPERU.

EXTINTORES PORTÁTILES

Se cuenta con 12 extintores CO₂ de 15 Lbs cada uno.

El personal debe conocer la ubicación de los extintores, especialmente de los que se encuentran en su área de trabajo.

Todos los extintores deberán tener la indicación de la fecha en que fueron recargados y la de su próxima recarga.

4.5.- COMPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCION DEL CAMPO CHAMBIRA

Los componentes que tiene el agua de producción del Campo Chambira, se originan en su propiedad como solvente industrial; al haber estado durante

ciento de millones de años en contacto con las diferentes formaciones rocosas han disuelto a ciertos compuestos que existían.

El agua de producción contiene ciertas cantidades de sales y gases disueltos tales como el CO, CO₂, H₂S; también contienen sólidos en suspensión que contienen trazas de metales pesados y gotitas de petróleo suspendidas emulsificadas que no se logra remover durante el tratamiento del petróleo del fluido de producción.

Los metales que se encuentran en el agua de producción frecuentemente son contaminantes del petróleo crudo y en algunas veces están presentes en pequeñas cantidades en las aguas residuales de la industria petrolera.

Los principales componentes del agua de producción son:

Cationes

Calcio

Es un componente principal del agua de producción, se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.

Magnesio

Se presenta en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. En general se presenta como un componente del carbonato de calcio.

Sodio

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

Hierro

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

Bario

Es uno de los metales pesado, tiene efectos irreversibles para la salud y es tóxico para los animales. Se puede combinar con sulfatos para formar sulfatos de bario insoluble, se concentran en la población marina.

Cadmio

Se acumula en tejidos blandos y puede interferir en el metabolismo. Es conocido que en sistemas acuáticos, el cadmio se acumula fácilmente en las ostras; es un veneno acumulativo.

Cromo

Es cancerígeno para el sistema respiratorio y venenoso para los peces.

Plomo

Se acumula en ostras y mariscos. Llega al ser humano a través de la cadena alimenticia y se acumula en los huesos. El plomo es un inhibidor de las enzimas e influye en el metabolismo celular.

Mercurio

Es altamente tóxico a niveles relativamente bajos y se acumula en los peces. Produce "clorosis" en las plantas, es venenoso para los animales y llega al ser humano a través de la cadena alimenticia., se conoce que causa deterioro neurológico.

Aniones

Cloruros

En general son los componentes principales del agua de producción. El problema principal es que la corrosividad aumenta drásticamente con el contenido de cloruros. Casi siempre su concentración es elevada, a estos niveles el agua es tóxica para todas las formas de vida, por lo que si no es reinyectada, deberá diluirse a un nivel aceptable (menos de 500 mg/l.)

Carbonatos y Bicarbonatos

Pueden formar costras insolubles.

Sulfatos

También forman costras, pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H₂S. Los sulfuros matan a los peces, producen sabor y olores, y son perjudiciales para el uso en procesos industriales.

Otras Propiedades

PH

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

Temperatura

En el agua de producción son elevadas debido a las profundidades de los yacimientos de Chambira. Las descargas en agua de superficie si elevara la temperatura de estas, disminuiría los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad de peces, interferirá con la procreación y propagación de las especies, aumentando las tasas de crecimiento de las bacterias benéficas y perjudiciales, acelerará las reacciones químicas y conducirá a la eutroficación.

Nitrógeno

Este compuesto está presente en diversas formas (nitrato, nitrito, óxido nitroso, amonio y gas nitrógeno) dependiendo de las condiciones. El nitrógeno inorgánico normalmente se presenta como amonio (NH_4), que pueden ser oxidados a nitrato o reducidos a nitrito y gas nitrógeno por tratamiento con bacterias anaeróbicas; el nitrato puede ser tóxico a los infantes; si se reduce por bacteria gástrica a nitrito puede resultar en metahemoglobinemia. También se sospecha que el exceso de nitrato puede provocar cáncer al estómago pero esto aún no se ha probado.

Contenido de Sólidos en Suspensión

Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado. Generalmente se usa un filtro con poros de 0.45μ de diámetro. Estos sólidos interfieren con la autopurificación, forman depósitos de lodos, dañan la pesquería y altera la estética.

Sólidos Disueltos Totales

Es el residuo de la evaporación, o la suma de los aniones y cationes.

Contenido de petróleo

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

Aditivos Químicos

Por lo general estos son agregados durante el proceso de producción, son muy tóxicos, dentro de ellos podemos mencionar los siguientes:

- Rompedores de emulsión, que viene a ser una combinación compleja de compuestos aniónicos.
- Inhibidores de corrosión, frecuentemente son aminas formadoras de películas solubles en agua que pueden ser muy tóxicos.
- Inhibidores de parafinas.
- Inhibidores de incrustación.
- Bactericidas.
- Removedores de oxígeno, etc.

4.6.- EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCION

4.6.1.- SEPARADOR CONVENCIONAL API

El diseño del separador convencional API fue basado en el criterio desarrollado para el API en la Estación de Ingeniería Experimental de la Universidad de Wisconsin en 1,948. Esta información fue catalogada en el "Manual on Disposal of Refinery Wastes" (Manual API de disposición de descargas de refinerías) en 1,969.

En este trabajo complementariamente a la ecuación de Stokes, el diseño del separador convencional está restringido de acuerdo a las experiencias operativas siguientes:

- La velocidad horizontal del agua a lo largo del separador debe ser menor o igual a 3 pies/min. o 15 veces la velocidad de ascenso de las partículas de petróleo cuando este valor es más pequeño.
- La altura de agua en el separador no debe ser menor de 3 pies para minimizar la turbulencia causada por el equipo de cadena para remoción de petróleo y sólidos y altos caudales. En ningún caso, si fuera necesario mayor altura, se ha excedido de 8 pies.
- La relación entre la altura de agua y el ancho del canal típicamente es de 0.3 a 0.5.
- El ancho típico del canal es de 6 a 20 pies, que es el ancho estándar de los equipos de remoción de cadena.

- Se cuente con por lo menos dos canales paralelos para poder sacar fuera de servicio uno de ellos en caso de reparación o limpieza.

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

$$L = F (V_H / V_T) d$$

donde:

L = Largo del canal en pies

F = Factor adimensional de turbulencia, se obtiene de un gráfico que relaciona F con (V_H / V_T)

V_H = Velocidad de flujo a lo largo del canal en pies/min.

V_T = Velocidad vertical de diseño de la partícula de aceite.

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

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

En los separadores convencionales API, el removedor de cadena es la más adecuada, mientras que los removedores de puente son utilizados en los tanques sedimentadores cilíndricos.

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

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

4.6.2.- HIDROCICLON

En los últimos 20 años fue desarrollado un método innovador para la separación de aceites y agua, a partir de estudios realizados en la Universidad de Southampton en Inglaterra. Estos esfuerzos marcaron el primer uso efectivo de hidrociclones para la separación de líquido/líquido.

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

Las ventajas de los hidrociclones sobre el separador convencional son:

- a) Usa el 5% del espacio y soporte estructural requerido por las tecnologías convencionales, esto debido a la reducción del tiempo de residencia del agua dentro del sistema.
- b) Opera a bajos costos de mantenimiento, esto debido a que no se depositan arenas ni sedimentos dentro del hidrociclón, y no cuentan con partes móviles que puedan causar fallas mecánicas.
- c) Bajos costos de operación, porque el uso de tratamiento químico puede reducirse o eliminarse.
- d) Son livianos, por lo que son fácilmente transportables, esto es ventajoso comparando con los sistemas que requieren tanques de gran capacidad.
- e) Son modulares, por lo que se puede agregar capacidad de separación a medida que la cantidad de agua producida vaya aumentando.

La desventaja ante el separador convencional, es que solo separa aceites, lo cual permite que el agua de producción conserve los sólidos en suspensión.

**4.6.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA
(3M 51 S, 3M 52 S y T-20)**

EQUIPO

EQUIPO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA
Código de Identificación	3M 51 S
Tipo	Cilíndrico, vertical, soldado
Dimensiones	
Altura	5.48 m
Diámetro	10.50 m
Capacidad Nominal	3 MB
Ingreso	8"Ø
Salida	8"Ø,

Accesorio	Venteo
Descripción	Libre

Accesorio	Control de Nivel
Código de Identificación	LC-07
Marca	KIMRAY

Accesorio	Válvula de Control de Nivel
Código de Identificación	LCV-07
Marca	KIMRAY

EQUIPO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA
Código de Identificación	3M 52 S
Tipo	Cilíndrico, vertical, soldado
Dimensiones	
Altura	5.48 m
Diámetro	10.50 m
Capacidad Nominal	3 MB
Ingreso	8"Ø
Salida	8"Ø,

Accesorio	Venteo
Descripción	Libre

Accesorio	Interruptor
Código de Identificación	LSH-07
Descripción	Interruptor por alto nivel

Accesorio	Alarma
Código de Identificación	LAH-07
Descripción	Alto nivel

Accesorio	Interruptor
Código de Identificación	LSL-08
Descripción	Interruptor por bajo nivel

Accesorio	Alarma
Código de Identificación	LAL-08
Descripción	Bajo nivel

EQUIPO	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA SALADA
Código de Identificación	T-20
Tipo	Cilíndrico, horizontal, soldado
Dimensiones	
Longitud	3600 mm
Diámetro	1525 mm
Capacidad Nominal	40 B
Ingreso	6"Ø
Salida	6"Ø,

Accesorio	Ventoe
Descripción	Libre

EQUIPO ADICIONAL	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE TANQUE ELIMINADOR DE AIRE (T-20) A TANQUE 3M 51 S
Código de Identificación	B11-A/B/C
Tipo	Bomba centrífuga horizontal
Marca	GOULDS
Modelo	NM 3196
Serie	772D659.1/.2/.3
Dimensiones	2' x 3' - 6"
Diámetro de impulsor	4 1/4"Ø
Presión de diseño (máxima)	180 psig a 100 °F
Altura dinámica	50'
Caudal	135 gpm
Velocidad	3600 rpm

TANQUE 3M 52 S

Este tanque recibe el agua del Tratador Hidrociclónico con un contenido de crudo menor a 15 ppm. El crudo separado se transfiere al Tanque Sumidero

El Tanque 3M 52 S tiene la finalidad de recibir el agua tratada y alimentar a las electrobombas B3-A/B/C que eliminan el agua en el río Pucayacu a través del Acueducto.

Los tanques 3M 51 S y 3M 52 S tienen en la parte superior, a 17' (5.18 m) de altura, una tubería de 2"Ø que sirve para eliminar al Tanque Sumidero (T-17) la nata de crudo que eventualmente podría tener el agua, especialmente en el tanque 3M 51 S. Es por ello que es necesario que ambos tanques de agua reciban hasta el nivel de dicha tubería.

CONTROL

El operador de producción es responsable de:

- 1.- Verificar periódicamente los niveles superior e inferior de los tanques.
- 2.- Arrancar y parar las electrobombas B3-A/B/C que transfieren el agua del Tanque 3M 52 S al río Pucayacu a través del Acueducto.
- 3.- Tomar muestras del agua del Tanque 3M 51 S para efectuar los análisis de contenido de crudo en el agua cuando está operando el hidrociclón.

SITUACIONES DE EMERGENCIA

Rebose de agua en el Tanque 3M 52 S

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Descuido del operador en el arranque de las bombas B3-A/B/C y falla del interruptor de alto nivel (no actuó y/o no sonó la alarma de alto nivel).	<ul style="list-style-type: none">* Arranque de dos de las bombas B3-A/B/C.* Revisión de la alarma y/o interruptor.

Bajo nivel de agua en los tanques 3M 52 S

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Descuido del operador durante el bombeo al no parar la bomba oportunamente y falla del interruptor de bajo nivel (no actuó y/o no sonó la alarma de bajo nivel).	<ul style="list-style-type: none"> * Parar inmediatamente las bombas. * Verificar que no hayan sufrido daños. * Informar al Supervisor o Capataz.

Rebose de los tanques 3M 51 S y T-20.

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Falla del operador al no arrancar una de las bombas B13-A/B (del Tanque 3M 51 S al Tratador Hidrociclónico) y/o falla del control automático que arranca una de las bombas B11-A/B/C (del Tanque Eliminador de Aire T-20 al Tanque 3M 51 S).	<ul style="list-style-type: none"> * Arrancar las bombas que sean convenientes según se haya producido el rebose en el Tanque 3M 51 S, en el Tanque Eliminador de Aireo o en ambos. * Informar al Supervisor o Capataz. * Efectuar las acciones de limpieza que fueran necesarias.

MANTENIMIENTO

Limpieza e inspección interior cada dos años.

Pintura interior cada dos años.

Pintura exterior cada tres años.

Engrase de válvulas cada mes.

TANQUE SUMIDERO (T-17)

EQUIPO

EQUIPO	TANQUE SUMIDERO
Código de Identificación	T-17
Tipo	Cilíndrico, horizontal, soldado
Dimensiones	
Longitud	3600 mm
Diámetro	1525 mm
Capacidad Nominal	40 B

Ingreso	Dos líneas de 4"Ø Una línea de 2"Ø
Salida	2"Ø, con ampliación a línea de 4"Ø

Accesorio	Venteo
Descripción	Libre

EQUIPO ADICIONAL	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE TANQUE SUMIDERO A TANQUE DE LAVADO (3M 48 S)
Código de Identificación	B12-A
Tipo	Bomba centrifuga vertical
Marca	GOULDS
Modelo	NM 3171
Serie	215C240-1/-2
Dimensiones	1.5' x 3' - 6"
Diámetro de impulsor	5"Ø
Altura dinámica	100'
Caudal	135 gpm
Velocidad	3600 r.p.m.

EQUIPO ADICIONAL	MOTOR ELÉCTRICO VERTICAL
Clase	Inducción
Marca	US. ELECTRICAL MOTORS
Serie	LAB357547
Potencia	7.5 HP
Velocidad	3600 r.p.m.
"Frame"	213 TC
Tipo	LCF CODE G
Tensión	230 / 460 voltios
Intensidad	20.8 / 10.4 amperios
Frecuencia	60 Hz
Cantidad de fases	3
S.F.	1.0
Aislamiento	Clase F
"Enclosure"	TF
Eje y soporte inferior	6309 - J / C3
Eje y soporte superior	6206 - J / C3
Identificación	G83646/ x 07 x 1510287 F

ACCESORIO	INTERRUPTOR
Código de Identificación	LSHL-01
Descripción	Interruptor por alto/bajo nivel para arranque de B12-A

OPERACIÓN

El Tanque Sumidero T-17 tiene por finalidad recibir el crudo o agua que se drena del Múltiple Distribuidor, separadores, tanques, líneas de rebose, etc., así como el petróleo que se separa en el hidrociclón.

El Tanque Sumidero tiene una electrobomba que transfiere el petróleo y agua al Tanque de Lavado a fin de reprocesar este fluido y separar el agua del petróleo. La operación de la electrobomba es automática; su arranque y parada están controlados por un sistema de flotadores conectados a un interruptor.

En caso de fallar o necesitar servicio la bomba B12-A se tiene en el almacén de la *Bateria* una bomba igual de reemplazo lista para ser instalada.

CONTROL

El operador de producción es responsable de:

- 1.- Verificar que control automático de arranque y parada de la bomba esté operativo. Para lo cual deberá efectuar, por lo menos una vez al día, un arranque manual de la bomba y comprobar que actúe el control automático de parada de la bomba.
- 2.- Verificar la presión de descarga (15 psig) cuando la bomba esté funcionando.

SITUACIONES DE EMERGENCIA

Rebose del tanque por la escotilla de inspección.

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Falla del controlador automático LSHL-01 de arranque y parada de la bomba B12-A.	* Arrancar manualmente la bomba. * Verificar el control LSHL-01.
Bloqueo de la línea entre el Tanque Sumidero (T-17) y el Tanque de Lavado.	* Parar la bomba B12-A. * Revisar la línea y abrir la válvula que produce el bloqueo. * Arrancar la bomba.

Bomba trabajando en vacío

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Falla del controlador automático LSHL-01 de parada de la bomba B12-A	* Parar la bomba B12-A. * Verificar el control LSHL-01.

MANTENIMIENTO

Limpieza e inspección interior cada dos años.

Limpieza y calibración del control automático de arranque y parada de la bomba B12-A

Engrase de válvulas cada mes.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA SALADA

EQUIPO

EQUIPO	HIDROCICLÓN
Código de Identificación	S-3
Marca	VORTOIL
Modelo	600-LO-ICR-150
Diámetro	24"Ø
Condiciones de Diseño	
Presión	150 psig
Temperatura	140 °F
Condiciones de Operación	
Presión al ingreso	60 psig
Presión a la salida	
de agua	35 psig
de petróleo	20 psig

EQUIPO ADICIONAL	BOMBA DE TRANSFERENCIA DE TANQUE 3M 51 S AL HIDROCICLÓN
Código de Identificación	B13-A/B
Tipo	Bomba centrífuga horizontal
Marca	HATFIELD
Modelo	1500
Serie	897012/897275
Dimensiones	3 x 4 x 13
Presión de diseño	175 psig
Designación	ANSI A40

EQUIPO ADICIONAL	MOTOR ELÉCTRICO
Clase	Inducción
Marca	BALDOR
Serie	6940/794 C

Cat.	M 4104 T
Especificación	100101W374
Potencia	30.0 HP
Velocidad	1700 r.p.m.
"Enclosure"	TE
Tensión	230 / 460 voltios
Intensidad	76 / 38 amperios
Frecuencia	60 Hz
Cantidad de fases	3
S.F.	1.15
Aislamiento	Clase F
Identificación	G50049/ x 05 x 097 R194F

OPERACIÓN

La finalidad de la Planta de Tratamiento de Agua Salada es reducir las trazas de petróleo que contiene el agua a un valor promedio de 10 ppm, con un máximo de 15 ppm.

La planta está constituida básicamente de un conjunto de hidrociclones VORTOIL instalados dentro de un recipiente de acero. Estos hidrociclones separan el petróleo del agua por fuerza centrífuga.

La planta cuenta con dos electrobombas de refuerzo o incremento de presión ("booster") marca HATFIELD, de las cuales una opera y la otra se mantiene de reserva ("stand by"). Estas bombas alimentan a la planta con el agua salada del Tanque 3M 51 S.

Inicialmente, dada la poca producción de agua salada en la Bateria, la planta tendrá que operar en forma intermitente.

ARRANQUE DE LA PLANTA

- 1.- Verificar que el tanque 3M 51 S esté listo para transferir a la planta.
- 2.- Abrir la válvula de salida del tanque 3M 51 S, la válvula de entrada a la bomba B13-A/B que va a operar y la válvula del tanque 3M 52 S que va a recibir el agua tratada.
- 3.- Eliminar el aire de la línea de ingreso al hidrociclón dejando que pase agua por gravedad.
- 4.- Abrir ligeramente la válvula de "by-pass" de la salida de agua del hidrociclón.
- 5.- Arrancar la bomba B13-A/B y regular la válvula de salida de la bomba hasta conseguir una presión de 60 psig a la entrada del hidrociclón.

- 6.- Cerrar la válvula de "by-pass" y regular la válvula "back pressure" de salida de agua del hidrociclón hasta conseguir una presión de 35 psig.
- 7.- Abrir lentamente la válvula de salida de petróleo del hidrociclón hasta tener una presión de 20 psig.

Si durante la operación se incrementa la presión a más de 20 psig, produciéndose inestabilidad en la aguja indicadora del manómetro, se debe abrir la válvula de la línea de recirculación de petróleo y cerrar la válvula de salida. Continuar operando la planta por unos tres minutos aproximadamente y luego restablecer las condiciones normales de operación abriendo la válvula de salida y cerrando la del "by-pass". La presión de salida debe regularse nuevamente a 20 psig.

- 8.- Después de unos 5 minutos de operación sacar una muestra de agua a la entrada y salida del hidrociclón. Si el agua de salida tuviera más de 15 ppm de contenido de petróleo, abrir la válvula de recirculación para hacer ingresar el agua nuevamente al hidrociclón. Si el contenido de petróleo es menor o igual a 15 ppm continuar con la operación normal.

PARADA DE LA PLANTA

- 1.- Cerrar la válvula de salida de petróleo del hidrociclón.
- 2.- Para la bomba B13-A/B.
- 3.- Cerrar la válvula de ingreso a la bomba B13-A/B.
- 4.- Cerrar la válvula de salida del tanque 3M 51 S.
- 5.- Cerrar la válvula de ingreso del tanque 3M 52 S.

CONTROL

El operador de la Planta de Tratamiento de Agua Salada deberá efectuar lo siguiente.

- 1.- Controlar que la presión de ingreso al hidrociclón sea de 60 psig.
- 2.- Controlar que la presión de salida de agua del hidrociclón sea de 35 psig.
- 3.- Controlar que la presión de salida de petróleo del hidrociclón sea de 20 psig.
- 4.- Vigilar que el nivel del Tanque 3M 52 S, que recibe el agua tratada, tenga el nivel suficiente para iniciar la transferencia por el Acueducto.
- 5.- Parar la bomba B13-A/B cuando el nivel del Tanque 3M 51 S sea de 5' (1.52 m).

MANTENIMIENTO

Limpieza de los hidrociclones (para la frecuencia de limpieza consultar el manual del fabricante.

Engrase de válvulas cada mes.

Limpieza y calibración de la instrumentación cada 6 meses.

Para las bombas refuerzo o incremento de presión ("booster") consultar el manual del fabricante.

4.7.- ANALISIS CUALITATIVO DEL AGUA DE PRODUCCION

En el campo Chambira, así como en todo los campos del Lote 8, se realizan programas de monitoreo de calidad de agua de producción, así como para el cuerpo receptor, en las siguientes 3 tablas se muestran los resultados obtenidos por el trabajo de monitoreo en Chambira en los últimos meses. El cuadro (A) muestra los valores medidos en el agua de producción a la salida de las bombas de impulsión del acueducto, punto de salida del agua de producción del sistema de tratamiento de agua de la batería 8 (ver cuadro N° 1 y N° 2.)

El cuadro (B) muestra los valores medidos en el agua del cuerpo receptor 300 metros aguas arriba, es decir antes que reciba el agua de producción; y en el cuadro (C) los valores obtenidos en el monitoreo en el cuerpo receptor 300 metros aguas abajo, lo cual incluye el agua de producción en el agua del cuerpo receptor.

De los cuadros indicados se puede deducir las siguientes conclusiones:

- Las concentraciones de sólidos disueltos, aceites y grasas, plomo y cadmio en el agua de producción a la salida de las bombas de impulsión del acueducto es muy alta con respecto a los límites permitido por la Ley de aguas.
- Las concentraciones de sólidos disueltos, aceites y grasas, plomo, cadmio y cloruros en el aguajal, aguas abajos también exceden los límites permitidos por la Ley.
- Las concentraciones de sólidos disueltos, aceites y grasas, y cloruros en las mediciones realizadas aguas abajos en el río Pucayacu, receptor temporal del agua de producción, desde Agosto, muestran una reducción considerable en comparación a las que se median en el aguajal circundante cuando era receptor.

ANÁLISIS DE LABORATORIO - AGUA LIBRE

TOMA DE MUESTRA

La muestra debe tomarse en la línea de producción antes de su ingreso al Múltiple Distribuidor. La muestra debe tomarse en un recipiente limpio y de una capacidad de 1,000 ml aproximadamente.

Una vez tomada la muestra trasvasar a una probeta graduada de 1,000 ml.

EQUIPO

Probeta graduada de 1,000 ml.

Varilla de agitación.

Desemulsificante.

PROCEDIMIENTO

1. Si no se inyecta desemulsificante en la cabeza del pozo, agregar 2 gotas de desemulsificante a la muestra y agitar con la varilla.
2. Dejar la muestra en reposo durante 30 minutos.
3. Leer la parte visible del agua y el volumen total de la muestra.

REPORTE

El porcentaje de agua libre estará dado por el cociente entre el volumen de agua y el volumen total multiplicado por 100.

Durante la prueba del pozo, efectuar un mínimo de 3 pruebas de agua libre y reportar el promedio.

GRAVEDAD API TOMA DE MUESTRA

Si se va a determinar la gravedad API del pozo en prueba, usar la misma muestra tomada para determinar el agua libre, retirar con cuidado unos 300 ml de petróleo (sin agua) y ponerlo en una probeta para la medición de Gravedad API.

Si se va a determinar la gravedad API del crudo contenido en un tanque, tomar la muestra como se indica en el programa.

EQUIPO

Hidrómetro.

Termómetro.

Probeta para medición de Gravedad API.

PROCEDIMIENTO

1. Sumergir el hidrómetro dejándolo que flote libremente sin rozar las paredes de la probeta.
2. Estando en reposo el hidrómetro, leer la gravedad API en la escala graduada.
3. Tomar la temperatura de la muestra inmediatamente después de determinar la gravedad API.

REPORTE

La gravedad API está referida a la temperatura a la cual se efectuó la medición. Para efectos del reporte es necesario corregirla a la temperatura de 60 °F utilizando la Tabla "5A" (API).

DETERMINACIÓN DE BS&W

TOMA DE MUESTRA

Si se va a determinar el BS&W del pozo en prueba, usar la misma muestra tomada para determinar el agua libre, retirar con cuidado unos 300 ml de petróleo.

Si se va a determinar el BS&W del crudo contenido en un tanque, tomar la muestra como se indica en el programa.

EQUIPO - CENTRÍFUGA.

PROCEDIMIENTO

- 1.- Determinar la velocidad de rotación de la centrífuga, para lo cual se montan en la centrífuga dos tubos de prueba en posiciones opuestas y se mide el diámetro de giro en pulgadas. Con dicho valor se ingresa a la tabla que se muestra a continuación y se obtiene el rango de velocidad de rotación dentro del cual debe operarse la centrífuga.

DIÁMETRO DE GIRO	VELOCIDAD DE ROTACIÓN (R.P.M.)
12"	1710 - 2030
13"	1650 - 1950
14"	1590 - 1880
15"	1530 - 1810
16"	1480 - 1760
17"	1440 - 1700
18"	1400 - 1660
19"	1360 - 1610
20"	1330 - 1570
21"	1300 - 1530
22"	1270 - 1500
23"	1240 - 1460
24"	1210 - 1430

2. Verter 50 ml de la muestra y añadir 50 ml de solvente Tolueno en dos tubos de muestra.
3. Tapando con el pulgar la boca del tubo, agitar vigorosamente cada uno de ellos para diluir bien la muestra de crudo en el solvente.
4. Sumergir por 10 minutos los tubos en el Calentador de Baño de Agua (calentada entre 120 °F y 140 °F). Los tubos deben sumergirse por lo menos hasta su marca superior (100 ml).
5. Colocar los tubos en la centrífuga en posición opuesta entre ellos.
6. Dar marcha a la centrífuga por 10 minutos, verificando que la velocidad de rotación esté dentro del rango determinado en 1.
7. Anotar los resultados obtenidos del agua y sedimento, expresándolo en una sola cifra.
8. Retirar los tubos de la centrífuga, agitarlos vigorosamente, colocarlos nuevamente en la centrífuga cambiando su posición (lado opuesto) y luego dar marcha a la centrífuga por 10 minutos manteniendo la misma velocidad de rotación.
9. Las lecturas de BS&W deben ser iguales en cada tubo tanto para la primera como la segunda prueba. Si las lecturas no son iguales, repetir el procedimiento hasta obtener 2 lecturas iguales.

REPORTE

Como resultado final se reportará la suma de los volúmenes combinados de agua y sedimento (BS&W) de los dos tubos. La lectura de los tubos separadamente no deben diferir entre si en mas de 0.02 ml.

SALINIDAD EN EL CRUDO

TOMA DE MUESTRA

Si se va a determinar la salinidad del crudo del pozo en prueba, usar la misma muestra tomada para determinar la gravedad API.

Si se va a determinar la salinidad del crudo contenido en un tanque, tomar la muestra como se indica en el programa.

EQUIPO

Salinómetro.

Probeta de 100 ml.

Solvente (preparación de 2 litros)

PROCEDIMIENTO

1.- Preparar una mezcla de solvente con los siguientes componentes y en las cantidades indicadas:

- 1260 ml de butanol
- 740 ml de metanol
- 5 ml de agua tridestilada

2.-Preparar la muestra vertiendo en una probeta los siguientes componentes, en el orden y cantidades que se indican:

1^{ro}. 10 ml de petróleo

2^{do}. 50 ml de Solvente

3^{ro}. 40 ml de Xileno

3.- Tapar la probeta y agitar vigorosamente.

4.- Vaciar en el vaso de 100 ml.

- 5.- Preparar el salinómetro limpiando cuidadosamente las placas y teniendo la precaución de no tocarlas.
- 6.- Calibrar el salinómetro.
 - a) En posición "LOW" verificar:
Voltaje (125 V, sino ajustar).
Posición de la aguja en 1 y 0 sino ajustar.
 - b) En posición "HIGH":
Ajustar posición inicial de la aguja a 0.02 (una división después del 0).
Verificar voltaje (125 V, sino ajustar).
 - c) Volver a verificar la posición "LOW".
7. Sumergir las placas en el vaso de la muestra y leer la intensidad de corriente ("amperaje").

REPORTE

La lectura de la intensidad de corriente debe convertirse a "libras por mil barriles" para lo cual se busca en la tabla la equivalencia correspondiente.

CONTENIDO DE PETRÓLEO EN AGUA SALADA

TOMA DE MUESTRA

Se obtiene una muestra a la salida de la Planta de Tratamiento de Agua Salada.

EQUIPO

Embudo separador.

Balón de destilación.

Balón de recepción.

Papel indicador de PH.

Papel de filtro

PROCEDIMIENTO

- 1.- Marcar la botella en el menisco del agua y adicionar 5 ml de HCl (1:1), tomar el PH con el papel indicador, debe indicar 2.0 o menos. Adicionar HCl si es necesario.
- 2.- Colocar la muestra en un embudo separador.
- 3.- Pesar el frasco de ebullición previamente secado a 103 °C y almacenado en un desecador.
- 4.- Adicionar 30 ml de Fluoro Carbón 113 lavando las paredes. Transferir el solvente dentro del embudo separador.
Extraer por agitación vigorosa durante 2 minutos.
- 5.- Separar la capa de solvente en el frasco a través de un embudo con papel filtro humedecido con solvente.
- 6.- Repetir el paso "4." dos veces mas con porciones adicionales de solvente fresco.
- 7.- Lavar el extremo (pico) del embudo y el papel de filtro con 10 a 20 ml de solvente y recibir los lavados en el frasco.
- 8.- Conectar el frasco de ebullición a cabeza del destilador. Evaporar el solvente (a una temperatura de 50 C o 122 F).
- 9.- Recuperar el solvente para utilizarlo nuevamente en un siguiente análisis..
- 10.- Cuando se llegue a 50 °C o el frasco aparece seco, remover la cabeza del destilador.
- 11.- Desalojar los vapores del frasco usando vacío. Retirar el frasco del calor y limpiar el exterior para remover humedad.
- 12.- Enfriar el frasco de ebullición por 30 minutos.

REPORTE

El contenido de aceite y grasa (petróleo) contenido en el agua salada se determina de la siguiente manera :

$$\text{Contenido de aceite y grasa} = \frac{A - B}{V} \text{ (mg / lt)}$$

A = Peso del frasco conteniendo residuos de aceite mas grasas (en mg) .

B = Peso del frasco limpio y solo (en mg).

V = Volumen de muestra (en lt).

4.8.- CONTROL DE CONTAMINACION EN EL TRANSPORTE DEL PETROLEO Y DERRAMES DEL PETROLEO

Las líneas de flujo que transportan el petróleo, agua y gas que producen los pozos desde el cabezal, de ésta hasta la batería. Las líneas de flujo se clasifican por su condición de operación en línea de alta y baja presión, las que operan arriba de 1,000 psi son clasificadas como de alta presión.

Las líneas de flujo convergen a una batería la cual controla la presión de operación de los pozos que se refleja en la presión del reservorio.

Las líneas de flujo también son usadas en los oleoductos, estas tuberías son de alta presión.

La corrosión y la deposición de sólidos en la tuberías son dos de los problemas operativos más dificultosos que ocasionan fallas roturas, causando derrames los más graves que existen en la operación del transporte del crudo.

4.8.1.- OLEODUCTO

EQUIPO

EQUIPO	OLEODUCTO
Longitud	35 Km. (aprox.)
Diámetro	6"Ø
Material	Tubería de acero

OPERACIÓN

El Oleoducto, a través del cual se efectúa la transferencia de crudo de la Batería a la batería N° 1 de Trompeteros, es una tubería de acero de 6" de diámetro que se inicia en la Trampa de Lanzamiento del raspatabos de la Batería y termina en la Trampa de Recepción del raspatabos en la batería N° 1 en Corrientes.

El Oleoducto se ha tendido en una trocha de 50 m. de ancho y tiene una longitud de 35 Km. aproximadamente, la tubería de acero está protegida de la corrosión con un revestimiento exterior de resina epóxica y con protección catódica tipo corriente impresa.

Por el lado de la Batería, el Oleoducto está conectado a los Tanques de Almacenamiento de Petróleo 3M 47 S y 5M 49 S y por el lado de la batería N° 1 a los Tanques N° 4 y 5 que han sido designados para recibir el crudo de

la Batería al oleoducto, principalmente en las partes mas bajas suele acumular agua salada y borra, que aceleran el proceso de corrosión, lo que hace necesario pasar periódicamente un raspatubos que sirve para mantener el interior del Oleoducto limpio.

Para pasar el raspatubos, primero debe ubicársele correctamente en la Trampa de Lanzamiento. Para efectuar esta maniobra se debe proceder de la siguiente manera :

- 1.- Abrir la válvula de 6"Ø de pase directo.
- 2.- Cerrar la válvula de 2"Ø de ingreso de crudo a la trampa y la de 6"Ø de salida de crudo de la trampa.
- 3.- Abrir la válvula de purga de 1"Ø de la trampa.
- 4.- Abrir la tapa de la trampa y colocar en su interior el raspatubos cuidando de ponerlo en la posición correcta.
- 5.- Cerrar la tapa de la trampa y la válvula de purga.
- 6.- Hecha las coordinaciones y seguidos los pasos que se dan en el programa

Proceder a arrancar la bomba B10-A/B/C. El crudo pasará directamente del Tanque de Almacenamiento 3M 47 S o 5M 49 S al Oleoducto.

- 7.- Cuando las condiciones del bombeo se hayan estabilizado, abrir la válvula de 6"Ø de la salida de la trampa y la de 2"Ø de ingreso a la trampa.
- 8.- Cerrar la válvula de 6"Ø de pase directo para hacer que el petróleo pase por la trampa y arrastre el raspatubos.
- 9.- El indicador de paso de esfera ZS-1 indica cuando el raspatubos ha salido de la trampa iniciando su desplazamiento por el interior del Oleoducto.
- 10.- Restituir las condiciones normales de bombeo, abriendo primero la válvula de 6"Ø de pase directo y cerrando después la válvula de 2"Ø de ingreso a la trampa y la de 6"Ø de salida de la trampa.
- 11.- Abrir la válvula de purga de 1"Ø para desalojar el crudo contenido en el interior de la trampa (cuidar en abrir la válvula lentamente pues la trampa está presurizada).
- 12.- Terminada la purga, cerrar la valvula, con lo que concluye el lanzamiento del raspatubos.

Paralelamente a las acciones tomadas en la *Batería* para lanzar el raspatubos, en la batería Nº 1 de Trompeteros se debe preparar la trampa de

recepción para recibir el raspatubos. Para este efecto. se deben efectuar las siguientes acciones :

- 1.- Verificar que el indicador de paso de esfera ZS-2 se encuentre en la posición correcta, la tapa de la trampa esté correctamente cerrada y la válvula de purga de 1"Ø esté cerrada.
- 2.- Abrir la válvula de 6"Ø de ingreso a la trampa y la de 2"Ø de salida de la trampa.
- 3.- Cerrar la válvula de 6"Ø de pase directo. En este momento la trampa está lista para recibir al raspatubos.
- 4.- La llegada del raspatubos a la trampa de recepción de la batería Nº 1 se verifica con el indicador de paso de esfera ZS-2.
- 5.- Cuando se tiene la certeza que el raspatubos se encuentra en la trampa, abrir la válvula de 6"Ø de pase directo.
- 6.- Cerrar la válvula de 6"Ø de ingreso a la trampa y la de 2"Ø de salida de la trampa.
- 7.- Abrir la válvula de purga de 1"Ø para desalojar el crudo del interior de la trampa (abrir la válvula lentamente pues la trampa está presurizada).
- 8.- Terminada la purga se abre la tapa de la trampa y se retira el raspatubos para su inspección.
- 9.- Se cierra la tapa de la trampa y la válvula de purga, dando por terminada la operación.

CONTROL

El operador de producción es responsable de:

- 1.- Controlar la presión del Oleoducto (aproximadamente 460 psig).
- 2.- Efectuar el lanzamiento del raspatubos en la Batería. La recepción en la batería Nº 1 está a cargo del operador de esa batería.
- 3.- Reportar cualquier situación anormal.

SITUACIONES DE EMERGENCIA

Falta de llegada del raspatubos a la Trampa de Recepción.

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
<p>Dstrucción del raspatubos en su desplazamiento por el Oleoducto.</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Verificar que el volumen bombeado no sea menor al de la capacidad del Oleoducto (aprox. 4,000 barriles). * Inspeccionar la Trampa de Lanzamiento para verificar que el raspatubos ha sido lanzado. * Inspeccionar la Trampa de Recepción. Si se encuentran trozos del raspatubos, este se ha destruido y los trozos continuarán llegando a la trampa, por lo que hay que mantenerla en la posición de recibir e inspeccionarla después de cada bombeo hasta haber recuperado la mayor parte de los trozos del raspatubos. * Evaluar la razón de su destrucción para reemplazarlo por otra marca o tomar las medidas adecuadas para que no se repita.
<p>Atascamiento del raspatubos en el Oleoducto.</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Verificar la presión de descarga de las bombas B10-A/B/C, un incremento de la presión puede producir atascamiento. * Continuar con el bombeo para desplazar el raspatubos atascado. La presión de descarga de las bombas se incrementará hasta lograr el desplazamiento del raspatubos. No debe incrementarse la presión a más de 1000 psig. * Si con una presión de 1000 psig no se logrará hacer desplazar el raspatubos y la presión continua incrementándose por encima de 1000 psig parar las bombas. Está situación es de extrema emergencia por lo que hay que actuar en forma inmediata. Lo primero que debe hacerse es una inspección del Oleoducto (en helicóptero) a fin de detectar algún indicio de causa de deformación de la tubería y proceder a su reparación.

Diferencia entre el volumen bombeado de la Bateria y el recibido en la batería N° 1 de Trompeteros.

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Fuga de Oleoducto	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar el volumen bombeado y recibido para descartar un posible error en la medida de los tanques, cálculo de volúmenes o lectura del medidor de flujo. • Verificada la pérdida debe tomarse las acciones inmediatas para inspeccionar el Oleoducto y detectar la rotura. • De prolongarse mucho tiempo la ubicación y reparación de la rotura se tendrían que cerrar los pozos.

Pérdida de comunicación radial con la tubería N 1 durante el bombeo.

POSIBLES CAUSAS	ACCIONES
Inoperatividad del sistema de comunicación.	<ul style="list-style-type: none"> • Parar el bombeo. • Revisar el sistema de comunicación. • Si la falla es en la batería N° 1, comunicarse con otra batería para ponerla en conocimiento del problema. • Cuando se restablezca la comunicación y previa coordinación con el operador de la batería N° 1, reiniciar el bombeo.

- MANTENIMIENTO

Engrase mensual de las válvulas de las trampas de lanzamiento y recepción de raspatubos.

Pasar el raspatubos periódicamente (la frecuencia se establecerá de acuerdo con la inspección del raspatubos después de las primeras pasadas).

Efectuar una inspección del Oleoducto por lo menos una vez cada año.

4.8.2- SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

Uno de los métodos de reducción o eliminación de la corrosión que conduzcan a la no falla de tubería y causar derrames es la protección catódica que es el uso de una corriente imprimida para prevenir o reducir el índice de corrosión. El metal debe de estar en un electrolito agua salada suelo como es el caso de la tubería de producción de Chambira que se convierten en cátodo por la corriente imprimida.

EQUIPO

EQUIPO	RECTIFICADOR DE CORRIENTE
Ubicación	Trompeteros
Fases	3
Tensión de alimentación	230 voltios
Tensión de salida	50 voltios
Corriente de salida	50 amperios

EQUIPO	RECTIFICADOR DE CORRIENTE
Ubicación	Bateria
Fases	3
Tensión de alimentación	230 voltios
Tensión de salida	40 voltios
Corriente de salida	18 amperios

OPERACIÓN

El sistema de protección catódica ha sido diseñado para proteger de la corrosión al Oleoducto y Dieselducto.

Cuenta con dos rectificadores, uno en la zona de Trompeteros y otro en la Bateria y con dos "camas" de ánodos de las siguientes características

UBICACIÓN	TROMPETEROS	BATERIA
Cantidad de ánodos	35	15
Tipo de ánodos	Grafito	Grafito
Diámetro	3"Ø	3"Ø
Longitud	60"	60"
Posición	Vertical	Vertical
Profundidad de instalación	3 m	3 m
Separación entre ánodos	4.5 m	6 m

El circuito anódico (positivo) está constituido por las "camas" de ánodos que están conectadas al polo positivo del rectificador.

Antes de iniciar la operación de los rectificadores, se deberán tomar potenciales en todas las estaciones de prueba, registrándolas como iniciales.

CONTROL

Inicialmente se tomarán mediciones de potencial cada 2 meses a fin de controlar que sus valores se encuentren dentro de los límites establecidos. Posteriormente el control podrá ejecutarse cada 6 meses.

MANTENIMIENTO

Mantener las estaciones de prueba en buen estado.

Revisar periódicamente las conexiones.

Respecto a los rectificadores, ver manual del fabricante.

4.9.- EVALUACION TECNICO ECONOMICO PARA ELEGIR EL MEJOR SISTEMA TECNICO DEL AGUA DE PRODUCCION DEL CAMPO CHAMBIRA

4.9.1.- ANALISIS DE COSTO - BENEFICIO

La Evaluación Técnico Económica está basada en las fórmulas matemáticas de Costo - Beneficio que nos lleva a determinar si la implementación de los equipos para preservar el Medio Ambiente circundante de la zona selvática del campo de Chambira es viable o no.

Existen dos fórmulas generales que son las siguientes:

$$B = D + I$$

Donde:

B = Beneficio económico anual social.

D = Valor de daño económico anual a ser previsto por las medidas.

I = Incremento anual del ingreso resultante de las mejoras de la productividad de una planta.

$$\emptyset = B - C$$

Donde:

C = Costos anuales para la implementación de las medidas preventivas de la contaminación.

\emptyset = Beneficio económico anual ganado por esta medida.

1.- PARA CONSTRUCCIÓN POR EL MÉTODO HIDRO CICLÓN

COSTOS (D)

OBRAS	COSTOS (\$)
Tanque de almacenamiento de agua salada	202,001
Planta de tratamiento de agua salada	517,151
Acueducto	325,955
Construcción de caseta	12,563
Bombas de transferencias	22,341
Sistema contraincendios	20,678
Planta de protección catódica	198,671
Quemador Flare	86,638
Planta de agua residuales	62,781
Tanque sumidero	4,935
Incinerador (materia sólida)	50,000
TOTAL	1503,714

COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN (C)

OPERACIÓN	COSTOS (\$)
Personal	58,800
Energía	70,200
Otros	20,000
TOTAL	149,000

INCREMENTO ANUAL DEL INGRESO (I)

INGRESO = 0

BENEFICIO SOCIAL (B)

$$B = D + I$$

$$B = 1503,714 + 0$$

$$B = 1503,714$$

BENEFICIO ECONÓMICO ANUAL (Ø)

$$\text{Ø}1 = B - C$$

$$\text{Ø}1 = 1503,714 - 149,000$$

$$\text{Ø}1 = 1354,714$$

2.- PARA CONSTRUCCIÓN POR EL MÉTODO DE LA POZA API

COSTOS (D)

OBRAS	COSTOS (\$)
Tanque Sumidero horizontal	8,800
Poza API	63,400
Acueducto	340,000
Electrobomba	39,543
Sistema contra incendios	20,678
Planta de protección catódica	198,671
Quemador Flare	86,638
Planta de agua residuales	62,781
Tanque sumidero	4,935
Incinerador (materia sólida)	50,000
TOTAL	875,446

COSTOS ANUALES DE OPERACIÓN (C)

OPERACIÓN	COSTOS (\$)
Personal	58,800
Energía	49,150
Otros	20,000
TOTAL	127,950

INCREMENTO ANUAL DEL INGRESO (I)

INGRESO = 0

BENEFICIO SOCIAL (B)

$$B = D + I$$

$$B = 875,446 + 0$$

$$B = 875,446$$

BENEFICIO ECONÓMICO ANUAL (Ø)

$$Ø = B - C$$

$$Ø = 875,446 - 127,950$$

$$Ø = 747,496$$

La comparación de beneficios de las instalaciones de los equipos para mitigar el Impacto Ambiental por el método del Hidrociclón y de la poza API se puede observar que por el método del Hidrociclón existe mayor beneficio ganado que la instalación de una poza API en el Campo de Chambira, así como también una eficiencia económica matemáticamente expresado por:

$$Q_1 > Q_2 > 0$$

5.- CONCLUSIONES

- 1.- La conservación ambiental debe siempre ser prioritaria en la industria petrolera en todas sus fases, donde quiera que la industria opere; por lo tanto se tiene que hacer cumplir las Normas Legales Ambientales a todas las Empresas Petroleras que operan en el Perú. ✓
- 2.- El principal contaminante físico que existe en el campo de Chambira es el agua de producción que se produce conjuntamente con el petróleo crudo, donde se hacen trabajos de monitoreo del agua producida para analizar los productos contaminantes que se descargan al río Pucayacu. ✓
- 3.- Los principales polucionantes gaseosos que se emiten al aire y por ende contaminándolo en el campo Chambira durante la producción de petróleo, se realizan en los separadores de gas y petróleo, tratadores de emulsión, tanques de almacenamiento de crudo y durante el quemado de gas en la antorcha (flare). ✓
- 4.- La contaminación de los suelos en el campo de Chambira es debido a los derrames de petróleo crudo, agua de producción y de sustancias químicas que se utilizan durante la etapa de producción del crudo, que pueden ser absorbidos por las diversas plantas e ingresar en la cadena alimenticia de los animales y del hombre dañándole. ✓
- 5.- Los suelos de Chambira también son contaminados a partir de sitios de rellenos, sumideros, aplicaciones de herbicidas y pesticidas que son realizados durante las fumigaciones del campo. ✓
- 6.- Para mitigar los efectos del Impacto Ambiental en los nativos del lugar, se deben realizar comunicaciones interactivas e intercambios de información y hacer planificaciones conjuntas entre las compañías y los indígenas, los mestizos y cuanta persona ó poblador tenga que ver en el área de Chambira para asegurar que se consideren los proyectos ambientales tanto para las instalaciones existentes o las que puedan ser propuestas posteriormente. ✓
- 7.- Para mitigar el Impacto Ambiental debido al agua de producción en el campo de Chambira (batería N° 8), se cuenta con un hidrociclón el cual tiene un rendimiento aceptable, que no requiere de mucho espacio y se puede adaptar a diferentes regímenes de tratamiento. ✓
- 8.- El costo ocasionado por la explotación de petróleo en el campo Chambira debido a la deforestación en el desequilibrio ecológico causado por este se ve mitigado por el mayor beneficio económico ganado en la elección del sistema de hidrociclones. ✓

6.- RECOMENDACIONES

- 1.- Se recomienda hacer un plan de control de emisiones de gases que dañan el Medio Ambiente tales como:
 - Optimizar el diseño de sus instalaciones; es decir actualizando los principales equipos de producción de la batería de Chambira para obtener una mejor producción y mitigar los efectos del impacto ambiental durante la producción de petróleo.
 - Optimizar sus condiciones operativas de la batería, esto se consigue con una mejor capacitación del personal atribuyéndoles conocimientos técnicos que estén acorde con los últimos adelantos de la industria petrolera, así mismo cumpliendo las normas de seguridad y el reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburo.
 - Implementar un programa de mantenimiento preventivo que evite fugas por válvulas, sellos, prensaestopas, válvulas de seguridad, etc.
 - Realizar entrenamientos periódicos del personal que operen en la batería N° 8 sobre seguridad y mantenimiento de los puntos de medición y muestreo.
- 2.- Se debe reforestar los claros con especies nativas de Chambira y planificar los caminos, de manera que existan distancias transitables lo más cortas posibles y restringir la tala de árboles fuera de los caminos.
- 3.- No se debe permitir el uso de esterelizantes herbicidas a largo plazo debido a su permanencia en el Medio Ambiente, es decir se debe realizar aplicaciones de herbicidas con aplicadores capacitados y deben registrarse y mantenerlos archivados cada vez que se efectúa una operación de este tipo.
- 4.- Es recomendable cercar todas las instalaciones principales del campo de Chambira para minimizar la perturbación sensorial de la vida silvestre.
- 5.- Se deben realizar inspecciones de las tuberías trimestralmente para dar mayor seguridad al transporte del crudo de tal manera que no se produzcan derrames imprevistos por roturas de tuberías.
- 6.- Se debe desarrollar medidas preventivas por la Empresa a los posibles derrames que pueden ocurrir dentro de la batería y mantener programas de información para permitir un adecuado avance tecnológico de sus operaciones e implementar programas de control del Medio Ambiente para poder asegurar una correcta operación de mitigación ambiental.
- 7.- Se debe asegurar la minimización de los impactos directos sobre las especies de vida silvestre en Chambira sobre todo los impactos en áreas claves de hábitat de la vida natural existente en ese lugar.

7.- BIBLIOGRAFIA

1.- Métodos para Análisis de Agua, Suelos y Residuos

Autor : Aquino R. Camacho M.

2.- Normas de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos

Autor : Ministerio de Energía y Minas

3.- Standar Methods for the Examination of Water and Wastewater

Autor : American Public Association

4.- Methods for Collection and Analysis of Water and Wastes

Autor : U.S. Environmental Protection Agency

5.- Manual de Evaluación y Manejo de sustancias tóxicas en aguas superficiales

Autor : CEPIS

6.- Tratamiento biológico de efluentes líquidos industriales

Autor : Jacques André

7.- Atlas Histórico, Geográfico y de Paisajes Peruanos INP

Autor : Pulgar Vidal J.

8.- Oil Development and Community Response in Norton Sound, Alaska.

Autor : Robbins, L.A. McNabb

9.- Datos Etnológicos Iquitos

Autor : Seymour Smith, C.

10.- La Contaminación como factor Ecológico y su significado en los Problemas de Desarrollo de la Amazonía

Autor : Vizcarra Andreu M.

TABLA N° 1

FUENTES DE EMISIONES AL AIRE DE OPERACIONES PETROLERAS

EMISIÓN	FUENTE DE LA EMISIÓN	EFFECTOS
Bióxido de carbono (CO ₂)	<p>Combustión de combustibles fósiles en todas las operaciones gasopetrólicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - chimeneas de humo. - incineradores. - motores de combustión. - recipientes quemados. - emisiones fugaces de equipos. <p>El dióxido de carbono es un componente que ocurre naturalmente en muchas formaciones petrolíferas.</p>	<p>Causa los siguientes efectos dañinos al ser humano :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Disnea - Debilidad - Tinnitus - Palpitaciones <p>El dióxido de carbono es un componente que ocurre naturalmente petrolíferos.</p>
Monóxido de carbono (CO)	<p>Todas las operaciones gasopetrólicas de la combustión de combustibles fósiles en motores y recipientes quemados.</p>	<p>El CO es un gas de invernadero en extremo y un consumidor de la capa de ozono.</p>
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	<p>Producido por emisiones agrias fugaces de equipos. El H₂S ocurre naturalmente en muchas formaciones petrolíferas.</p>	<p>El gas H₂S es venenoso en extremo, inclusive en bajas concentraciones (0.1%), y puede provocar la muerte.</p>
Gas metano (C ₁)	<p>El metano es la forma pura del gas natural y es emitido por emisiones fugaces de equipos petroleros.</p>	<p>El gas metano es un gran contribuidor al calentamiento de la tierra y un modificador de la capa de ozono.</p>
Oxidos de nitrógeno (NO _x)	<p>Combustión de combustibles fósiles. Emitidos por motores a combustión y recipientes quemados.</p>	<p>Los NO_x se combinan con el vapor de agua en la atmósfera y forman ácido nítrico diluido. Los NO_x también pueden combinarse con los COV_s en presencia de la luz solar y formar ozono a niveles del piso.</p>
Dióxido de Azufre (SO ₂)	<p>Operaciones de gas agrio de la combustión de H₂S:</p> <ul style="list-style-type: none"> - chimeneas de ventilación. - quemadores. - incineradores de gas agrio. <p>El dióxido de azufre es un derivado natural del proceso de remoción de azufre en operaciones de gas agrio.</p>	<p>El SO₂ se combina con el vapor de agua en la atmósfera y forma ácido sulfúrico diluido o lluvia ácida.</p>
Compuestos Orgánicos Volátiles (COV _s)	<p>Combustión de combustibles fósiles. Emitidos por motores a combustión y recipientes quemados.</p>	<p>Los COV_s se combinan con los NO_x en presencia de la luz solar y forman ozono a nivel del suelo o smog fotoreactivo.</p>

TABLA N° 2**CONCENTRACIÓN MÁXIMA ACEPTABLE DE CONTAMINANTES EN EL
AIRE SEGÚN EL D.S. 046-93-EM**

PARÁMETRO	LÍMITES RECOMENDADOS
Contaminantes convencionales	
Partículas promedio 24h	120 ug/m ³
Monóxido de Carbón, promedio 1h.	35 mg/m ³ /15mg/m ³
Gases Ácidos	
Acido sulfhídrico (H ₂ S), promedio 1h.	30 ug/m ³
Dióxido de Azufre (SO ₂) promedio 24h.	300 ug/m ³
Oxidos de Nitrógeno (Nox), promedio 24h.	200 ug/m ³
Compuestos Orgánicos	
Hidrocarburos promedio 24h	15000 ug/m ³

TABLA Nº 3

VALORES LIMITES PERMISIBLES DE AGENTES QUIMICOS EN

AMBIENTES DE TRABAJO SEGUN D.S. 258-75-S.A.

SUSTANCIA	LIMITE (p.p.m.)	PERMISIBLE (mg/ m ³)
Aceite mineral (niebla)	-----	25 (c)
Alquitrán de huella volátiles (fracción soluble de benceno)	-----	0.2
Antraceno, bap, finatremo, acidrino, criseno, pireno.		
Amoniaco	50	35
Cloro	1	3
Destilados de petróleo (nafta)	500	2,000
Dióxido de Azufre	5	13
Dióxido de Carbono	5000	9,000
Dióxido de Nitrogeno	5	9
Monóxido de Carbono	50	55
Negro de humo (carbón black)	-----	3.5

p.p.m. = Partes de vapor o gas por millón de partes de aire contaminado, por volumen, a 25°C y 760 mmHg. de presión.

mg/m³ = Miligramos de partículas por metro cúbico de aire.

(c) = Muestreado por método que no colecte vapor.

CUADRO N° 1

**FRECUENCIAS MINIMAS RECOMENDADAS PARA EL MONITOREO DE
DESCARGAS LIQUIDAS Y AGUAS SUPERFICIALES**

PARAMETRO	AGUA PRODUC.	EFLUENTE LIQUIDO	AGUA RECEPTORA
Temperatura	Mensual	Mensual	Mensual
PH	Mensual	Mensual	Mensual
Conductividad	Mensual	Mensual	Mensual
STD	Mensual	Mensual	Mensual
Cloruro	Mensual	Mensual	Mensual
DQO	-----	Mensual	-----
O ₂ disuelto	Mensual	Mensual	Mensual
Aceites y Gasas	Mensual	Trimestral	Mensual
Fenol	-----	Trimestral	Trimestral
Amoniaco	-----	Trimestral	Trimestral
Sulfuro	-----	Trimestral	Trimestral
Bario	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Cadmio	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Cromo	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Plomo	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mercurio	Trimestral	Trimestral	Trimestral

STD = Sólidos Totales Disueltos.

DQO = Demanda Química de Oxígeno.

CUADRO N° 2

**PARAMETROS RECOMENDADOS PARA EL MONITOREO DE DESCARGAS
Y AGUAS SUPERFICIALES**

PARAMETRO	AGUA PRODUCIDA	EFLUENTE LIQUIDO	AGUA RECEPTORA
Temperatura	Campo	Campo	Campo
PH	Campo	Campo	Campo
Conductividad	Campo	Campo	Campo
STD	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Cloruros	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
DQO	-----	Laboratorio	-----
O ₂ Disuelto	Campo	Campo	Campo
Aceites y Grasas	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Fenol	-----	Laboratorio	Laboratorio
Amoniaco	-----	Laboratorio	Laboratorio
Sulfuro	-----	Laboratorio	Laboratorio
Bario	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Cadmio	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Cromo	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Plomo	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Mercurio	Laboratorio	Laboratorio	Laboratorio
Caudal	Campo	Campo	Campo
DBO	-----	-----	Laboratorio
Coliformes Totales	-----	-----	Laboratorio

DBO = Demanda Bioquímica de Oxígeno y los coliformes totales deben ser realizados en aguas servidas en los lugares de producción de petróleo.

TABLA N° 4**LIMITES PERMISIBLES DE DESCARGAS LIQUIDAS Y AGUAS RESIDUALES PARA TODAS LAS ACTIVIDADES EXCEPTO LAS DE TRANSFORMACIÓN Y REFINACIÓN**

PARÁMETRO	CRITERIO
DBO	*
Sólidos Totales en Suspensión	< 30 mg/l
Aceites y Grasas	< 15 mg/l.
PH	6 – 9.5
Coliformes Totales	<1000 colonias/100 ml. **
Oxígeno Disueltos	>3.5 mg/l. **
Fósforo (PO ₄)	<30 mg/l.
Nitrógeno Amoniacal	<20 mg/l.
Temperatura	Un incremento <3° C **
Cadmio	0.004 mg/l.
Bario	0.50 mg/l.
Cromo	0.05-5.00 mg/l
Mercurio	0.0002 mg/l
Plomo	0.03 mg/l

* = Depende de la capacidad asimilativa del cuerpo receptor. El DBO no debe exceder el límite que de lugar a que el contacto de oxígeno disuelto en el cuerpo receptor sea menor de 3.5 mg/l

** = Medido en el cuerpo receptor.

CUADRO (A)**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN****BATERÍA N° 8 – CHAMBIRA****PUNTO DE MUESTREO – SALIDA DE LAS BOMBAS DE IMPULSIÓN DEL ACUEDUCTO**

PROPIEDAD	Agost. 98	Set. 95	Oct. 95	Nov. 95	Dic. 95	Ene. 96	Feb. 96	Mar. 96	Apr. 96	May. 96	Jun. 96	Jul. 96
Caudal (m3/min.)	1.15	1.17	1.18	1.20	1.19	1.14	0.99	0.78	1.15	1.13	1.12	1.10
Temperatura (°C)	70.11	70.10	65.4	68.6	72.3	71.19	70.84	70.20	69.85	70.80	71.35	72.0
PH (Und. Std)	5.45	5.60	5.84	4.95	5.42	6.22	5.98	6.02	5.98	5.73	6.78	6.10
Conductiv. (Umhos/cm)	215,000	250,000	300,000	285,000	219,000	349,000	180,000	195,000	130,000	213,000	324,000	215,000
Sólidos Disueltos (mg/l)	113,000	155,000	175,000	167,000	180,000	115,000	30,000	32,000	35,000	45,000	52,000	42,000
Cloruros (mg/l)	98,000	110,000	97,000	90,000	75,000	80,000	98,850	75,450	125,350	78,990	93,200	102,000
Oxígeno disuelto (mg/l)	1.89	0.23	0.02	0.03	0.033	0.45	0.50	0.60	0.65	0.01	0.0233	0.000
Aceites y grasas (mg/l)	20.00	33.00	54.00	41.00	37.00	22.00	21.00	11.00	26.00	24.00	10.00	12.00
Plomo (mg/l)		0.35			0.0280			1.650			0.037	
Cadmio (mg/l)		0.0025			0.031			1.995			2.630	
Bario (mg/l)		4.5500			2.065			2.312			1.690	
Mercurio (mg/l)		0.001			0.0015			0.075			0.013	
Cromo (mg/l)		2.9			0.0950			2.750			0.015	

CUADRO (A)**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN****BATERÍA N° 8 – CHAMBIRA****PUNTO DE MUESTREO – SALIDA DE LAS BOMBAS DE IMPULSIÓN DEL ACUEDUCTO**

PROPIEDAD	Abr. 01	May. 01	Jun. 01	Jul. 01	Ago. 01	Set. 01	Oct. 01	Nov. 01	Dic. 01	Ene. 02	Feb. 02	Mar. 02
Caudal (m ³ /min.)	1.13	1.15	1.16	1.18	1.17	1.12	0.97	0.76	1.16	1.11	1.10	1.05
Temperatura (°C)	70.09	70.08	65.2	68.4	72.1	71.17	70.82	70.18	69.83	70.78	71.33	71.8
PH (Und. Std)	5.43	5.58	5.82	4.93	5.40	6.20	5.96	6.00	5.96	5.71	6.76	6.08
Conductiv. (Umhos/cm)	213,000	248,000	298,000	283,000	217,000	347,000	178,000	193,000	128,000	211,000	322,000	213,000
Sólidos Disueltos (mg/l)	111,000	153,000	173,000	165,000	178,000	113,000	28,000	30,000	33,000	43,000	50,000	40,000
Cloruros (mg/l)	96,000	108,000	95,000	88,000	73,000	78,000	96,850	73,450	123,350	76,990	91,200	100,000
Oxígeno disuelto (mg/l)	1.87	0.21	0.00	0.01	0.031	0.43	0.48	0.58	0.63	0.008	0.021	0.000
Aceites y grasas (mg/l)	18.00	31.00	52.00	39.00	35.00	20.00	19.00	09.00	24.00	22.00	08.00	10.00
Plomo (mg/l)		0.33			0.0278			1.648			0.035	
Cadmio (mg/l)		0.0023			0.029			1.993			2.628	
Bario (mg/l)		4.5300			2.063			2.310			1.688	
Mercurio (mg/l)		0.0008			0.0013			0.073			0.011	
Cromo (mg/l)		2.7			0.0948			2.748			0.013	

CUADRO (B)**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN****BATERÍA N° 8 – CHAMBIRA****PUNTO DE MUESTREO 300 METROS – AGUAS ARRIBA – CUERPO RECEPTOR**

PROPIEDAD	Agost. 98	Set. 95	Oct. 95	Nov. 95	Dic. 95	Ene. 96	Feb. 96	Mar. 96	Apr. 96	May. 96	Jun. 96	Jul. 96
Caudal (m3/min.)												
Temperatura (°C)	32.00	31.00	29.70	29.00	33.00	29.80	28.50	25.00	27.90	30.00	28.00	28.50
PH (Und. Std)	5.10	5.25	5.35	5.50	6.00	5.29	5.45	5.95	5.12	5.20	5.35	5.25
Conductiv. (Umhos/cm)	28	740	30	20	22	21	23	16	17	15	14	13
Sólidos Disueltos (mg/l)	420	350	200	220	50	20	23	17	15	9	14	12
Cloruros (mg/l)	2500	1250	2850	1555	25	17	15	12	8	6	6	1
Oxígeno disuelto (mg/l)	5.55	5.25	4.75	5.55	6.48	6.20	4.30	4.22	6.2	5.3	4.11	3.96
Aceites y grasas (mg/l)	32.00	20.00	18.00	6.70	3.88	2.10	2.15	1.28	1.19	1.84	1.98	2.07
Plomo (mg/l)		0.1000			0.0080			0.0780			0.0622	
Cadmio (mg/l)		0.0021			0.0020			0.0022			0.0015	
Bario (mg/l)		0.0000			0.0000			0.0000			0.0000	
Mercurio (mg/l)		0.0000			0.0000			0.0000			0.0000	
Cromo (mg/l)		0.0001			0.0190			0.0000			0.0001	

CUADRO (B)**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN****BATERÍA N° 8 – CHAMBIRA****PUNTO DE MUESTREO 300 METROS – AGUAS ARRIBA – CUERPO RECEPTOR**

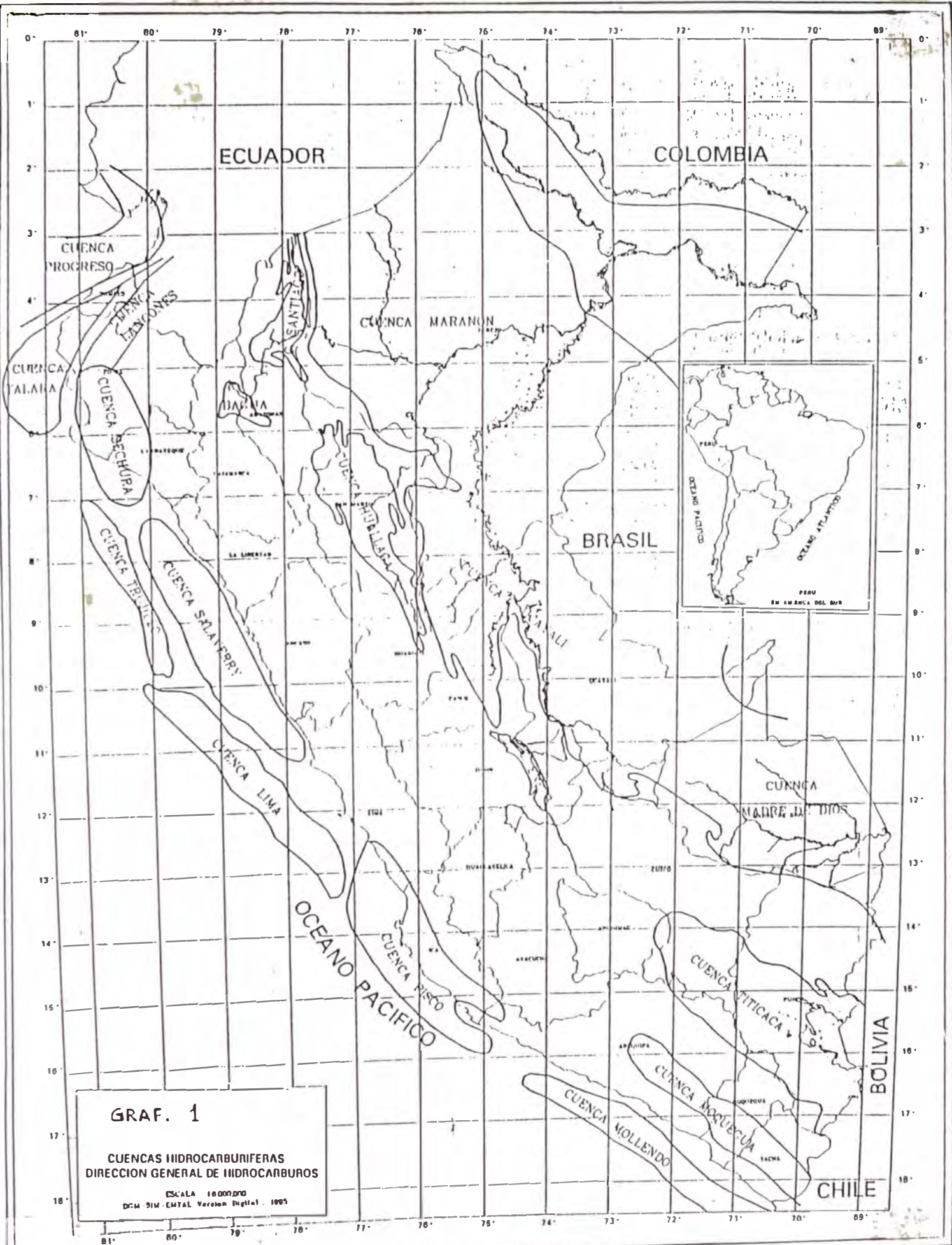
PROPIEDAD	Abr. 01	May. 01	Jun. 01	Jul. 01	Ago. 01	Set. 01	Oct. 01	Nov. 01	Dic. 01	Ene. 02	Feb. 02	Mar. 02
Caudal (m3/min.)												
Temperatura (°C)	30.00	29.00	29.68	27.00	31.00	29.78	28.48	23.00	27.88	28.00	26.00	28.48
PH (Und. Std)	5.08	5.23	5.33	5.48	4.00	5.27	5.43	5.93	5.10	5.18	5.33	5.23
Conductiv. (Umhos/cm)	26	738	28	18	20	19	21	14	15	13	12	11
Sólidos Disueltos (mg/l)	418	348	198	218	48	18	21	15	13	7	12	10
Cloruros (mg/l)	2300	1150	2650	1355	23	15	13	10	6	4	4	1
Oxígeno disuelto (mg/l)	5.53	5.23	4.73	5.53	6.46	6.18	4.28	4.20	6.18	5.1	4.09	3.94
Aceites y grasas (mg/l)	30.00	18.00	16.00	6.68	3.86	2.09	2.13	1.26	1.17	1.82	1.96	2.05
Plomo (mg/l)		0.800			0.0078			0.0778			0.0620	
Cadmio (mg/l)		0.0019			0.0018			0.0020			0.0013	
Bario (mg/l)		0.0000			0.0000			0.0000			0.0000	
Mercurio (mg/l)		0.0000			0.0000			0.0000			0.0000	
Cromo (mg/l)		0.00008			0.0188			0.0000			0.00008	

CUADRO (C)**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN****BATERÍA N° 8 – CHAMBIRA****PUNTOS DE MUESTREO 300 METROS – AGUAS ABAJO – CUERPO RECEPTOR**

PROPIEDAD	Agost. 98	Set. 95	Oct. 95	Nov. 95	Dic. 95	Ene. 96	Feb. 96	Mar. 96	Apr. 96	May. 96	Jun. 96	Jul. 96
Caudal (m3/min.)												
Temperatura (°C)	34.00	33.00	31.00	32.00	33.00	28.00	29.00	30.50	34.90	32.80	33.50	34.00
PH (Und. Std)	5.60	5.65	6.30	5.45	5.20	4.80	4.90	4.70	5.26	5.10	4.80	6.20
Conductiv. (Umhos/cm)	190,000	135,000	151,000	145,000	135,000	102,000	124,000	98,000	52,000	36,900	43,500	15,000
Sólidos Disueltos (mg/l)	10,000	60,000	5,000	55,000	12,000	70,000	12,400	13,450	15,800	14,440	12,900	11,200
Cloruros (mg/l)	8,864	11,000	9,632	26,280	20,160	13,550	14,000	15,800	12,900	11,165	12,190	13,792
Oxígeno disuelto (mg/l)	5.75	3.45	5.94	3.25	4.45	3.99	4.22	3.88	5.97	5.14	4.23	4.39
Aceites y grasas (mg/l)	25.28	33.28	27.55	28.45	31.99	26.42	32.44	31.29	29.13	26.70	25.40	21.92
Plomo (mg/l)		0.039			0.040			0.038			0.021	
Cadmio (mg/l)		0.018			0.021			0.019			0.012	
Bario (mg/l)		3.500			2.880			1.980			1.000	
Mercurio (mg/l)		0.023			0.015			0.014			0.013	
Cromo (mg/l)		0.014			0.013			0.012			0.0008	

CUADRO (C)**MONITOREO DE CALIDAD DE AGUA DE PRODUCCIÓN****BATERÍA N° 8 – CHAMBIRA****PUNTOS DE MUESTREO 300 METROS – AGUAS ABAJO – CUERPO RECEPTOR**

PROPIEDAD	Abr. 01	May. 01	Jun. 01	Jul. 01	Ago. 01	Set. 01	Oct. 01	Nov. 01	Dic. 01	Ene. 02	Feb. 02	Mar. 02
Caudal (m ³ /min.)												
Temperatura (°C)	28.00	31.00	29.00	30.00	31.00	26.00	27.00	30.48	34.88	32.78	33.48	32.00
PH (Und. Std)	5.58	5.63	6.28	5.43	5.18	4.78	4.88	4.68	5.24	5.08	4.78	6.18
Conductiv. (Umhos/cm)	188,000	133,000	149,000	143,000	133,000	100,000	122,000	96,000	50,000	36,888	43,498	13,000
Sólidos Disueltos (mg/l)	08,000	58,000	3,000	53,000	10,000	68,000	12,200	13,448	15,798	14,438	12,888	11,198
Cloruros (mg/l)	8,862	09,000	9,630	26,278	20,158	13,548	12,000	15,798	12,888	11,163	12,188	13,790
Oxígeno disuelto (mg/l)	5.73	3.43	5.92	3.23	4.43	3.97	4.20	3.86	5.95	5.12	4.21	4.37
Aceites y grasas (mg/l)	25.26	33.26	27.53	28.43	31.97	26.40	32.42	31.27	29.11	26.68	25.38	21.90
Plomo (mg/l)		0.037			0.038			0.036			0.019	
Cadmio (mg/l)		0.016			0.019			0.017			0.010	
Bario (mg/l)		3.498			2.878			1.978			0.998	
Mercurio (mg/l)		0.021			0.013			0.012			0.011	
Cromo (mg/l)		0.012			0.011			0.010			0.0006	



GRAF. 1
CUENCAS HIDROCARBURIFERAS
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
 ESCALA 1:800,000
 DGM SIM EMTAL Version Digital, 1995

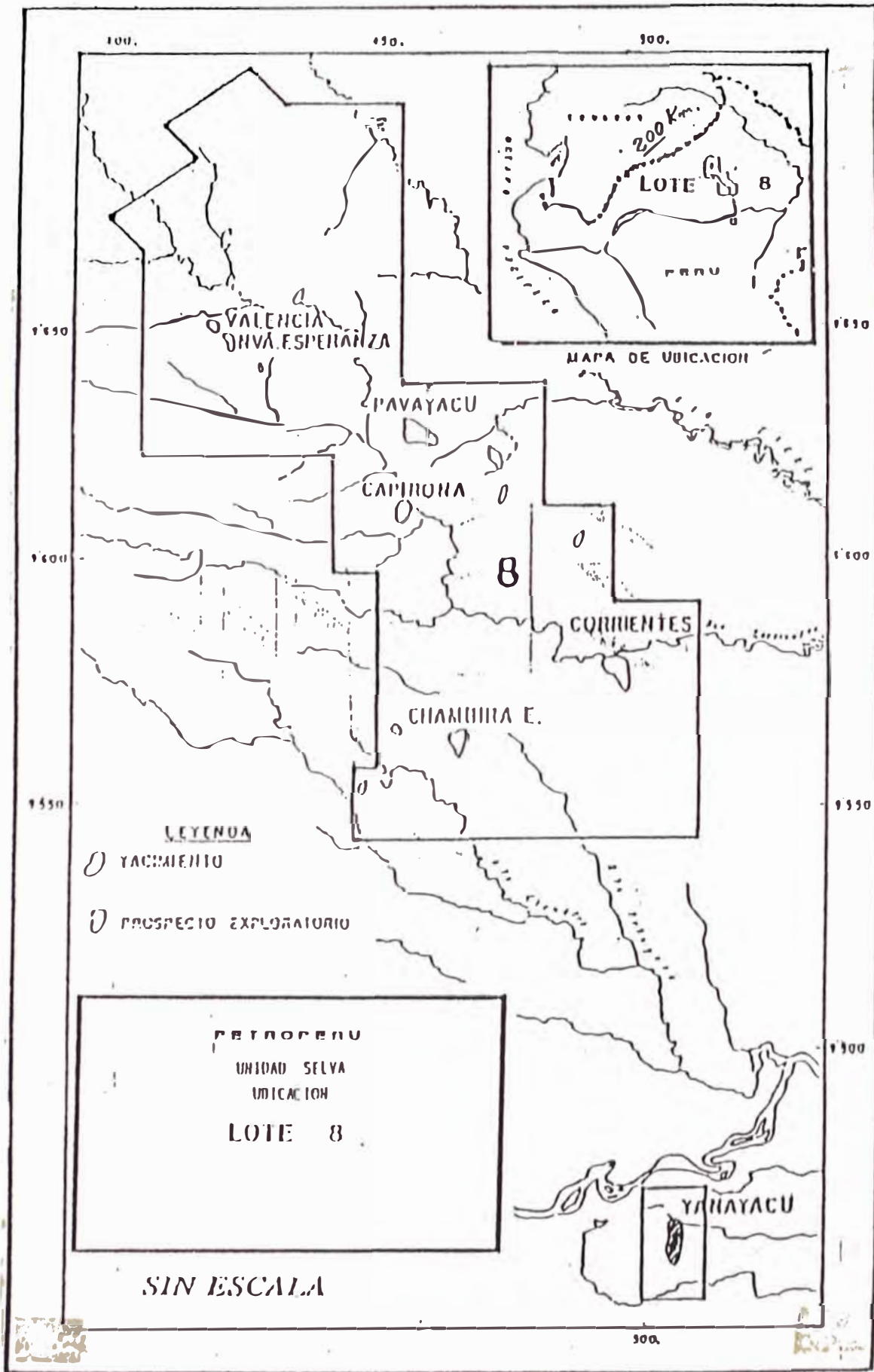
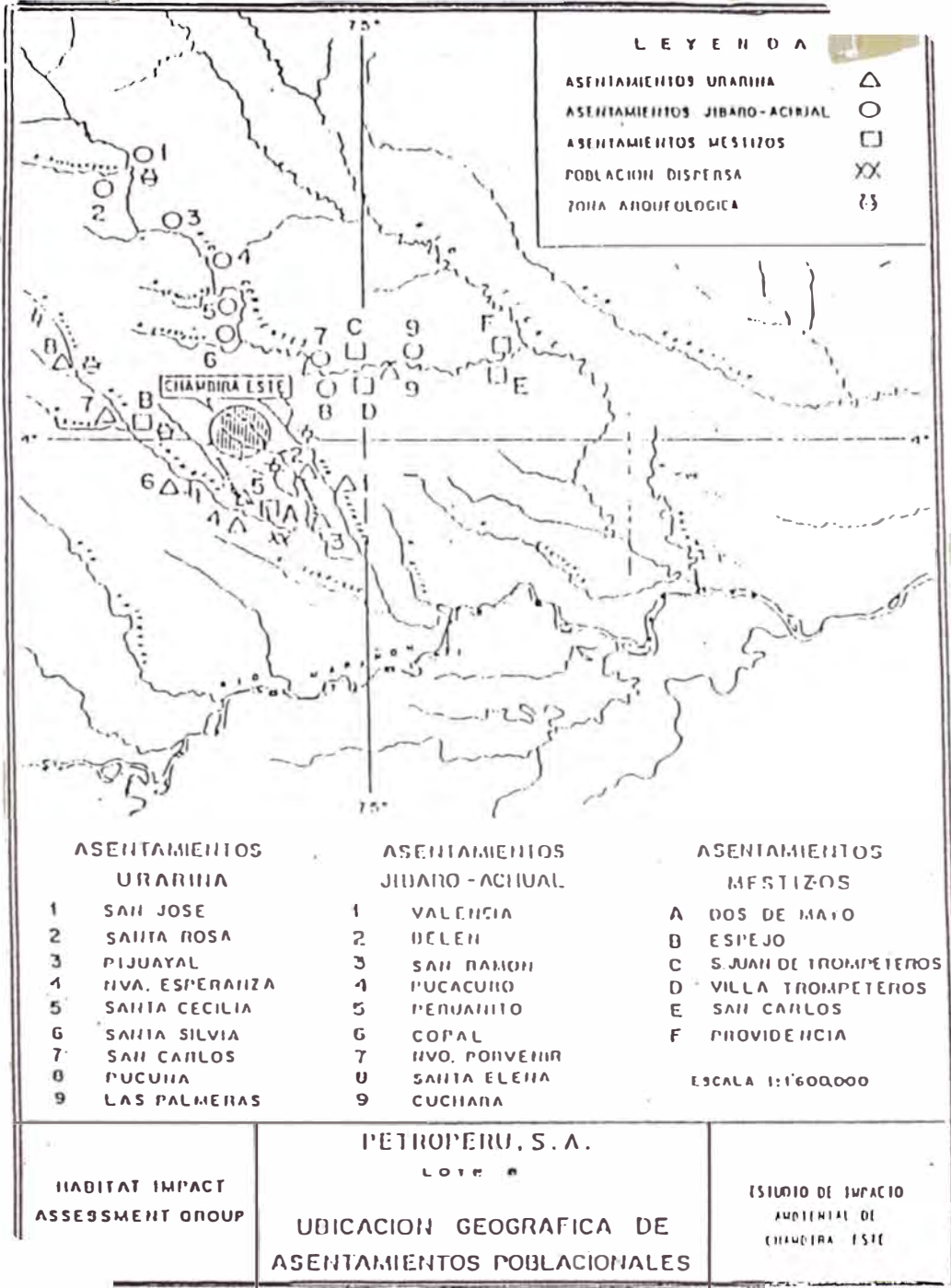
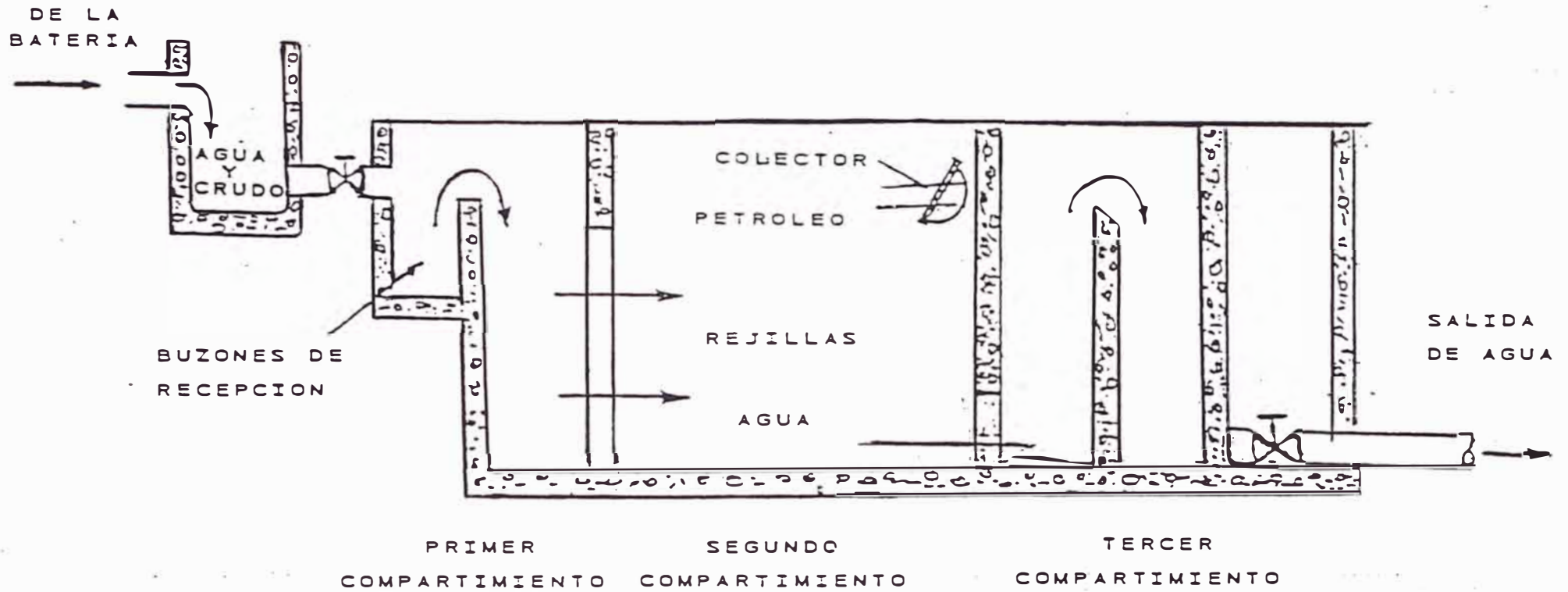


Fig. 2

GRAF. 2.1



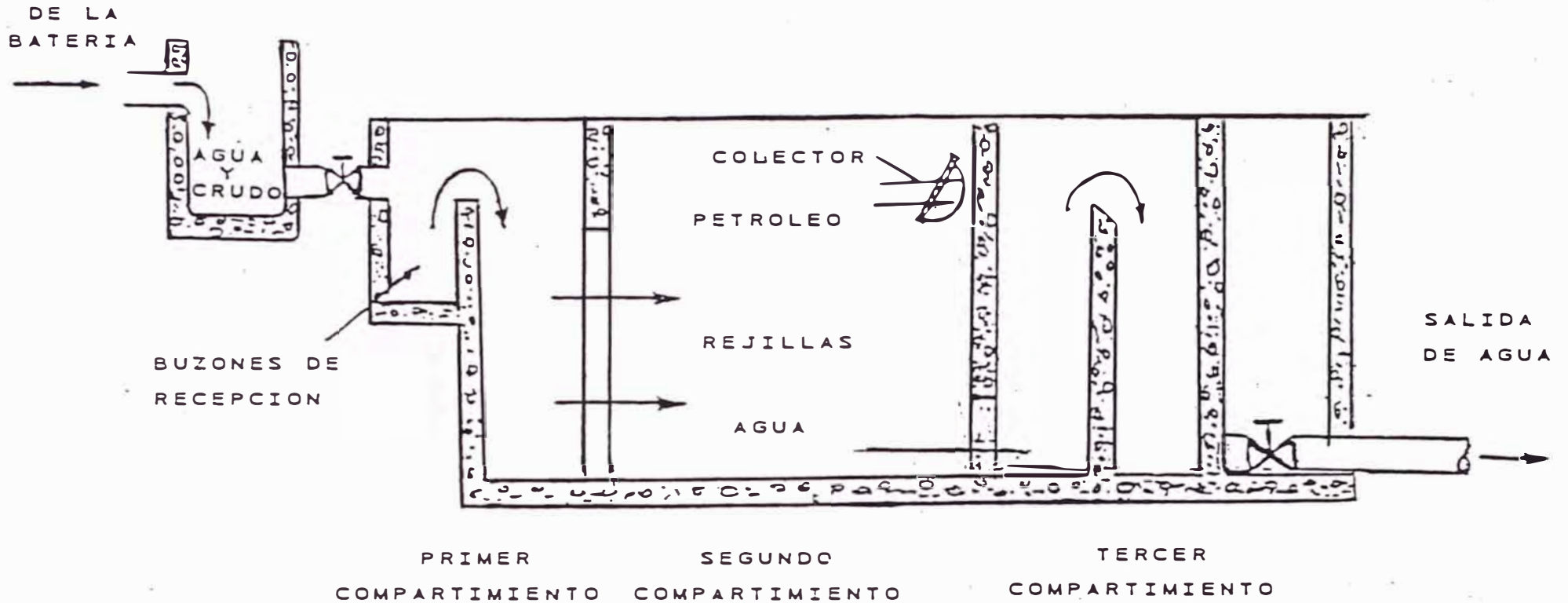
CORTE LONGITUDINAL DE UNA POZA API



PETROPERU, S.A.

Fig.4

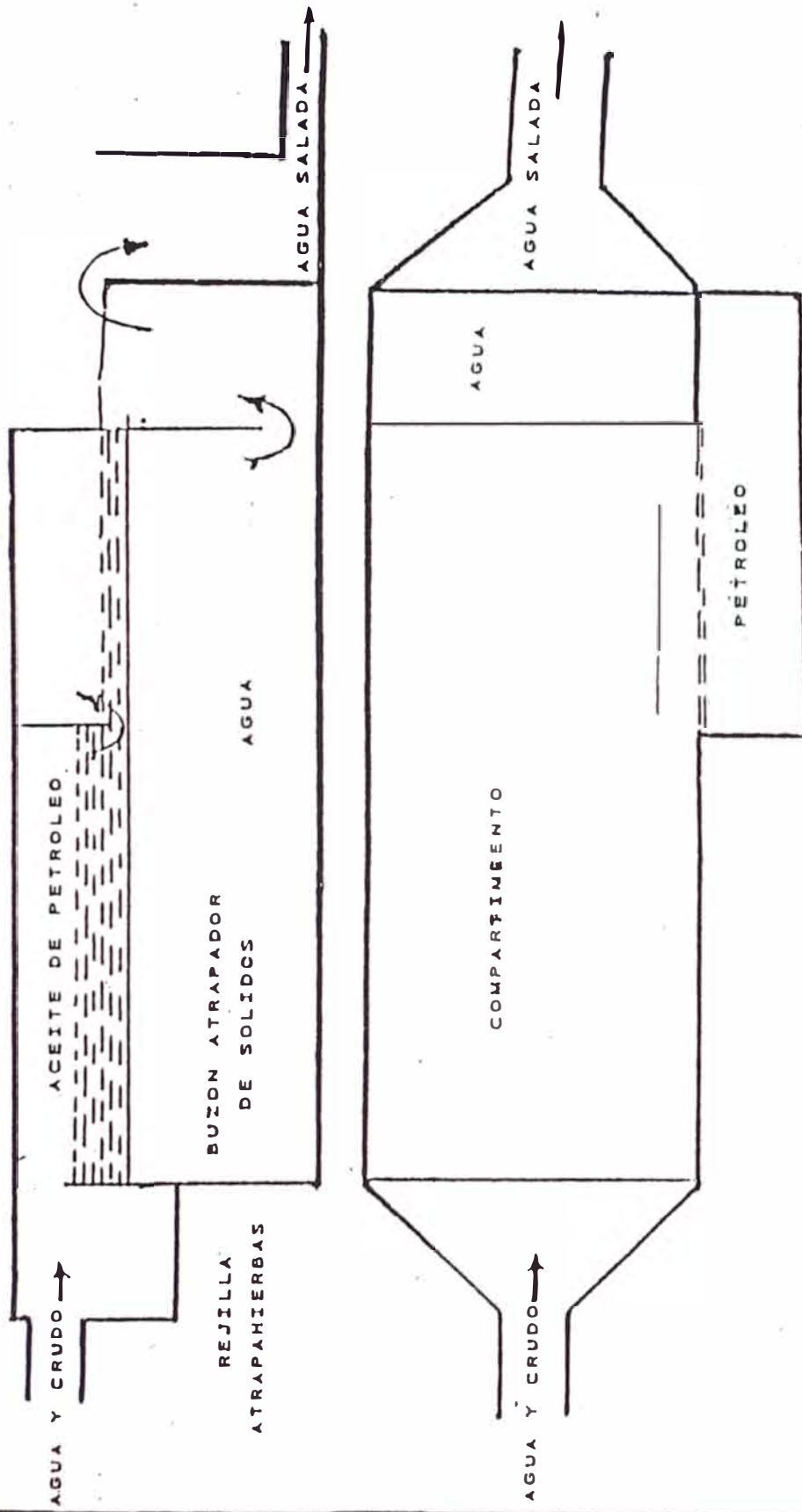
CORTE LONGITUDINAL DE UNA POZA API



PETROPERU, S.A.

Fig.4

POZA DE SEPARACION



PETROPERU, S.A.

Fig. 4.1

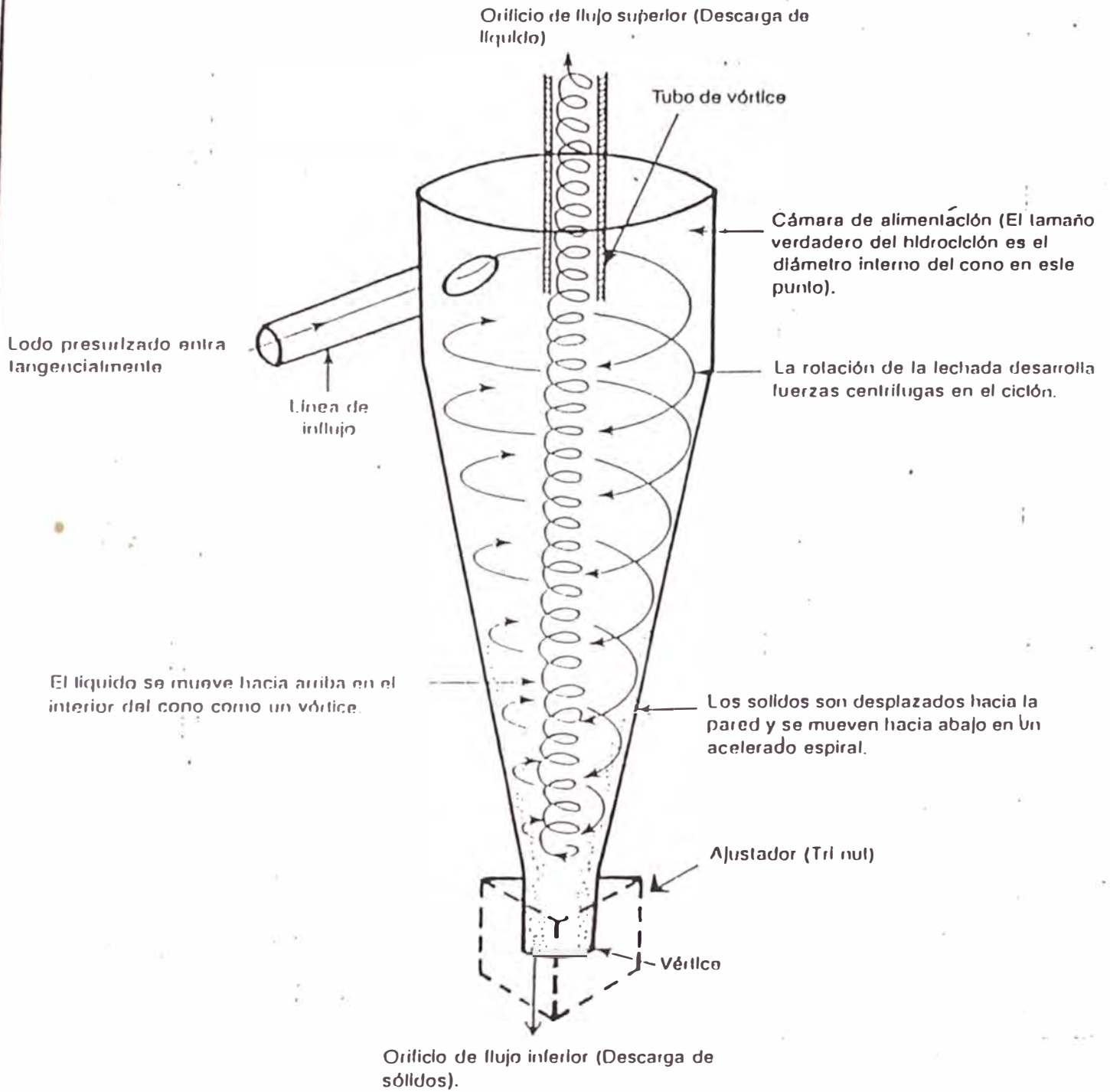
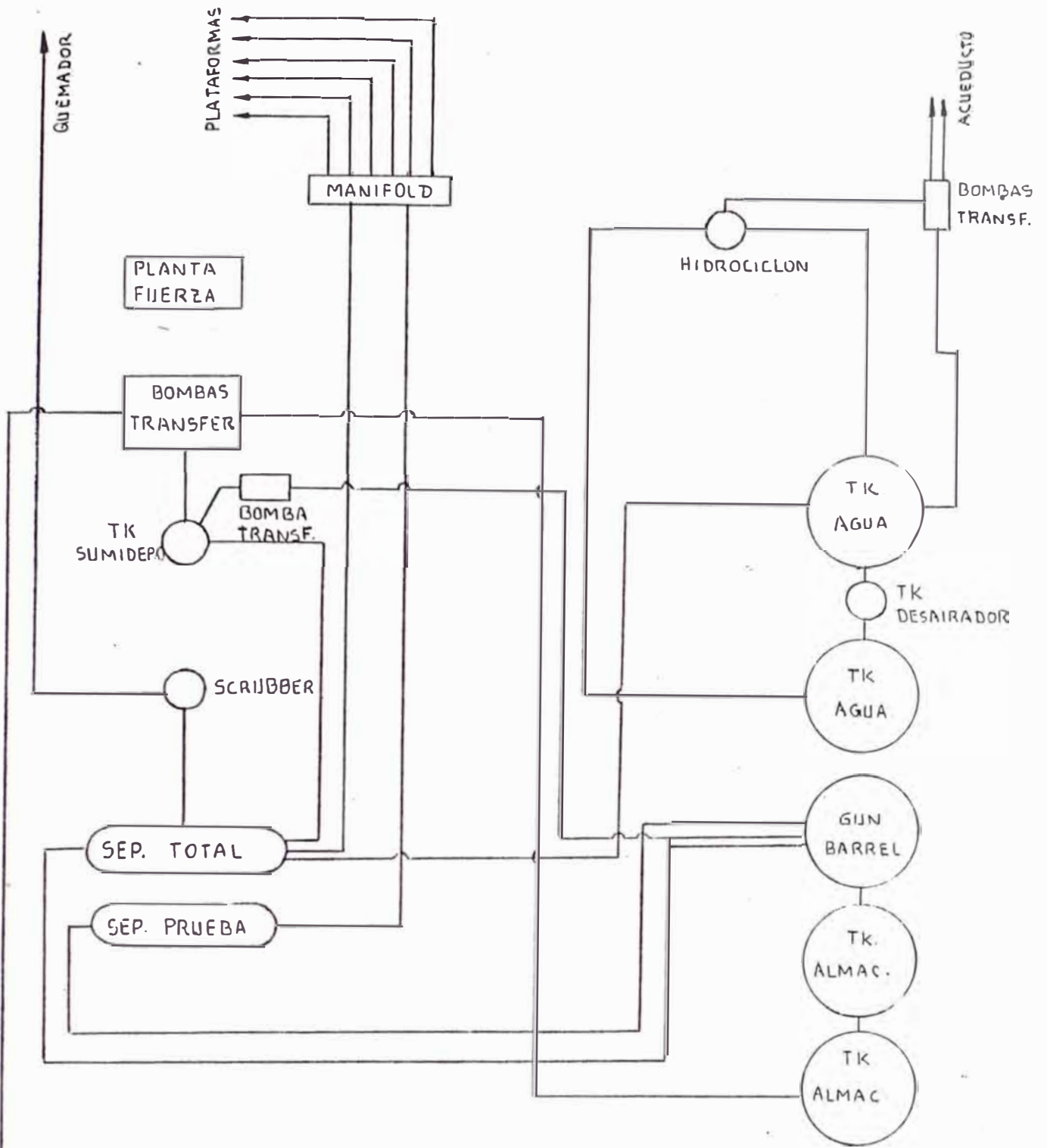


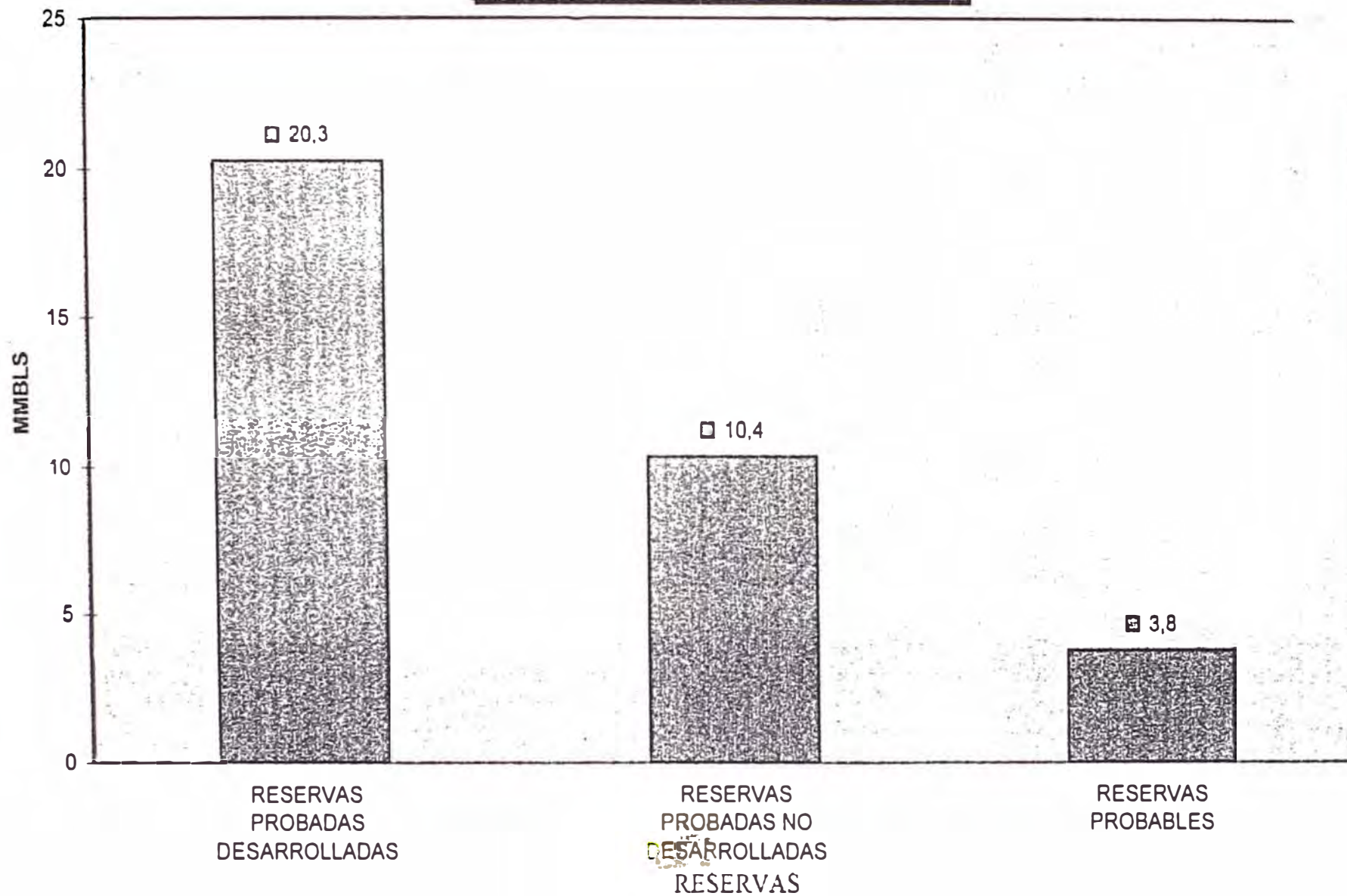
Fig. 9. Esquema de hidrociclón



**ESQUEMA DE DISTRIBUCION
DE LA BATERIA N° 8 CHIAMBIRA**

BATERIA 1

RESERVAS CAMPO CHAMBIRA



VISTA PANORAMICA DE BATERIA DEL CAMPO CHAMBIRA



EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA DEL CAMPO CHAMBIRA



ESTRUCTURAS DEL TALLER DEL CAMPO CHAMBIRA



VISTA PANORAMICA DE LAS INSTALACIONES DEL CAMPO CHAMBIRA



ASPECTOS DE LA FLORA DEL CAMPO CHAMBIRA



PANORAMA DE LAS INSTALACIONES DEL CAMPO CHAMBIRA

