

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**CLARIFICACION DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA SU
INYECCIÓN O REINYECCIÓN POR FLOTACIÓN INDUCIDA
CON MICROBURBUJAS.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

JUAN CARLOS FIERRO CISNEROS

DIRECTOR: ING. OCTAVIO SCACCO

Quito, Julio del 2006

DECLARACIÓN

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

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan Carlos Fierro Cisneros

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presenta trabajo fue desarrollado por Juan Carlos Fierro Cisneros, bajo mi supervisión.

Ing. Octavio Scacco
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Deseo agradecer a mis padres, Carlos y Cecilia, por su respaldo incondicional a lo largo de mi vida, por su amor y comprensión, y a mis hermanos por todo el cariño que me han sabido brindar

Un agradecimiento muy especial a los directores de mi tesis, Ingeniero Octavio Scacco e Ingeniero José Luí Zirit, por su apoyo profesional para la realización de este proyecto.

A todos los profesores de la Escuela Politécnica Nacional, los cuales han sembrado la semilla en sus estudiantes para que nos desarrollemos como buenos profesionales a lo largo de nuestras vidas.

A mis amigos y compañeros por brindarme su amistad, de manera muy especial a Alexandra Gamboa por ser parte muy importante en mi vida.

DEDICATORIA

A Dios, a mis padres, Carlos y Cecilia, a mis hermanos, Diego, Victoria y David, por todo el amor y apoyo que han sabido prestarme cada día de mi vida.

Juan Carlos

CONTENIDO

DECLARACIÓN	I
CERTIFICACIÓN	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA.....	IV
CONTENIDO.....	V
RESUMEN	IX
PRESENTACIÓN.....	X
CAPÍTULO I	1
ASPECTOS GENERALES DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE CLARIFICACIÓN.....	1
1.1 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL DISTRITO AMAZÓNICO.....	1
1.2 DESCRIPCION GENERAL DEL CICLO DE LOS FLUIDOS	2
1.2.1 CABEZAL	3
1.2.2 MANIFOLD.....	3
1.2.3 SEPARADORES.....	3
1.2.4 TANQUE DE LAVADO.....	4
1.2.5 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO	4
1.2.6 DESNATADOR.....	4
1.2.7 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA.....	4
1.2.8 POZOS INYECTORES, REINYECTORES, DESECHO	5
1.3 SEPARACION	5
1.3.1 SEPARACION POR GRAVEDAD	6
1.3.2 SEPARACION POR FUERZA CENTRIFUGA.....	7
1.3.3 SEPARACION POR CHOQUE.....	7
1.4 TIPOS DE SEPARADORES.....	7
1.4.1 SEPARADOR VERTICAL	7
1.4.2 SEPARADOR VERTICAL TRIFASICO	9
1.4.3 SEPARADOR HORIZONTAL.....	10
1.4.4 SEPARADOR HORIZONTAL DE DOBLE CILINDRO.....	11
1.4.5 SEPARADOR HORIZONTAL TRIFASICO.....	11
1.4.6 SEPARADOR ESFERICO.....	12
1.4.7 SEPARADOR CICLONAL.....	13
1.5 FORMACION DE EMULSIONES	14
1.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES.....	14
1.5.2 FORMACION DE UNA EMULSION	15
1.5.3 MECANISMOS DE FORMACION DE EMULSIONES.....	15
1.5.4 MECANISMOS DE ROMPIMIENTO DE EMULSIONES.....	16
1.6 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRESENCIA DE AGUA EN EL PETROLEO.....	17
1.6.1 FORMACION DE ESCALA	17
1.6.2 CORROSION	17
1.7 SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCION	18
1.7.1 SISTEMAS ABIERTOS	18
1.7.2 SISTEMAS CERRADOS	18

1.8	CONSIDERACIONES LEGALES Y AMBIENTALES APLICABLES AL MANEJO DE FLUIDOS EN OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS	19
1.8.1	PARÁMETROS Y LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO Y CONTROL AMBIENTAL	20
1.8.2	LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO AMBIENTAL PERMANENTE DE AGUAS Y DESCARGAS LÍQUIDAS EN LA EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN, INDUSTRIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS, INCLUSIVE LAVADO Y MANTENIMIENTO DE TANQUES Y VEHÍCULOS.....	21
CAPÍTULO II.....		24
ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CLARIFICACIÓN CON EL MÉTODO DE MICROBURBUJAS.....		24
2.1	MÉTODOS DE SEPARACION	24
2.1.1	SEPARADOR GRAVITACIONAL.....	24
2.1.2	SEPARADORES CENTRIFUGOS	25
2.1.3	SEPARACIÓN POR HIDROCICLONES	26
2.1.4	SEPARADORES ELECTROSTATICOS	28
2.1.5	SEPARADOR POR MEDIO DE PLATINAS (CPI).....	31
2.1.6	SEPARADOR POR FLOTACION INDUCIDA POR GAS (IGF).....	32
2.1.6.1FLOTACION DE GAS DISUELTO	33
2.1.6.2FLOTACION DE GAS DISPERSO	33
2.1.7	SEPARACION POR FLOTACION INDUCIDA CON MICROBURBUJAS (MBF) 34	34
CAPÍTULO III		36
DISEÑO DEL SISTEMA DE CLARIFICACIÓN		36
3.1	TENSION SUPERFICIAL	36
3.2	HUMECTABILIDAD	37
3.3	DENSIDAD	40
3.4	INCREMENTO DE LA FLOTABILIDAD.....	42
CAPÍTULO IV.....		50
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....		50
4.1	DATOS DE OPERACIÓN	50
4.1.1	PRECIO DEL CRUDO.....	50
4.1.2	PRODUCCION DE LA EMPRESA "X".....	52
CAPÍTULO V		57
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		57
5.1	CONCLUSIONES.....	57
5.1	RECOMENDACIONES	58
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		59
BIBLIOGRAFIA		60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).....	22
Tabla 1.2 Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).....	23
Tabla 3.1 Tensión superficial de líquidos a 20°C.....	37
Tabla 3.2 Tabla de densidades de fluidos.....	42
Tabla 4.1 Costos del petróleo.....	50
Tabla 4.2 Costos del petróleo Bloomberg.....	52
Tabla 4.3 Resumen mensual de datos.....	53
Tabla 4.4 Producción anual de agua.....	53
Tabla 4.5 Valor actual.....	54
Tabla 4.6 Costos del sistema MBF.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama del ciclo de fluidos.....	2
Figura 1.2 Diagrama del ciclo del agua.....	5
Figura 1.3 Separador vertical.....	8
Figura 1.4 Separador trifásico.....	9
Figura 1.5 Separador horizontal.....	10
Figura 1.6 Separador horizontal de doble cilindro.....	11
Figura 1.7 Separador horizontal trifásico.....	12
Figura 1.8 Separador esférico.....	13
Figura 1.9 Separador ciclónico.....	14
Figura 1.10 Sistema Abierto de tratamiento de agua residual.....	18
Figura 1.11 Sistema Cerrado para Tratamiento de Agua Residual.....	19
Figura 2.1 Separadores Gravitacionales.....	25
Figura 2.2 Hidrociclón.....	28
Figura 2.3 Campos electrostáticos aplicados.....	29
Figura 2.4 Esquema de separador electrostático.....	30
Figura 2.5 Platinas Corrugadas.....	31
Figura 2.6 Esquema de separador por inducción de gas.....	32
Figura 2.7 Flotación inducida con microburbujas.....	34
Figura 2.8 Recolección de capa de petróleo.....	35
Figura 3.2 Comparación de tensión superficial del agua con otros líquidos.....	37
Figura 3.3 Sistema de humectabilidad petróleo/agua/sólido.....	39
Figura 3.4 Ángulos de contacto medidos a través de la fase de agua.....	39
Figura 3.5 Proceso con aplicación de Microburbujas.....	41
Figura 3.6 Efecto de la variación de densidad.....	41
Figura 4.1 Estimación del costo del petróleo.....	51
Figura 4.2 Tendencia de producción de agua.....	54

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXOS	61
ANEXO 1.1.....	62
TABLAS DE CONVERSION DE UNIDADES.....	62

ANEXO 1.2.....	63
SIMBOLOS EMPLEADOS EN ESTE PROYECTO DE TITULACION.....	63
ANEXO 1.3.....	65
DATOS DE PRODUCCION.....	65

RESUMEN

En los últimos tiempos el aumento de la producción de petróleo y la necesidad de proteger el medio ambiente ha llevado a varias compañías a buscar una tecnología que ayude a incrementar la producción, al mismo tiempo que el agua de producción cumpla con todos los requerimientos ambientales impuestos por cada país.

Así el sistema propuesto en este proyecto de titulación es el sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas (MBF), el cuál persigue cumplir con todos los requerimientos tanto técnicos como económicos de las empresas que empiecen a usar este nuevo método de clarificación de agua.

Para hacer este análisis se ha empezado por describir los sistemas de tratamiento de agua de producción que se encuentran en la industria petrolera, y también una descripción de las reglamentaciones ambientales Ecuatorianas que rigen el tratamiento de este tipo de fluidos.

Dentro de este proyecto también se realiza un análisis comparativo entre varias tecnologías con la tecnología propuesta de Flotación Inducida por Micro Burbujas (MBF) para analizar las ventajas técnicas que éste sistema presenta sobre los otros métodos.

Este tipo de sistema de clarificación de agua, presenta una buena solución al aprovechar las características de los fluidos como son la tensión interfacial, áreas de contacto, velocidades de ascenso de partículas en medios continuos, ya que maneja partículas muy pequeñas para ocasionar la remoción de dichas partículas suspendidas, de igual manera este proceso disminuye el tiempo de residencia de los fluidos en los tanques lo cual es una ventaja económica muy significativa, debido a la disminución en la utilización de filtros y químicos que serian necesarios si no se dispondría del sistema de micro burbujas inducidas.

Se presenta un análisis de los factores que ayudan al diseño de este sistema, por medio de un cálculo práctico con petróleo característico de la Empresa Estatal Ecuatoriana calculando variaciones de densidad, velocidades de ascenso, áreas de contacto y se describe las ventajas técnicas que presenta el sistema propuesto sobre otros sistemas similares.

Finalmente se presenta un estudio económico real de la aplicación de este sistema en la Empresa "X", que por obvias razones no se puede presentar el nombre real de la misma, y se presenta los datos de producción y la rentabilidad que presenta la utilización del sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas,

PRESENTACIÓN

El presente proyecto de titulación describe las características del sistema de clarificación de agua por flotación inducida (MBF). El proyecto contiene; una descripción de las diferentes tecnologías usadas para el tratamiento de agua, un análisis comparativo y un análisis de los factores necesarios para diseñar este sistema, y finalmente un análisis técnico económico de la aplicación de este sistema en la Empresa “X”.

Dentro del primer capítulo se hará una explicación de los aspectos generales de los sistemas de clarificación. Las características de los tipos de sistemas de tratamiento de agua de producción y una breve descripción de las facilidades de producción. Así también se presentan las normativas ambientales ecuatorianas más esenciales que rigen el tratamiento de las aguas de producción.

En el segundo capítulo se hace una descripción de los diferentes sistemas de clarificación de agua de producción que se presentan en la industria así como la descripción del sistema propuesto de Micro Burbujas Inducidas (MBF), lo cual nos sirve para hacer una comparación técnica de las ventajas del sistema propuesto sobre los demás sistemas.

En el tercer capítulo se realiza una descripción de los factores primordiales que se deben considerar para diseñar un sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas, para lo cual primero se analiza las propiedades de los fluidos como lo son las variaciones de densidades, tensión interfacial, velocidades de ascenso, tiempo de retención, áreas de contacto, tamaño de las partículas que se pretende remover en función a dos tipos de petróleo de diferentes grados API.

En el cuarto capítulo se presenta un análisis técnico económico de una aplicación en la Empresa “X”, a partir de los datos de producción de la misma se hará un análisis de la utilización de este sistema, lo cuál nos ayuda a resaltar las ventajas técnicas y económicas que este sistema tiene sobre los demás sistemas; se presentan datos que ayudan a entender de mejor manera lo expuesto anteriormente.

Dentro del capítulo cinco se presentan las conclusiones y las recomendaciones que surgieron a partir de este proyecto.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE CLARIFICACIÓN

El presente de Proyecto de Titulación tiene por objeto realizar un análisis comparativo de la técnica de Flotación Inducida con Microburbujas propuesta recientemente con los diferentes sistemas de tratamiento de agua de producción para su inyección, reinyección o disposición presentes en la industria petrolera.

1.1 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL DISTRITO AMAZÓNICO

La producción de petróleo se inicia en el Oriente Ecuatoriano en 1972 con la compañía Texaco y en 1982 con CEPE. En los primeros cinco años los volúmenes de producción de agua de formación con relación a los volúmenes de producción de petróleo fueron bajos.¹

En la industria petrolera existen muy pocos yacimientos que producen petróleo con bajo índice de agua y de sólidos, generalmente estos producen petróleo, agua, gas y sedimentos de tal forma que es necesario que el fluido pase por varios procesos operacionales para su tratamiento y así obtener petróleo limpio, que es transportado por oleoductos y posteriormente industrializado o comercializado.

El tratamiento del petróleo es parte del costo de producción y como tal debe llevarse a cabo en forma eficiente para que la rentabilidad y costo esté dentro de parámetros aceptables.

En muchas ocasiones se ha comprobado que la causa principal de los altos costos de tratamiento en las facilidades de producción se debe a la mala selección de los equipos de tratamiento y a la operación deficiente de los mismos debido a que no se ha dado una atención apropiada a cambios que se pueden dar en la mezcla que se está tratando.

Los yacimientos de la cuenca oriental del Ecuador se caracterizan por un empuje de agua activo provenientes de un acuífero infinito que se alimenta en la Cordillera de los Andes. Esta característica permite que la presión de los yacimientos se mantenga pero también aumenta las posibilidades de tener una alta producción de agua en los pozos.

La invasión de agua en los pozos aumenta la cantidad de fluido que debe ser tratado. Cuando los volúmenes de fluido y/o mezcla sobrepasan los parámetros de diseño considerados, estas variaciones no consideradas sobrecargan los sistemas de tratamiento y la separación se vuelve deficiente ha no ser que se rediseñe, modifique o se reemplace algún equipo.

Por lo tanto, las instalaciones deben ser adecuadas de tal forma que se adapte a los cambios de volumen y características de las mezclas empleando un mínimo de capital adicional.

El tratamiento de fluido es un problema con muchas facetas donde pueden intervenir varios procesos y técnicas que ayudan a la separación de agua. Hoy en día se conocen varios métodos de separación agua - petróleo.

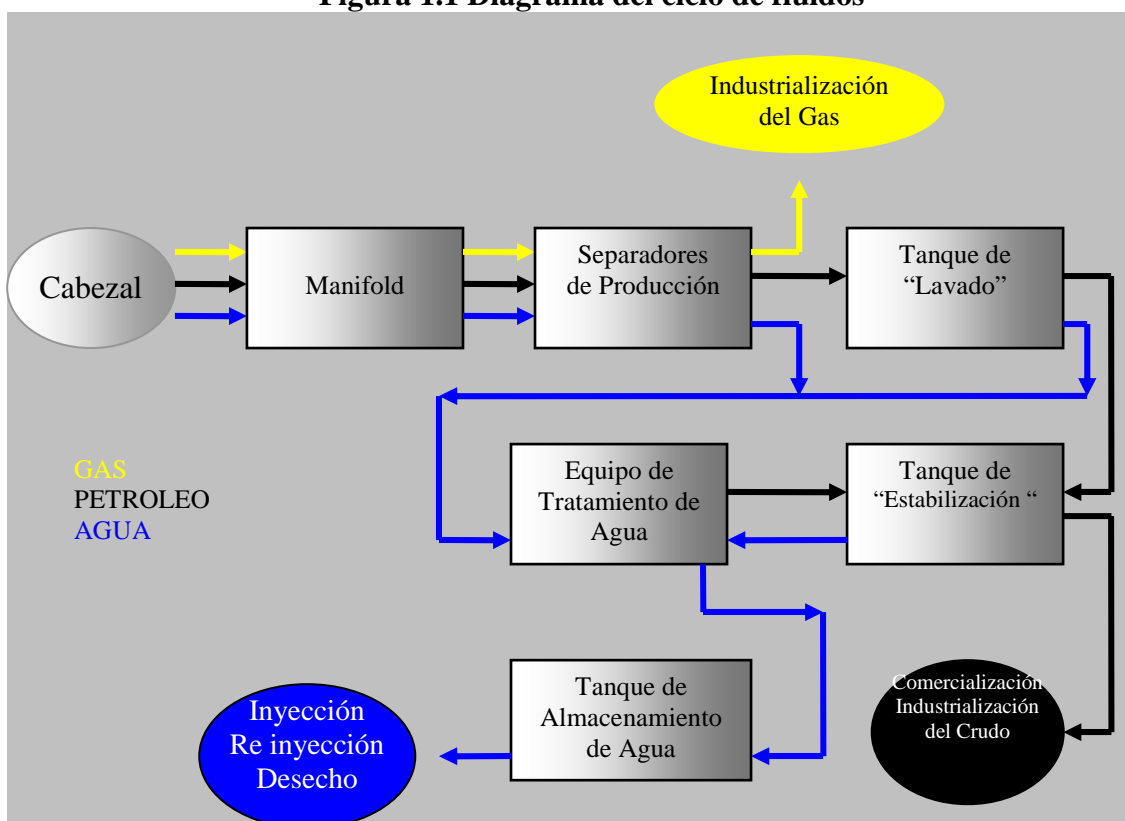
En la producción de un pozo se presentan los siguientes fluidos:

- Petróleo
- Gas
- Agua
- Sólidos / Sedimentos

1.2 DESCRIPCION GENERAL DEL CICLO DE LOS FLUIDOS

El ciclo que deben seguir los fluidos una vez que han salido del pozo es el siguiente:

Figura 1.1 Diagrama del ciclo de fluidos



Este proceso se da de la siguiente forma:

- 1) De los pozos se obtiene una mezcla de gas, agua, petróleo y sedimentos.
- 2) La producción que viene de varios pozos es direccionada hacia los separadores por medio de un manifold.
- 3) El fluido que viene del manifold llega al separador de producción. Aquí se da la primera separación de gas, agua, petróleo y sedimentos. El gas es llevado hacia

mecheros para ser quemado o conducido hacia un sistema de captación para su posterior tratamiento o utilización, el petróleo es direccionado hacia el tanque de lavado para continuar el proceso de tratamiento, y el agua va hacia los desnatadores.

- 4) El crudo que va hacia el tanque de lavado presenta aún una cierta cantidad de agua (en emulsión), la cuál es separada y conducida hacia los desnatadores, y el petróleo es direccionado hacia el tanque de estabilización.
- 5) En el tanque de estabilización de igual manera se tiene una cierta cantidad de agua, la cuál es evacuada hacia los desnatadores.
- 6) Al agua se la conduce a los equipos de tratamiento para separar el petróleo restante, el cuál es enviado nuevamente hacia el tanque de estabilización.
- 7) El agua que se obtiene del desnatador, es llevada hacia un tanque de almacenamiento de agua, donde con la aplicación de ciertos procesos se regulan sus propiedades para su inyección, reinyección o desecho.
- 8) El agua no puede ser dispuesta al medio ambiente a menos que cumpla con los parámetros ambientales establecidos por las normativas vigentes.

1.2.1 CABEZAL

El cabezal del pozo que recoge la producción que viene del yacimiento consiste en un montaje de válvulas y accesorios y está ubicado por encima de la tubería de revestimiento.

El cabezal también proporciona un medio para suspender o soportar cada sarta una dentro de la otra; por ejemplo, el tubing es suspendido con un colgador de tubos en el cabezal del pozo. En resumen, el cabezal es el medio por el cual controlamos el pozo, podemos regular la producción, cerrar totalmente el flujo, controlar presiones, aislar o sellar entre sartas y suspender las sartas.

1.2.2 MANIFOLD

El manifold es el medio de selección y distribución de los fluidos que provienen de los pozos productores. Nos permite centralización y/o recolección de la mezcla de fluidos producidos por los pozos al igual que distribuir los pozos hacia los diferentes separadores. A través de puertos de entrada se pueden conectar bombas para la inyección de químicos para dar tratamiento al crudo.

Antes de la entrada al múltiple, la línea de flujo que viene de cada pozo tiene una válvula check que impide el regreso del fluido al pozo.

1.2.3 SEPARADORES

Los separadores se emplean universalmente en casi todas las fases del procesamiento de la mezcla de fluidos de producción. Los separadores convencionales son usados en el campo para separar los componentes de la mezcla que viene del manifold (agua, petróleo y gas).

Los separadores independientemente de su forma o tamaño, incluyen: una sección de separación inicial o primaria, una sección de asentamiento por gravedad o secundaria, una sección de fusión o extracción de neblina, y una zona de recolección de líquidos.

1.2.4 TANQUE DE LAVADO

El tanque de lavado, constituye un sistema de tratamiento de petróleo en el cuál el petróleo permanece un tiempo de reposo, y se aprovecha la fuerza de gravedad y la variación de densidades entre el agua restante y el petróleo para promover su separación.

Usualmente el tanque de lavado es una estructura metálica formada por láminas de acero soldadas o empernadas entre si, de formas geométricas cilíndricas, que permite almacenar grandes volúmenes de fluidos de producción.

Hay tanques de lavado atmosféricos y tanques cerrados, en el techo del tanque se tiene válvulas de alivio, las que se abren para permitir el escape del gas que se haya separado.

1.2.5 TANQUES DE ESTABILIZACION Y ALMACENAMIENTO DE CRUDO

El crudo que viene del tanque de lavado pasa al tanque de estabilización o surgencia en el cual se elimina el agua que puede haber quedado en el crudo, para luego enviar este crudo al tanque de almacenamiento para su despacho y utilización final.

El agua que se obtiene de ésta separación es enviada a los desnatadores, para ser tratada, ya que contiene partículas de petróleo.

1.2.6 EQUIPO DE TRATAMIENTO DE AGUA

En esta parte del proceso se trata el agua que viene de los separadores, del tanque de lavado y del tanque de “estabilización” que todavía puede tener presencia de crudo y sedimentos para ser tratada, en este tipo de equipos ocurre dos procesos: la dispersión y la coalescencia.

La dispersión es la separación de las gotas de agua, y la “coalescencia” es el aglutinamiento de las gotas de crudo, para que, aprovechando la fuerza de gravedad, obtener una nueva separación.

Para separar la mayor cantidad de petróleo del agua, en este proceso se utilizan varias técnicas o métodos, ya sea en forma individual o combinada. Estos métodos serán explicados en detalle más adelante.

Antes y después del equipo de tratamiento se tienen puntos de inyección de químicos dependiendo del volumen de agua que se este manejando y característica de la misma.

1.2.7 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

Toda el agua que viene de los equipos de tratamiento de agua se almacena en un tanque. Antes y después de éste tanque se tiene filtros y puntos de inyección de químico los

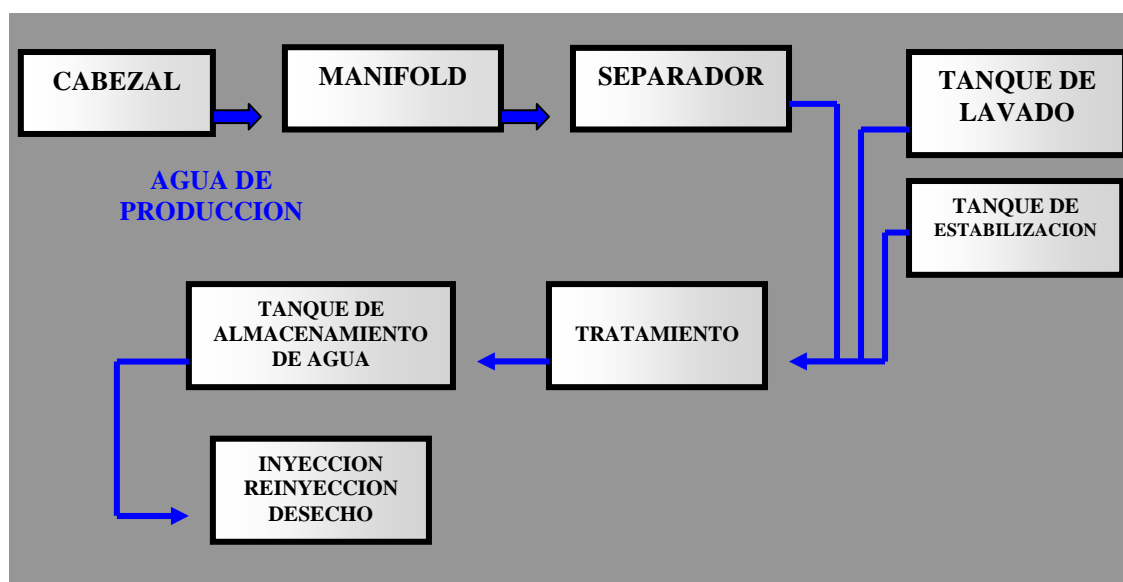
mismos que ayudan para que el agua cumpla con los requerimientos ambientales establecidos para poder ser inyectada, reinyectada o dispuesta al medio ambiente, dependiendo de las necesidades de cada compañía.

1.2.8 POZOS INYECTORES, REINYECTORES, DESECHO

En este punto el agua que a cumplido con todo el proceso de separación y tratamiento, dependiendo de las disposiciones de cada empresa, ésta agua puede ser dispuesta en pozos inyectores, reinyectores, o desechada al medio ambiente, previo a cumplir con los requerimientos ambientales.

Este Proyecto de Titulación va dirigido únicamente a analizar el ciclo que sigue el agua desde la producción, separación y disposición hasta el cumplimiento con los requerimientos ambientales.

Figura 1.2 Diagrama del ciclo del agua



A continuación se describirán los procesos utilizados para la separación de las mezclas obtenidas de los pozos.

1.3 SEPARACION

La producción que se obtiene de los pozos es una mezcla de gas, petróleo, agua y sedimentos, la cual ingresa a un ciclo de separación.

El objetivo principal de los sistemas de separación petróleo - agua es retirar la mayor cantidad de agua que viene con el crudo desde los pozos, y llevar al crudo a especificaciones para su comercialización e industrialización y clarificar las aguas que se obtienen de las diferentes operaciones de producción para su disposición.

Estas unidades no separan las sustancias solubles que pudieran llevar las aguas de producción ni ayudan a romper las emulsiones, motivo por el cual nunca deben especificarse los separadores petróleo - agua para estos propósitos.

Los separadores petróleo - agua, suelen complementarse con otros equipos que permiten separar las partículas en suspensión.

Para el diseño de una estación de separaciones se deben considerar los siguientes parámetros²:

- Características del petróleo y del agua.(grado API, viscosidad, relación agua – petróleo, salinidad, pH)
- Diseño y tamaño de la unidad.
- Temperatura.
- Presión.
- Contenido de sólidos, azufre, CO₂
- Condiciones ambientales.

Estos parámetros influyen en la selección y eficiencia de los diferentes métodos de separación.

1.3.1 SEPARACION POR GRAVEDAD

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple, cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como separador por gravedad.

La separación produce debido a la diferencia de densidades entre los fluidos y al tiempo de residencia. Para que se pueda aprovechar estas dos acciones de mejor manera se debe reducir la velocidad de flujo.

Por ejemplo, si se tiene flujo vertical hacia arriba, las partículas del líquido de mayor peso que se van a separar caen a contra flujo. Cuando se tienen dos fluidos inmiscibles en reposo las partículas de líquido que descienden por la acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional.

Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento.

El tiempo de reposos que se necesite va a depender en gran proporción del tipo de mezcla agua – petróleo que se tenga y del tipo de emulsiones.

La velocidad de ascenso de las gotas en un medio continuo calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad recomendable promedio que debería tener cada gota para tener una mejor separación agua – petróleo.

1.3.2 SEPARACION POR FUERZA CENTRIFUGA

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de flujo, pueden ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúan sobre las mismas partículas.

Las partículas de líquido conectadas en las paredes de un extractor de niebla tipo ciclónico, difícilmente son arrastradas por la corriente de gas. Sin embargo la velocidad del gas en las paredes del tubo ciclónico, no debe ser mayor de un cierto valor crítico.

1.3.3 SEPARACION POR CHOQUE

Este mecanismo de separación es tal vez el que más se emplea en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo malla de alambre entretejido.

1.4 TIPOS DE SEPARADORES

Hay cuatro tipos principales de separadores, cada uno con sus ventajas específicas. Estos son: verticales, horizontales, esféricos y ciclónicos. A continuación se hace una descripción de cada uno.

1.4.1 SEPARADOR VERTICAL

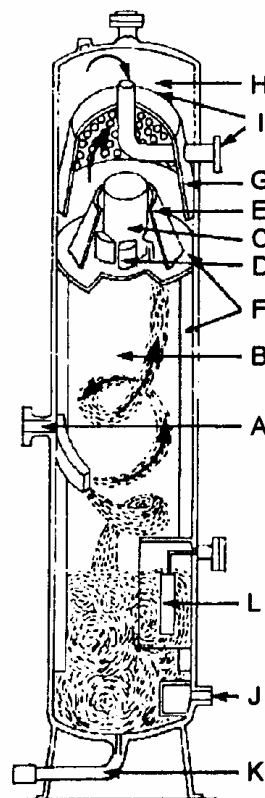
El separador vertical es el tipo más común de separador, y normalmente se lo utiliza para la separación de gas, de relativamente grandes volúmenes de líquido. Estos recipientes están normalmente instalados cerca de los pozos petroleros y oscilan entre 3,28 a 13,12 pies de altura.

La Figura 1.3 presenta un diagrama de un separador vertical. Durante la operación, la mezcla de líquidos entra en la toma (A), donde recibe un movimiento de torbellino en espiral mediante el deflector de entrada de la cámara (B) o espacio separador. En este punto hay dos fuerzas que tienden a separar los líquidos del gas. La primera es el efecto de la gravedad, la segunda se debe a la acción de torbellino, la cual ocasiona que las partículas pesadas de líquido se acumulen en las paredes del separador.

El gas que todavía contiene algo de petróleo en forma de pequeñas gotas pulverizadas, sube por la cámara (B). Conforme el gas ingresa al cilindro de arremolinamiento (C), éste se mueve más rápido y nuevamente ocasiona arremolinamiento, de tal modo que el petróleo es forzado contra el costado del cono de deflexión (E). Este líquido es drenado hacia abajo a través de los tubos (F), hasta la parte inferior del separador.

Después de pasar por el cilindro de arremolinamiento, la única condensación que queda en el gas se presenta en forma de gotas muy pequeñas. Estas gotas son tomadas del gas por un domo de fricciónamiento o extractor de neblina (G). El gas seco luego pasa por otra cámara (H), y luego sale del separador por la salida de gas (J).

Figura 1.3 Separador vertical



- | | |
|--|---|
| A - Toma de Petróleo y Gas | G - Domo Separador o Extractor de Neblina |
| B - Espacio o Cámara del Separador | H - Cámara de Gas Seco |
| C - Cilindro de Remolinos | I - Salida de Gas |
| D - Orificios de Entrada del Cilindro de Remolinos | J - Salida de Petróleo |
| E - Cono de Desviación | K - Conexión de Drenaje |
| F - Tubos de Drenaje | L - Flotador de la Válvula de Drenaje |

Fuente: City Investing Co. Ltd

El gas condensado y todos los líquidos salen del separador por la salida de petróleo (J). El nivel de líquido es regulado por el flotador (L) y, válvula de control, de tal manera que el líquido cubre los tubos de drenaje (F) y la salida de petróleo (J). El separador puede ser limpiado a través de la conexión de drenaje (K), con el fin de remover cualquier cantidad de arena, lodo u otro material que se haya acumulado.

La presión en el recipiente, e indirectamente, el flujo de gas proveniente del recipiente, es controlada por una válvula de contrapresión, la cual está instalada en la tubería de salida del gas. El flujo de líquido proveniente del recipiente es regulado por una válvula de descarga rápida, controlada por el nivel de líquido.

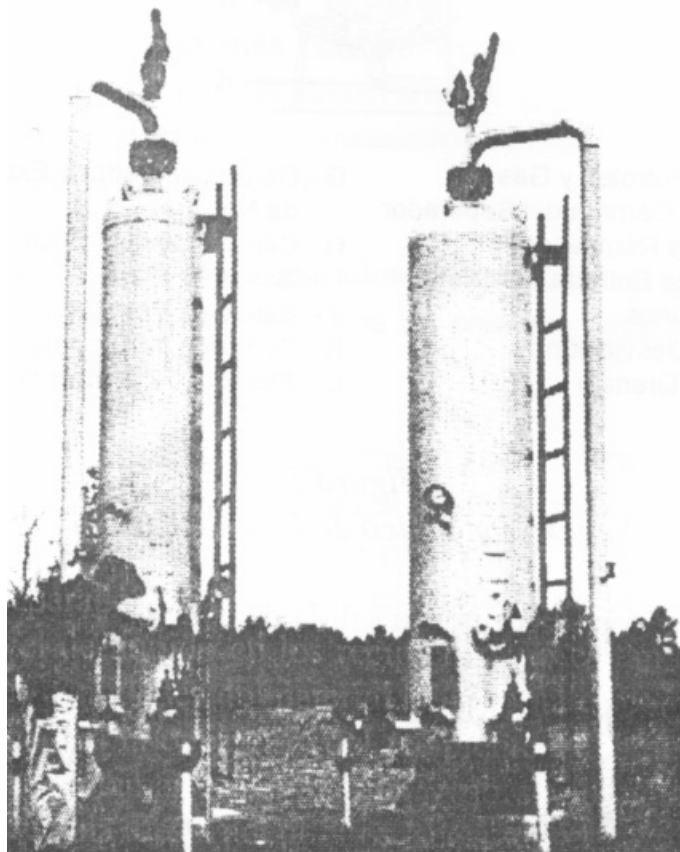
Las ventajas de los separadores verticales radican en su factibilidad de limpieza, y en que el control del nivel de líquido en los recipientes no es tan crítico, toda vez que estos manejan grandes cantidades de material extraño, tales como arena, sin taponar o afectar de alguna manera la operación del recipiente.

Los separadores verticales tienen menor capacidad que otro tipo de separador, cuando se los compara sobre la base de su diámetro efectivo².

1.4.2 SEPARADOR VERTICAL TRIFÁSICO

El separador vertical trifásico es aquel que separa el afluente de un pozo en: gas, hidrocarburo líquido y en agua. La separación entre las dos fases líquidas, agua e hidrocarburo líquido, es efectuado mediante la instalación de un segundo controlador de nivel de líquido, el cual mantiene una superficie interfacial entre el agua y el hidrocarburo líquido y permite la remoción de los dos líquidos en corrientes separadas. Los separadores trifásicos trabajan efectivamente cuando el hidrocarburo líquido y el agua no forman una emulsión. Si se forma una emulsión, normalmente se utiliza un calefactor y/o químicos para separar los dos líquidos, deshaciendo conforme se requiera las emulsiones.

Figura 1.4 Separador trifásico



Fuente: City Investing Co. Ltd

Un separador trifásico debe cumplir con las siguientes características:

1. El líquido debe ser separado del gas en una sección de separación primaria.

2. La velocidad del gas debe ser disminuida para permitir que los líquidos sean removidos.
3. El gas debe ser separado a través de un extractor eficiente de neblina.
4. El agua y el petróleo deben ser desviados hacia una sección sin turbulencias del recipiente.
5. Los líquidos deben ser retenidos en el recipiente el tiempo suficiente para posibilitar su separación.
6. Se debe mantener la superficie interfacial agua – petróleo.
7. El agua y el petróleo deben ser retirados del recipiente a través de sus respectivas salidas.

1.4.3 SEPARADOR HORIZONTAL

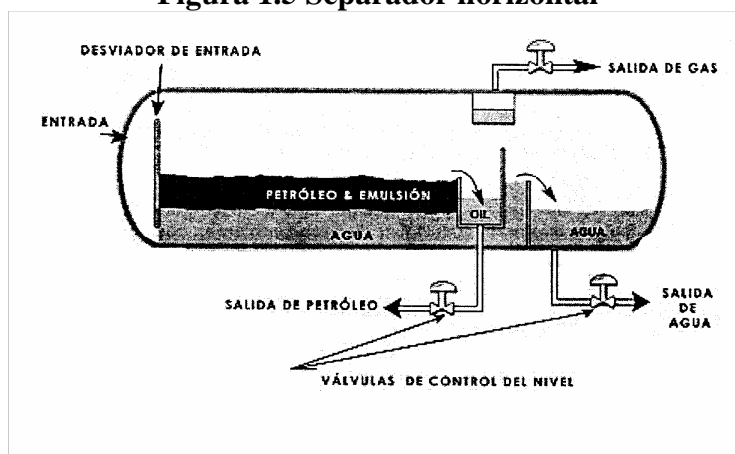
El separador horizontal es utilizado con más frecuencia para la separación de grandes volúmenes de gas y pequeños volúmenes de líquido. Este tipo de unidad se utiliza comúnmente en los pozos de gas, pozos de gas - condensado y como dispositivo de separación de entrada en las plantas procesadoras de gas. (Figura 1.5)

Las ventajas de una unidad horizontal radican en que es más barata que una unidad vertical ya que se tiene aproximadamente una y media veces más la capacidad para el flujo de gas que la de un separador vertical del mismo diámetro; es más fácil de conectar debido al hecho de que las conexiones son más accesibles.

Las desventajas de un separador horizontal radican en que el control del nivel del líquido es sumamente crítico, comparado con el de la unidad vertical y es difícil limpiarlo una vez que se han acumulado arena u otros materiales extraños en el recipiente.

El separador horizontal tiene un área interfacial gas - líquido mucho mayor, consistiendo de una sección de separación de gas grande, larga y con deflectores, la cual permite velocidades del gas mucho mayores.

Figura 1.5 Separador horizontal

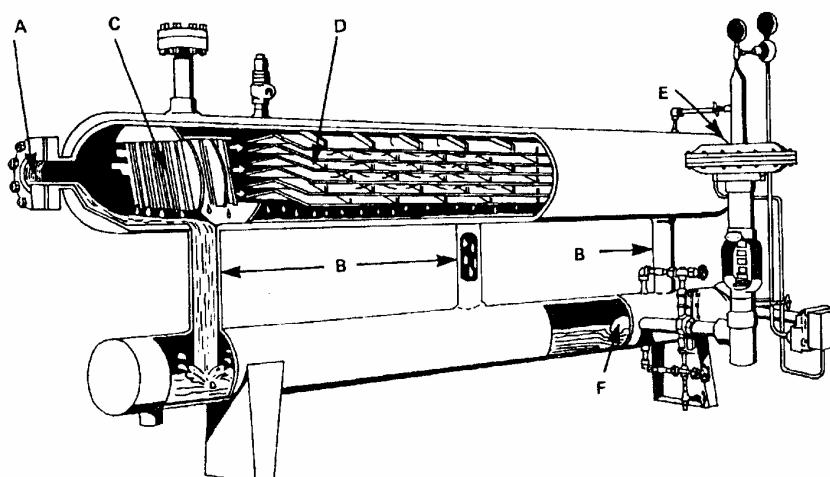


Fuente: City Investing Co. Ltd

1.4.4 SEPARADOR HORIZONTAL DE DOBLE CILINDRO

La unidad está conformada por dos cilindros horizontales, montados uno sobre otro (Figura 1.6). Los cilindros están unidos por canales de flujo (B), cerca a los extremos de los cilindros. El flujo de mezcla de petróleo y gas ingresa por un extremo del cilindro superior (A). Los líquidos descenden a través de la cañería de flujo (B) de la primera conexión hacia el reservorio de líquido, el cual ocupa la parte inferior del cilindro inferior.

Figura 1.6 Separador horizontal de doble cilindro



- | | |
|--|---|
| A - Toma de Entrada | D - Extractor de Neblina
(Partículas Pequeñas) |
| B - Drenaje de Líquido | E - Salida de Gas |
| C - Extractor de Neblina
(Partículas Grandes) | F - Drenaje de Petróleo |

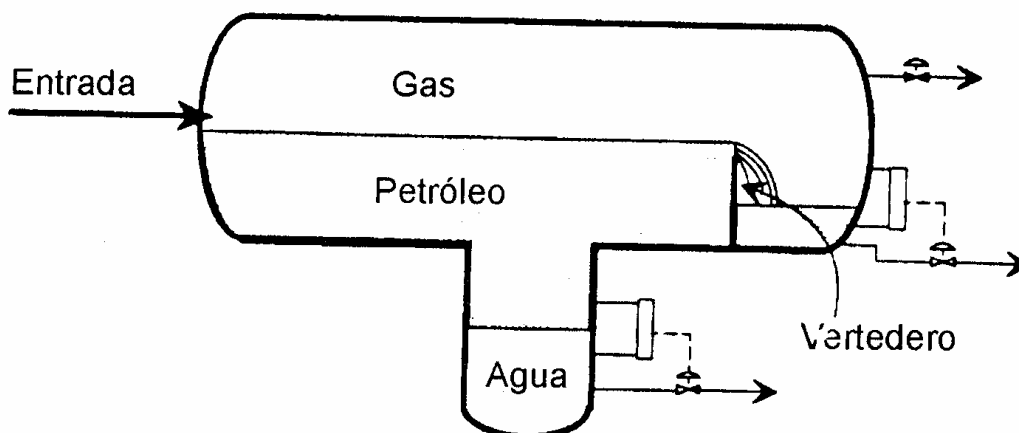
Fuente: City Investing Co. Ltd

El gas húmedo fluye por el cilindro superior. A lo largo de este trayecto del flujo, los líquidos caen debido a su peso y a la acción de separación de una serie de extractores de niebla (D), en forma de panel. Estos líquidos caen en primer lugar a la parte inferior del cilindro superior, y luego son drenados, a través de las cañerías de conexión hacia el reservorio del líquido del cilindro inferior. El gas que sale del petróleo en el cilindro inferior sube por el canal de conexión hacia la cámara superior, donde se une a la corriente de gas seco, saliendo del separador por la salida de gas (E). El petróleo se descarga a través de una conexión montada en la parte inferior del cilindro inferior (F). Los separadores horizontales de doble cilindro tienen la gran ventaja de tener una capacidad de manejo de líquido mucho mayor que el separador horizontal.

1.4.5 SEPARADOR HORIZONTAL TRIFÁSICO

El separador horizontal trifásico está diseñado para separar petróleo, agua y gas y tiene dos salidas de líquido. Los separadores trifásicos son utilizados comúnmente para evaluación de pozos y en los casos en los que el agua libre se separa rápidamente del petróleo. Estos son una variante de los separadores horizontales que adicionan un compartimiento de agua, un control de nivel extra y válvula de descarga rápida. (Figura 1.7)

Figura 1.7 Separador horizontal trifásico



Fuente: City Investing Co. Ltd

1.4.6 SEPARADOR ESFERICO

Este tipo de separador tiene una forma esférica, montado sobre un faldón convencional. Los separadores esféricos varían en su tamaño y capacidad de gas. Estos son más comúnmente utilizados para la separación de grandes volúmenes de gas de volúmenes sumamente pequeños de líquido. (Figura 1.8)

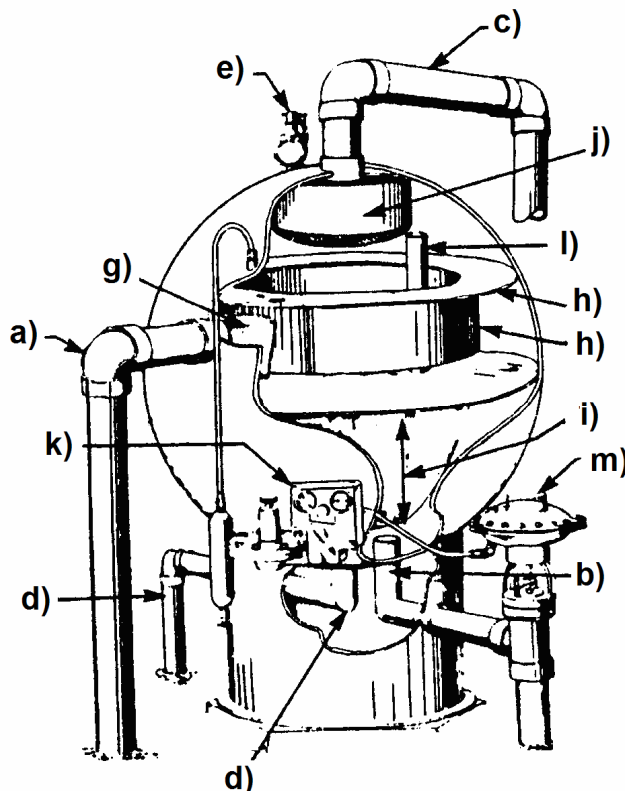
Los separadores esféricos están equipados con los siguientes dispositivos:

- a) Entrada del afluyente del pozo.
- b) Un tubo de salida de petróleo.
- c) Compartimiento de salida de gas.
- d) Conexión de extractor de drenaje.
- e) Válvula de seguridad.
- f) Dispositivo de nivel de líquido.
- g) Desviador.
- h) Cilindro guía y anillo.
- i) Compartimiento de acumulación de líquido.
- j) Extractor cerámico de niebla.
- k) Indicador de presión.
- l) Tubería de compensación.
- m) Válvula de motor.

Los líquidos provenientes del pozo ingresan al recipiente a través de un desviador tangencial de la toma de entrada, localizado sobre la conexión de entrada. Este desviador dirige el líquido entrante tangencialmente, es decir, alrededor del interior de la esfera y “recubre” la pared utilizando la fuerza centrífuga. Esta acción incrementa el área interfacial gas – petróleo, la cual promueve a la separación.

Las ventajas o características de este tipo de separador radican en que es más económico en su construcción, toda vez que solo se requiere una base de concreto, y la instalación y conexión es más simples que los otros tipos de separadores anteriormente expuestos. Las desventajas radican en que tienen un espacio de separación limitado y una capacidad limitada para elevaciones repentinas del nivel de fluidos. Además, el control de nivel de líquido es sumamente crítico.

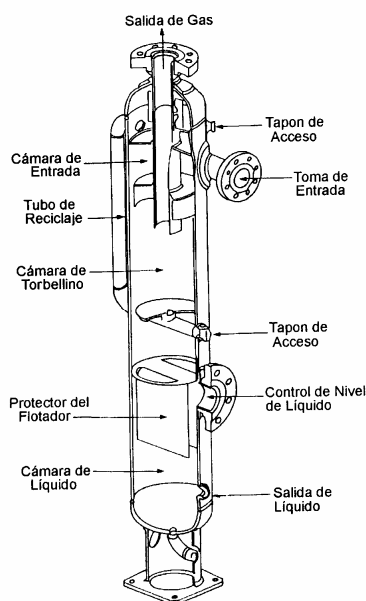
Figura 1.8 Separador esférico



Fuente: City Investing Co. Ltd

1.4.7 SEPARADOR CICLONAL

El separador ciclónico utiliza la fuerza centrífuga para efectuar la separación entre el gas y el líquido. Este tipo de unidad se utiliza principalmente para separaciones cuando se tiene pequeños volúmenes de líquidos. Este tipo de separador puede ser construido de una manera muy económica ya que requiere de un recipiente de un diámetro relativamente pequeño, lo cual lo hace particularmente adaptable a las unidades portátiles de prueba de pozos o donde el espacio físico es un elemento crítico como es el caso de las operaciones costa afuera.

Figura 1.9 Separador ciclonal

Fuente: City Investing Co. Ltd

El afluente del pozo ingresa por la parte superior del recipiente a través de una toma tangencial. Este método de ingreso ocasiona que el afluente sea impulsado alrededor del interior del recipiente. La fuerza centrífuga ejercida por este movimiento de giro ocasiona que el líquido “se aferre” a la pared del recipiente, y se deslice hacia el fondo del recipiente, de donde es extraído por una válvula de descarga rápida, accionada por el nivel de líquido.

Básicamente, un ciclón es un dispositivo de fijación, en el cual se utiliza una gran fuerza centrífuga, que actúa en forma radial, en lugar de una fuerza gravitacional vertical relativamente débil. La fuerza centrífuga en un ciclón va de 5 a 2500 veces más que la de la fuerza de gravedad³, dependiendo de la velocidad alcanzada dentro del ciclón.

1.5 FORMACION DE EMULSIONES

El problema más común que se presenta en la separación del agua y el petróleo son las emulsiones que pueden ser emulsiones agua – petróleo o emulsiones petróleo – agua.

1.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Una emulsión está constituida por dos líquidos inmiscibles que mediante el tratamiento apropiado con la adición de una sustancia tensioactiva y la aplicación de trabajo mecánico, forma la emulsión. Una emulsión es un sistema heterogéneo que incluye una fase dispersa que está constituida por micro gotas ($1\mu\text{m}$ a $20\mu\text{m}$) de uno de los líquidos y una fase dispersante que constituye el líquido en el que están suspendidas las micro gotas⁴.

Una emulsión se forma por la acción dinámica de la sustancia tensioactiva que actúa sujeta al siguiente mecanismo.

- Efecto de la fuerza contráctil que depende de la tensioactividad de la sustancia tensioactiva.
- Efecto del balance hidrofílico – lipofílico de la sustancia tensioactiva.
- Acoplamiento estereoquímica interfacial de los líquidos inmiscibles con la sustancia tensioactiva.

1.5.2 FORMACION DE UNA EMULSION

En la fase inicial de formación de la emulsión por efecto de la sustancia tensioactiva, las micro gotas son grandes (30µm – 50µm), razón por la cual el sistema tiende a ser inestable. Las micro gotas se subdividen en micro gotas de menor diámetro (2µm -10µm) mediante la aplicación de trabajo mecánico que por cierto es crítico para la formación de una emulsión relativamente estable⁵⁾.

Se logra la subdivisión de las micro gotas (≈50µm) mediante un proceso de deformación que resulta del aumento de la presión, ΔP que es la diferencia de presión entre el ambiente interno y externo de las micro gotas. Se define la diferencia de presión mediante:

$$\Delta P = 2 \frac{\gamma}{r}$$

Donde γ es la tensión superficial del líquido y r es el radio de las micro gotas. El otro mecanismo de deformación de las micro gotas es mediante la aplicación de una tensión viscosa que ejerce el líquido que constituye la fase dispersante.

Los gradientes de velocidad y de presión necesarios para lograr la formación de las micro esferas se origina debido a la agitación mecánica, mientras mayor es la agitación - en general – menor el tamaño de las micro esferas.

1.5.3 MECANISMOS DE FORMACION DE EMULSIONES

Para formar una emulsión de hidrocarburo en agua se entiende que el hidrocarburo subdividido en micro gotas de tamaños ≤ 10µm constituye la fase dispersa y el agua es la fase dispersante⁵⁾. Una emulsión con estas características se identifica con la designación de emulsión petróleo - agua, para distinguir de las emulsiones agua – petróleo en las que es el agua reducida a micro gotas la que constituye la fase dispersa y el líquido orgánico es la fase dispersante.

Una emulsión se forma por la acción dinámica de la sustancia tensioactiva que actúa sujeta al siguiente mecanismo:

- Efecto de la fuerza contráctil que depende de la tensioactividad de la sustancia tensioactiva .
- Efecto del balance hidrofílico – lipofílico (BHL) de la sustancia tensioactiva.

- Acoplamiento estereoquímica interfacial de los líquidos inmiscibles con la sustancia tensioactiva.

La estabilidad de una emulsión se determina siempre en función del tiempo y consiste clásicamente en observar la conservación de la misma utilizando como los parámetros indicadores la determinación del tamaño de las partículas de la fase dispersa y la rapidez de coalescencia de las mismas.

No es una tarea fácil medir el tamaño de las partículas y establecer conclusiones de informaciones aisladas sobre posibles alteraciones del tamaño de las partículas. Además, cuando una emulsión es estable, el proceso de coalescencia es extremadamente lento, razón por la que es muy difícil determinar alteraciones en la estructura de las emulsiones.

Los factores que determinan la estabilidad de una emulsión son:

- Balance hidrofílico – lipofílico (HLB) de los tensioactivos presentes, concentración, temperatura, salinidad, acidez, agitación, campo electrostático.

Se estima que una emulsión es estable cuando se mantiene por más de tres días.

1.5.4 MECANISMOS DE ROMPIMIENTO DE EMULSIONES

La desestabilización o ruptura de una emulsión consiste en la separación de las fases, la coalescencia de las partículas que constituyen la fase dispersa y la eventual floculación de la misma. A continuación se explican los métodos mediante los cuales se produce la destrucción de las emulsiones

1.5.4.1 METODOS FISICOS

- Calor.
- Destilación.
- Centrifugación.
- Filtración.

1.5.4.2 METODOS ELECTRICOS

La emulsión pasa entre dos electrodos donde se la somete a una corriente unidireccional pulsada de alto potencial. Los glóbulos de agua son agrupados eléctricamente hasta que su masa sea suficiente para separarse por gravedad. La adición de electrolitos favorece la separación.

1.5.4.3 METODOS QUIMICOS (COAGULACION – FLOCULACION)

Las partículas coloidales se mantienen en suspensión estable en agua puesto que la superficie de las mismas está cargada de electricidad estática. Estas cargas se repelen mutuamente e impiden que las partículas vecinas se aproximen unas de otras.

La coagulación es fundamentalmente la desestabilización de las cargas eléctricas de las partículas coloidales. Si por un medio cualquiera se neutralizan las cargas electrostáticas nada se opondrá a un acercamiento de las partículas vecinas haciendo que estas se agrupen dando nacimiento al flóculo. Este es el fenómeno de la floculación en donde la material coloidal coagulada constituye lo que se llama un “floc”.

1.6 PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRESENCIA DE AGUA EN EL PETROLEO

La presencia del agua y otros componentes que vienen con el petróleo desde los pozos ocasionan varios problemas en las facilidades de producción.

1.6.1 FORMACION DE ESCALA

La solubilidad está definida como la cantidad limitante de un soluto que puede ser disuelto en un solvente bajo determinadas condiciones físicas. Las especies químicas de interés para nosotros se presentan en una solución acuosa como iones. Ciertamente la combinación de estos iones está compuesta por pequeñas cantidades de soluto en agua.

El agua tiene una capacidad limitada para mantener estos compuestos en solución, y el cambio de condiciones puede hacer que los compuestos se precipiten en la solución como sólidos, con la consiguiente precipitación de los materiales sólidos se podría formar escala, que puede ocurrir si se presentan las siguientes condiciones:

1. El agua contiene iones que son capaces de formar compuestos de solubilidad limitada.
2. Hay un cambio en las condiciones físicas o en la composición del agua disminuyendo la solubilidad bajo las concentraciones presentes.

Los sólidos presentes podrían también estar en suspensión en el agua o podrían formar escala sobre la superficie de las paredes de la tubería. La formación de tapones puede ocurrir por filtraciones o precipitación de partículas en suspensión en el agua, o una escala sólida puede formarse frente a la cara de la formación.

La formación de escala frecuentemente restringe el flujo a través de las líneas de flujo y tubería de producción. La corrosión a menudo es más severa que la depositación de escala.

El agua que forma la escala es responsable de muchos problemas en la producción y su control efectivo es uno de los objetivos primarios en el eficiente tratamiento del agua.

1.6.2 CORROSION

La mayoría de los metales se encuentran en la naturaleza como óxidos metálicos o sales. Para obtener un metal puro se requiere gran energía interna. Esta energía es almacenada y es capaz de proveer la fuerza necesaria para que los metales regresen a su estado original como óxidos o sales. Esto significa que los metales son inestables con respecto a la mayoría de ambientes y tienen una tendencia natural a retornar a su estado original de baja energía o estados corroídos.

1.7 SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCION

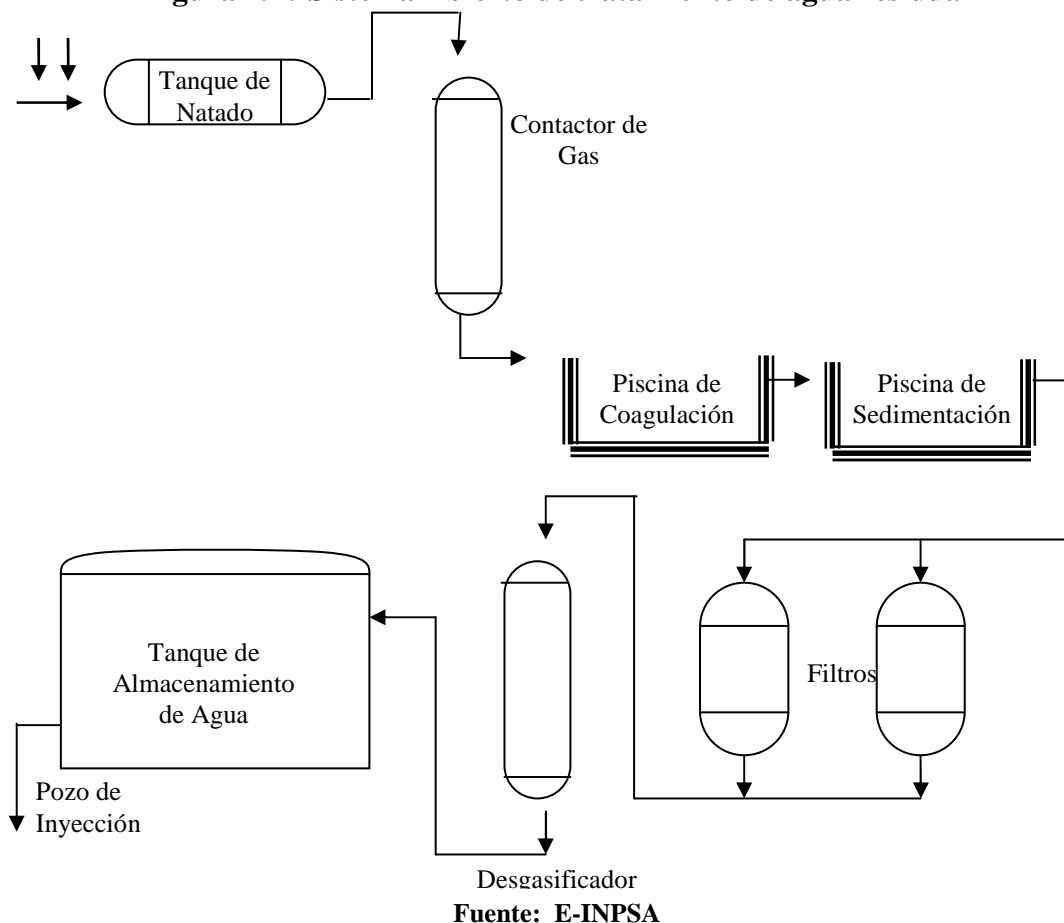
Para el tratamiento del agua de producción se presentan dos sistemas básicos como son sistemas abiertos y sistemas cerrados.

1.7.1 SISTEMAS ABIERTOS

En el sistema abierto el agua se encuentra en contacto con el aire sin restricción alguna. En muchas de estas plantas de tratamiento, el agua es aireada intencionalmente con el fin de eliminar los gases ácidos o introducir oxígeno para oxidar los compuestos solubles del hierro y manganeso a fin de precipitarlos. Si el agua está sobresaturada por carbonatos, para reducir su contenido será necesario aumentar el pH del agua.

El agua de formación que viene de los separadores y tanques de lavado pasa directamente a las piscinas de hormigón o a los separadores gravitacionales que pueden ser tanques abiertos. (Figura 1.10)

Figura 1.10 Sistema Abierto de tratamiento de agua residual



1.7.2 SISTEMAS CERRADOS

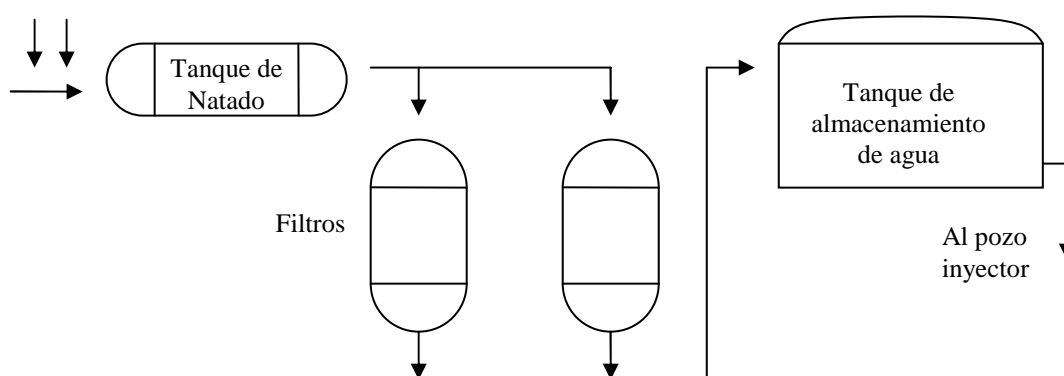
El agua de formación que viene de los tanques de lavado pasa a través de un tanque de tratamiento, un filtro, tanque de almacenamiento, sistemas de tratamiento químico, equipos

de bombeo y se reinyecta. En este sistema la mezcla de fluidos no tiene contacto con la atmósfera. (Figura 1.11)

Cuando existen condiciones severas del agua de formación, altos volúmenes de agua producida y serios problemas operacionales en los equipos de bombeo presentados con los sistemas abiertos, es necesario implementar los sistemas cerrados.

Con el uso de los sistemas cerrados y el mejoramiento en el tratamiento químico, se tiene bajo control los riesgos de daño en los equipos de bombeo que ocasionan altos costos por reparación.

Figura 1.11 Sistema Cerrado para Tratamiento de Agua Residual



Fuente: E-INPSA

1.8 CONSIDERACIONES LEGALES Y AMBIENTALES APLICABLES AL MANEJO DE FLUIDOS EN OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS

La actividad hidrocarburífera que se lleva a cabo en la región Amazónica Ecuatoriana ha generado un gran efecto en el ecosistema, debido a que este sufre deterioro o destrucción; efectos que muchas veces son irreversibles como consecuencia directa e indirecta de actividades mal planificadas, o el uso de técnicas que no cumplen con los requerimientos impuestos.

En el Ecuador, los procedimientos tanto operativos como administrativos de la actividad hidrocarburífera, están reglamentados mediante leyes, acuerdos, códigos y normas, los mismos que se han identificado como requerimientos legales y tienen relación con la correcta disposición y tratamiento del agua obtenida de la producción de petróleo. Entre los reglamentos se tienen:

- CONSTITUCIÓN POLÍTICA DEL ECUADOR
- LEY DE HIDROCARBUROS
- LEY DE GESTION AMBIENTAL

- DECRETO EJECUTIVO No. 1215.- REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR.

En estas leyes y reglamentos se establecen reglas claras en materia socio-ambiental para todas las fases de las operaciones hidrocarburíferas, orientadas a promover sistemas eficientes y modernos de gestión ambiental que no solamente mejoran los estándares ambientales bajo los cuales se realizan las actividades, sino también ayudan a los organismos del Estado a cumplir eficientemente con sus responsabilidades de monitoreo, control, fiscalización y auditoría ambiental.

“Durante los últimos 10 años, la gestión ambiental en el sector hidrocarburífero ha mejorado sustancialmente dentro de un marco legal que se desarrolló a través de varios instrumentos: un llamado acuerdo de caballeros a inicios de los años 90, el Acuerdo Ministerial No. 621 (1992) y el Decreto Ejecutivo No. 2982 (1995)”.

El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas reformado se enmarca dentro de las nuevas normas constitucionales y legales que se adoptaron en el País durante los últimos años, así como de estándares ambientales aceptados a nivel nacional e internacional en la industria petrolera:

“La Constitución Política del Ecuador garantiza la preservación del medio ambiente, la prevención de la contaminación y la participación de la comunidad.”

“La Ley de Hidrocarburos exige en términos generales en su Art. 31/literal t: conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las Leyes y Reglamentos de protección del medio ambiente.”

“Las Políticas Básicas Ambientales del Ecuador establecen que la Gestión Ambiental se fundamentará en la corresponsabilidad, cooperación y coordinación dirigidas a garantizar un desarrollo sustentable, en base al equilibrio entre lo social, lo económico y lo ambiental.”

Los principales cambios e innovaciones en los que se enfoca la reforma del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador se centran en la estructuración de las herramientas técnicas y administrativas para un sistema de control y monitoreo eficiente y operacional para todas las partes, así como en la definición de parámetros y límites permisibles para dichas operaciones.

1.8.1 PARÁMETROS Y LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO Y CONTROL AMBIENTAL

En el Reglamento Ambiental se da un tratamiento operativo al control de descargas líquidas y se incluyen parámetros para el monitoreo de componentes ambientales, tales como aire y suelos.

Se establecen valores máximos referenciales para el control y la reducción de emisiones a la atmósfera en función de los parámetros ambientalmente más significativos. Se establecen frecuencias de monitoreo para diferentes tipos de instalaciones

hidrocarburíferas, lo que permite un monitoreo permanente, los valores límites permisibles para cada parámetro y tipo de fuente de emisión.

Además de estructurar operacionalmente el monitoreo de emisiones a la atmósfera, implica una revisión permanente de procesos y equipos, y la adopción de medidas correctivas cuando sea el caso.

El Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOH) señala algunos puntos que tienen que ver con el manejo y tratamiento de descargas líquidas. En el Artículo 29, Literal b, se establece que:

“Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos”

Los desechos líquidos, las aguas de producción y las aguas de formación deberán ser tratados y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el Literal c, que establece:

“Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

c.1) que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;

c.2) que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;

c.3) que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce; y,

c.4) que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio debe incorporarse al respectivo Plan de Manejo Ambiental.”

1.8.2 LÍMITES PERMISIBLES PARA EL MONITOREO AMBIENTAL PERMANENTE DE AGUAS Y DESCARGAS LÍQUIDAS EN LA EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN, INDUSTRIALIZACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS, INCLUSIVE LAVADO Y MANTENIMIENTO DE TANQUES Y VEHÍCULOS.

- Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas).
- Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión).

Tienen que cumplirse los límites establecidos en los dos puntos; quiere decir que si el efluente cumple con los límites establecidos pero en el punto de control se sobrepasan los límites, tienen que tomarse las respectivas medidas para disminuir los valores en el efluente hasta cumplir con la calidad exigida en el punto de control (inmisión).

Cualquier efluente debe ser oxigenado (aireación) previo a su descarga.

La periodicidad de los muestreos y análisis deberá cumplir con lo siguiente:

- Diario en refinerías y para descargas de perforación durante todo el período de perforación;
- Mínimo una vez al mes en todas las demás instalaciones hidrocarburíferas que generan descargas líquidas y en todas las fases de operación, excepto aquellos referidos en el siguiente punto;
- Semestralmente para las fases, instalaciones y actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de hidrocarburos que generen descargas líquidas.

Tabla 1.1 Límites permisibles en el punto de descarga de efluentes (descargas líquidas)

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Destino de descarga
Potencial hidrógeno	pH	---	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<120	<80	Continente
Demanda química de oxígeno	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Sólidos totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico amoniacal y óxidos) ³⁾	NH ₄ -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles ³⁾		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

1) En cualquier momento

2) Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento

3) Parámetro exigido únicamente para refinerías dentro del programa de monitoreo ambiental interno rutinario

Fuente: DECRETO EJECUTIVO No. 1215.- REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR.

Tabla 1.2 Límites permisibles en el punto de control en el cuerpo receptor (inmisión)

b) INMISIÓN (punto de control en el cuerpo receptor)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible ¹⁾	Promedio anual ²⁾	Aplicación
Temperatura ⁴⁾		°C	+3°C		General
Potencial hidrógeno ⁵⁾	pH	---	6.0<pH<8.0	6.0<pH<8.0	General
Conductividad eléctrica ⁶⁾	CE	μS/cm	<170	<120	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<0.5	<0.3	General
Demanda química de oxígeno ⁷⁾	DQO	mg/l	<30	<20	General
Hidrocarburos Aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.0003	<0.0002	General

1) En cualquier momento

2) Promedio de las determinaciones realizadas en un año conforme a la frecuencia de monitoreo establecida en el artículo 11 de este Reglamento.

3) A una distancia o en un radio de 300 metros, comparado con un punto representativo en el cuerpo receptor aguas arriba a la entrada del efluente.

4) De presentar el cuerpo receptor un pH natural menor a los límites establecidos, se pueden disminuir los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

5) De presentar el cuerpo receptor una conductividad eléctrica natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

6) De presentar el cuerpo receptor una DQO natural superior a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores hasta este nivel, siempre que se haya comprobado estadísticamente a través de un monitoreo del cuerpo receptor en un punto aguas arriba a la entrada del efluente.

Fuente: DECRETO EJECUTIVO No. 1215.- REGLAMENTO SUSTITUTIVO DEL REGLAMENTO AMBIENTAL PARA LAS OPERACIONES HIDROCARBURIFERAS EN EL ECUADOR.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE CLARIFICACIÓN CON EL MÉTODO DE MICROBURBUJAS

En la actualidad se tiene una variedad de métodos que ayudan a la separación de petróleo y agua, a continuación se presentan cada uno de estos incluido el método de microburbujas.

2.1 METODOS DE SEPARACION

Basándose en los principios de separación, se presentan varios métodos utilizados para la separación petróleo - agua, entre los cuales se tiene:

2.1.1 SEPARADOR GRAVITACIONAL

En este tipo de separadores el rendimiento de la separación petróleo – agua es muy bajo cuando el tamaño de las partículas de aceite es inferior a 150 μm .

Actualmente los clásicos tanques de una sola cámara han sido modificados, con el fin de aumentar el tiempo de residencia y mejorar la separación de la mezcla petróleo – agua; los principios en los que se basa el diseño actual de los separadores gravitacionales se han elaborado al cabo de varios años de investigación.

Como resultado de estos estudios y de la experiencia adquirida con las unidades de separación, se desarrolló un procedimiento para el diseño de los separadores agua – petróleo, que son unidades rectangulares de canales múltiples, lo cual ayuda a disminuir la velocidad de flujo y aumentar el tiempo de residencia.

La sección de los canales de separación, los cuales están diseñados para la separación de gotas de crudo cuyo diámetro no debe ser mayor de 150 μm ³, para los cuales se determinan la velocidad de ascenso por medio de la ley de Stokes que relaciona las fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas.

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG)(d_m)^2}{\mu} \quad \text{Ec. (2.1)}$$

Donde:

V_t = Velocidad; ft/seg.

d_m = Diámetro de la gota de crudo, micrones.

$\Delta S.G.$ = Diferencia entre las densidades del agua y el aceite, gr/cm^3

μ = Viscosidad dinámica de la fase continua del agua, centipois

A partir de los resultados obtenidos por la ley de Stokes se puede determinar las dimensiones del separador, a fin de proveer la longitud y el área de flujo necesarios para

que las gotas de crudo asciendan desde el fondo del separador hasta la superficie de donde serán removidas.

Los canales de separación deben constar con sistemas de distribución de flujos, remoción de crudos y lodos sedimentables, como los desnatadores, barreras de retención y los vertederos de los efluentes.

Un buen ejemplo de este tipo de separadores es el tanque de lavado; el petróleo y el agua son separados gravitacionalmente. El buen funcionamiento de estos sistemas depende del tiempo de retención, propiedades del petróleo, condiciones de presión y temperatura, diseño interior del tanque.

Todos estos parámetros pueden ser alterados para mejorar el proceso de separación. También se utiliza conjuntamente con tratamientos químicos los cuales ayudan a mejorar la separación.

Estos sistemas no son efectivos para remover partículas de petróleo menores a 50 μm de diámetro, para esto se necesita otros procesos, sin embargo estos sistemas son efectivos para remover sólidos.

Los separadores gravitacionales son buenos para aplicaciones donde no se tiene concentraciones fuertes de petróleo.

Figura 2.1 Separadores Gravitacionales



Fuente: GLR Solutions

2.1.2 SEPARADORES CENTRIFUGOS

La separación centrífuga es utilizada para los dos casos en el que se quiere separar el petróleo del agua y el más común separar agua del petróleo. Las centrifugas también son útiles para remover los sólidos del agua y del petróleo.

La separación por medio de centrifugas es muy efectiva para remover bajas concentraciones de contaminantes. El resultado del fluido que se obtiene de la operación con este método contiene menos de 15 PPM de petróleo en el agua y viceversa dependiendo de la aplicación³.

Entre las propiedades principales que presenta este proceso son que puede trabajar a altos caudales y puede remover partículas de sólidos menores a 2 μm .

2.1.3 SEPARACIÓN POR HIDROCICLONES

El agua de formación es generalmente salina y contiene en solución varios minerales que normalmente no son tóxicos, por lo cual una vez que el contenido de petróleo es reducido suficientemente (hasta un límite permisible), el agua puede ser descargada hacia el entorno o dispuesta en formaciones subterráneas. El agua de formación puede representar un continuo incremento del total de los fluidos producidos a medida que avanza el tiempo de vida productiva de un campo petrolero.

Casi sin ofrecer incentivos económicos, una considerable parte del esfuerzo de ingeniería y operación es ocupado en modificar y mantener libres de agua los sistemas de recolección, almacenamiento y transporte de crudo, y asegurar una satisfactoria operación.

Estudios y experimentaciones realizadas dieron como resultado el desarrollo de un sistema de hidrociclones para separar las gotas de petróleo del agua de manera tan eficiente que cuando se puso en práctica en campos costa-afuera, se alcanzó resultados que superaron ampliamente a los obtenidos por cualquier sistema precedente.

El hidrociclón Vortoil está compuesto principalmente por cuatro secciones:

- Sección cilíndrica envolvente (donde se inicia el remolino),
- Sección de reducción concéntrica,
- Sección cónica y
- Sección paralela (donde ocurre la mayoría de la separación).

Todas se localizan dentro de una cámara principal retenedora de presión.

Los tubos que forman las cámaras internas están normalmente conformados por cuatro secciones individuales de 0,12 ft. a 0,20 ft. de diámetro, que es medido en el sitio de transición entre la sección de reducción concéntrica y la sección cónica.

Un distintivo único del sistema Vortoil es la flexibilidad de su configuración, que le permite alcanzar el volumen operacional requerido. Una unidad con un liner de 0,12 ft, puede ser suficiente para caudales pequeños, o cuatro de 0,12 ft pueden ser colocados en la unidad para mayores caudales. Las unidades de 0,20 ft sólo están disponibles en las configuraciones 4 en 1³.

El separador de hidrociclones no tiene piezas internas móviles, no necesita aditivos químicos, no utiliza combustible, casi no requiere de mantenimiento y normalmente usa la presión del separador (no menor a 50 psi) para trabajar el sistema, que funciona mejor a altas presiones y ha sido probado hasta con 460 psi. La eficiencia es más alta a medida que se incrementa la temperatura.

El separador opera en posición horizontal o vertical y es fabricado en acero inoxidable y la sección cilíndrica envolvente se la construye con estelita, (aleación de cobalto - cromo - tungsteno); para tener mayor resistencia a la corrosión.

La tecnología de hidrociclones pasivos ha venido constituyéndose a nivel mundial uno de los métodos más prometedores para optimizar la separación agua - petróleo en campos localizados en el continente y costa fuera.

El trabajo de los hidrociclones consiste en realizar una simple acción centrífuga de gran magnitud para permitir la acción de las fuerzas gravitacionales que posibilitan la separación de agua-aceite en un rango de flujo < 100 PPM de petróleo.

Este tipo de separador está estructurado de tal manera, que el agua aceitosa que ingresa a su sección cilíndrica envolvente empieza a girar y a obtener un flujo de remolino, similar a la forma como los fluidos se arremolinan en una licuadora doméstica.

El flujo es acelerado hasta obtener fuerzas centrífugas superiores a cien veces la fuerza de gravedad o velocidades rotacionales que bordean las 3000 RPM y es forzado a pasar hacia la reducción concéntrica a la sección cónica y a la sección paralela.

La fase más densa y continua (agua) sujeta a las fuerzas gravitacionales, tiende a moverse hacia las paredes internas del hidrociclón, mientras que la fase menos densa (gotitas de petróleo) migra hacia el centro a formar un núcleo de baja presión creado por la aceleración del agua en la sección de reducción concéntrica y que se mueve por acción axial reversa (contracorriente) hacia un pequeño orificio en la sección cilíndrica envolvente, donde se produce la salida de aceite. (Figurara 2.2)

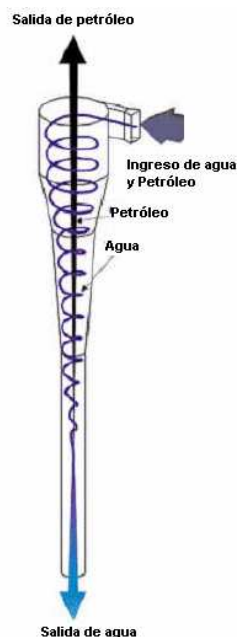
Por su lado el agua sale de la sección paralela y pasa hacia un orificio de descarga.

Es necesaria una mínima tasa de flujo para producir el movimiento de remolino y conseguir la acción de las fuerzas centrífugas básicas para que la separación ocurra. Así, se necesita una tasa mínima de 2000 BAPD para un sistema Vortoil de 0,12 ft y de 4.000 BAPD para uno de 0,20 ft³. Sin embargo la gran versatilidad del hidrociclón Vortoil es posible su acondicionamiento para diferentes tasas.

La mejor eficiencia del sistema Vortoil se alcanzó entre las tasas mínimas de flujo de 2000 BAPD para un sistema de 0,12 ft y de 4.000 BAPD para uno de 0,20 ft y tasas máximas de 7000 BAPD para unidades de 0,12 ft ó 10000 BAPD para la de 0,20 ft, teniéndose que a más alta tasa de flujo es mayor la eficiencia, la cual puede medirse en porcentaje; expresado por las tasa de petróleo recuperado y por la concentración de aceite en el agua descargada que puede llegar a ser menor de 40 PPM.

Las propiedades que tienen los hidrociclones es que se manejan bien a altos caudales ya que así se incentiva una mayor velocidad de movimiento, son aconsejables en plataformas marinas, no tienen partes móviles, ocupan poco espacio, su mantenimiento no presenta mayor dificultad, puede trabajar con concertaciones bajas menores a 15 PPM de petróleo.

Figura 2.2 Hidrociclón



Fuente: GLR Solutions

2.1.4 SEPARADORES ELECTROSTATICOS

El proceso eléctrico puede usarse con éxito en varias áreas de producción de petróleo. Desde que los primeros deshidratadores eléctricos fueron instalados en 1909, muchos adelantos en diseño y operación se han realizado, sin embargo los principios de este mecanismo han permanecido inalterables.

Hay una atracción mutua de las partículas de emulsión adyacentes las cuales son inducidas por cargas debido a la aplicación del campo eléctrico.

Si un líquido disperso es polarizable o es polar, un campo eléctrico puede ser utilizado para ayudar en la floculación, este fenómeno se llama electro floculación. Las soluciones acuosas dispersas en un crudo tienen sus cargas eléctricas bien definidas. Estas a su vez sufren una deformación en forma de elipses, las partes extremas de las gotas adyacentes deberán estar polarizadas en cargas opuestas, creando una fuerza de atracción, dando como resultado la coalescencia entre ellas.

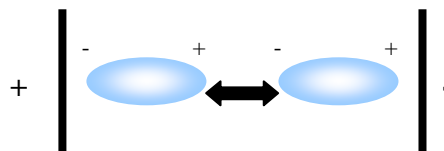
El proceso de coalescencia en presencia de un campo electrostático está dividido por dos acciones básicas, la acción de coagulación de productos químicos es decir la acción que van a tener estos sobre las emulsiones de agua y petróleo y la aplicación de la fuerza eléctrica. Hay tres fuerzas electrostáticas que se manifiestan en un campo eléctrico y que actúan en las partículas de agua:

- Atracción Bipolar
- Electroforesis
- Dielectroforesis

Estas fuerzas asumen diferentes grados de importancia, dependiendo de la configuración del campo electrostático aplicado. (Figurara 2.3)

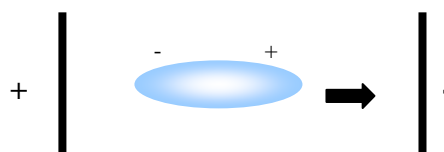
Figura 2.3 Campos electrostáticos aplicados

Atracción bipolar: La fuerza eléctrica producida por los polos positivos y negativos inducen a los dipolos de las gotas de agua.



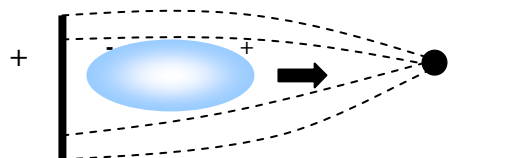
Electroforesis:

Atracción bipolar: La fuerza eléctrica producida por los polos positivos y negativos inducen a los dipolos de las gotas de agua.



Dielectroforesis:

Atracción bipolar: La fuerza eléctrica producida por los polos positivos y negativos inducen a los dipolos de las gotas de agua.



Fuente: E-INPSA

El tratamiento del aceite crudo por medios electrostáticos, es solamente otra forma de acelerar el efecto de asentamiento de las partículas de agua por acción de la gravedad, con lo que es factible disminuir las dimensiones de los recipientes de tratamiento.

La emulsión, no se rompe por la aplicación de electricidad por si sola, siendo necesario, en la mayoría de los casos aplicar métodos adicionales. Una unidad electrostática es de hecho un equipo de separación horizontal, al cuál se aplica corriente eléctrica de alto voltaje por medio de unas rejillas colocadas en la sección de asentamiento en el interior del recipiente, creando de esta forma, un campo eléctrico en el área comprendida entre los dos electrodos. (Figura 2.4)

La dirección de flujo que sigue la emulsión para su tratamiento, es la misma de un equipo de tratamiento horizontal, sólo que en lugar de que la emulsión pase por una sección de calentamiento, ésta entra a la región de un campo eléctrico.

Cuando las partículas de agua que aún prevalecen en el aceite se encuentran dentro de un campo eléctrico, aceleran su movimiento de tal forma que se provocan choques entre ellas, dando como resultado que se formen gotas mayores, las cuales se drenan hacia el fondo del recipiente por efecto de gravedad.

El aceite limpio continúa fluyendo en forma ascendente hacía la línea de salida localizada en la parte superior del equipo, para de ahí ser enviado hacia el tanque de almacenamiento.

El sistema eléctrico consiste de transformadores y dos electrodos, de tal forma que el área de su sección transversal es perpendicular al flujo de líquidos, condición necesaria para que actúe un campo eléctrico sobre una partícula de agua con cargas libres.

La distancia entre los electrodos es ajustable, esto con el fin de variar el voltaje, según los requerimientos del proceso. Existen interruptores de corriente, accionados con sistema de flotador, para prevenir daños a la unidad cuando se suscitan cambios en el nivel de líquido.

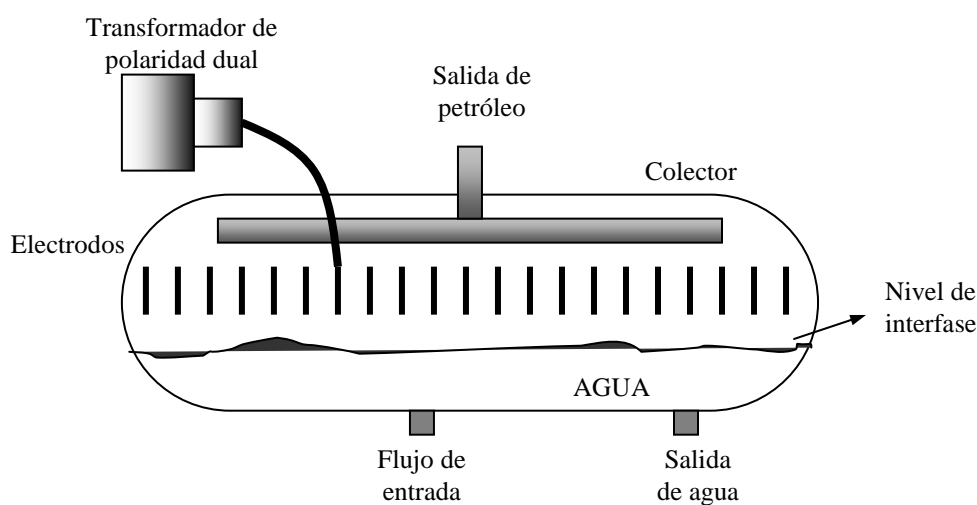
En los campos petroleros es común que la mayor parte del agua contenida en la emulsión, se separe por medio de otros procesos. En estos casos el porcentaje de agua en el aceite, antes de entrar al separador electrostático, es muy bajo entre 5 al 10 %; así, la acción del campo eléctrico sobre la corriente de líquido es de poca intensidad, debido a que el aceite es mal conductor de la corriente eléctrica.

El uso de unidades electrostáticas es recomendable para procesos de tratamiento donde no es posible alcanzar altas temperaturas, o donde el uso de calor causa problemas de operación y daños al equipo de tratamiento o al fluido.

En algunos casos, es posible tratar emulsiones a temperatura de flujo, obteniendo así un ahorro de combustible para calentar la emulsión, reduciéndose además los problemas ocasionados por la formación de incrustaciones y efectos de corrosión; principalmente en la sección de calentamiento.

Por otra parte con el uso de estos equipos se evitan pérdidas en el volumen de aceite tratado, así como de su gravedad API debido a las altas temperaturas.

Figura 2.4 Esquema de separador electrostático



Fuente: E-INPSA

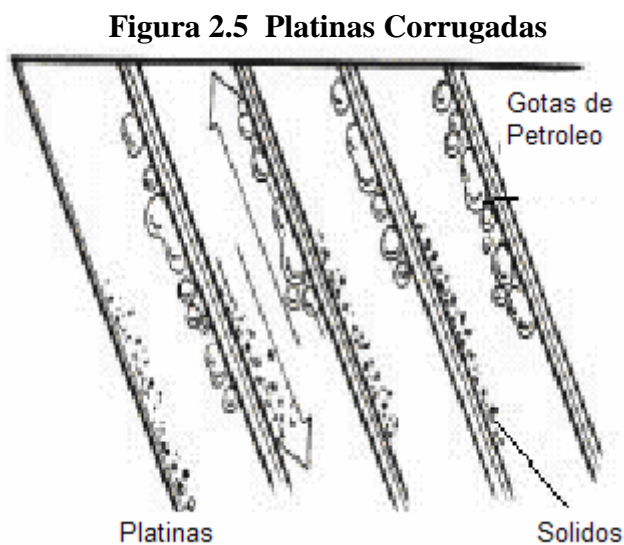
2.1.5 SEPARADOR POR MEDIO DE PLATINAS (CPI)

Estos separadores usan platinas corrugadas para aprovechar el principio de separación por gravedad. Las platinas ayudan al aglutinamiento o coalescencia de las gotas y el tiempo de residencia en el tanque es mayor.

La inclinación de las platinas minimiza la distancia que una gota de petróleo necesita para encontrar a otra gota. Las gotas de petróleo se juntan y rápidamente forman una gota mayor, la cuál se mueve más rápido a lo largo de la superficie de las platinas y se deposita en la parte alta de las platinas.

Este proceso es efectivo para la remoción de sólidos del fluido. Como los fluidos son forzados a moverse a través de las platinas, los sólidos que son más pesados caen al fondo del tanque de donde pueden ser removidos.

Las unidades de separación gravitacional con las unidades CPI están a menudo sobre el 20% del tamaño de las unidades que no utilizan platinas. La mayoría de las unidades CPI consiste de solo una pequeña sección de platinas a través de las cuales atraviesa el fluido.



Fuente: GLR Solutions

Una vez atravesadas las platinas los sólidos continúan cayendo y el agua es extraída por bombas. La capa de petróleo es separada, y el agua es enviada a su siguiente destino.

Los sistemas CPI son muy efectivos para separar grandes acumulaciones de petróleo³. Este sistema es capaz de remover hasta el 100% de las gotas de petróleo mayores a 50 micrones de diámetro, pero no puede remover casi ninguna gota de diámetro menor a 50 micrones.

Esto puede resultar en concentraciones de petróleo menores a 15 PPM. Estos sistemas también pueden tolerar hasta 1000 PPM de petróleo y no ser afectados por estas altas concentración de petróleo.

Este sistema al verse limitado por el tamaño de las partículas de petróleo que puede remover necesita un abundante uso de químicos para que sea efectivo.

2.1.6 SEPARADOR POR FLOTACION INDUCIDA POR GAS (IGF)

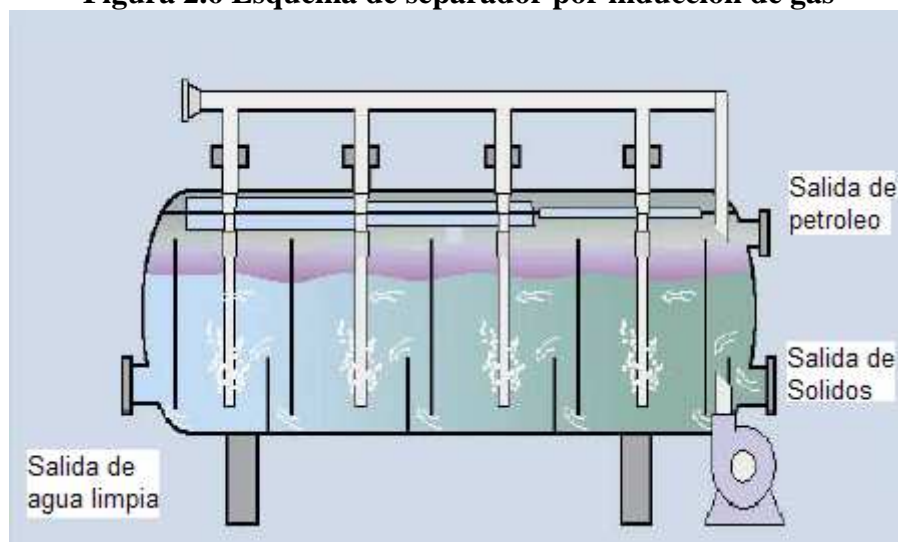
Este tipo de separadores utiliza el principio de flotación, para lo cual se forman burbujas de gas en el agua que atraen a las partículas de petróleo o sólidos y ayudan a sacarlos a la superficie del agua para recolección y remoción.

Para que éste proceso dé mejores resultados se debe utilizar varios métodos complementarios como puede ser la utilización de químicos, incremento de temperatura.

Las características de este sistema son:

- Introducción de burbujas de gas finamente dispensadas en la corriente a ser tratada.
- Crear una zona de turbulencia mínima.
- Medios para remover el material flotante de la superficie del agua.
- Las unidades de flotación del gas están clasificadas por la forma en que el gas se introduce en el agua. (Figurara 2.6)

Figura 2.6 Esquema de separador por inducción de gas



Fuente: GLR Solutions

Hay dos clasificaciones básicas:

- Flotación de gas disuelto.
- Flotación de gas disperso.

La flotación con gas es un proceso usado en la separación de sólidos dispersos y líquidos inmiscibles de una fase líquida continua. La separación se facilita por las burbujas finamente dispersas, que resultan de la adición de una fase gaseosa al sistema.

Estas burbujas pequeñas se unen a las partículas suspendidas, debido a la atracción intermolecular existente entre el gas y las partículas suspendidas, o como resultado de una captura física.

La presencia del gas modifica el sistema de dos maneras: el tamaño de las partículas en suspensión aumenta, al provocar la unión de partículas con las burbujas de gas y la densidad disminuye, por lo que se produce un ritmo de flotación más rápido, acelerando la separación de las partículas suspendidas de la fase continua.

2.1.6.1 FLOTACION DE GAS DISUELTO

El proceso de flotación incluye los siguientes pasos:

- a) Gasificación del fluido de alimentación, bajo presión.
- b) Formación de tamaño de burbujas de tamaño adecuado para inducir la flotación.
- c) Adhesión de las burbujas a las partículas suspendidas.
- d) La separación de sólidos concentrados o líquidos de la fase líquida continua (agua).

En el primer paso, el gas se inyecta a la corriente de alimentación, en la parte final de la succión de una bomba centrífuga, descargando a un pequeño tanque de retención, para facilitar su disolución.

El tanque tiene un tiempo de retención de 1 a 3 minutos y está equipado con líneas de purga para eliminar el gas que no se disuelve³; de ahí la corriente pasa a través de un regulador de contrapresión antes de entrar a la unidad de flotación, donde se disminuye la presión y se libera el gas, formando las burbujas que se adhieren a los sólidos suspendidos y a las partículas de aceite, haciéndolas flotar hacia la superficie, donde se remueven mediante un sistema mecánico (desnatador).

El material suspendido que no puede ser eliminado por flotación se asienta, concentra y se elimina por el fondo de la celda.

Las burbujas microscópicas de gas se obtienen recirculando una parte del agua tratada, en esta corriente se inyecta el gas, una parte se disuelve y otra se dispersa.

Se toma una parte del agua clarificada y se repite el ciclo. Se ha usado gas natural y aire como gases de inyección; el aire se usa cuando el agua por tratar contiene sulfuros, para oxidarlos y precipitarlos; el gas se utiliza cuando se desea mantener en solución el hierro sin oxidar para disminuir los problemas de incrustación.

2.1.6.2 FLOTACION DE GAS DISPERSO

El gas se dispersa mecánicamente en el agua utilizando ya sea un rotor mecánico o un inductor.

Este sistema crea oportunidades para que ocurran colisiones entre las gotas de petróleo y las burbujas de gas, el enlace gotas de petróleo / burbujas de gas, luego de que se ha hecho el contacto, el que permanezcan unidas es una función de las características de tensión superficial existentes entre los fluidos.

Mientras más pequeña la burbuja mayor la capacidad de captación, el tamaño típico de una burbuja es de 50 a 60 μm .

2.1.7 SEPARACION POR FLOTACION INDUCIDA CON MICROBURBUJAS (MBF)

Las microburbujas son generadas en un reactor de gas líquido y son usadas para separar petróleo. La Flotación de Microburbujas funciona con los mismos principios que la flotación inducida, pero utiliza burbujas más pequeñas. (Figura 2.7)

Las burbujas en este sistema son generadas a través de principios de dinámica de fluidos, el gas es introducido dentro del agua a través de un eductor o un canal de gas presurizado.

Las condiciones necesarias para crear burbujas ocurren cuando esta agua llena de gas es pasada a través de un generador de burbujas, donde experimenta rompimiento y fuerzas de impacto que crean burbujas de 5 a 50 μm de diámetro.

Como el IGF esta corriente es después introducida a un tanque de separación donde las burbujas se adhieren al petróleo y lo llevan hacia la superficie del agua. En la superficie una capa espumosa de petróleo y gas se forma y después es desnatada.

Figura 2.7 Flotación inducida con microburbujas



Fuente: GLR Solutions

Las burbujas más pequeñas separan de manera más efectiva el petróleo del agua y esto da como resultado una espuma más seca y por lo tanto un volumen más bajo de nata. El agua cuando es vaciada del tanque de natado puede contener aproximadamente 5 PPM de

petróleo. Esta concentración de salida se correlaciona con la eficiencia de separación de 93 - 98%

Figura 2.8 Recolección de capa de petróleo



Fuente: GLR Solutions

El generador de micro burbujas GLR está diseñado para ser usado en varias situaciones, éste sistema es frecuentemente retro conectado a un tanque desnatado, IGF o ISF, o puede ser construido con un nuevo tanque.

Típicamente un GLR es conectado a un tanque desnatado (Figura 2.8) de donde saca una corriente de agua clara del tanque que a su vez pasa por el GLR donde recibe las microburbujas y es después introducido de nuevo en el contenedor con la corriente de agua producida.

El tamaño del tanque ha donde el GLR es conectado, la concentración de entrada del petróleo, la densidad del petróleo y la temperatura del fluido son factores que influyen en el tamaño del GLR requerido y la concentración de petróleo de salida. Como otros sistemas de flotación, el sistema GLR es capaz de usar cualquier tipo de gas disponible sea del espacio de cabeza del tanque o producido especialmente.

Con su alta eficiencia en la separación y capacidad para ser conectado a un contenedor de cualquier tamaño las unidades GLR son muy versátiles. Son capaces de manejar corrientes que van desde cientos a miles de metros cúbicos por día.

Las unidades GLR pueden manejar concentraciones de petróleo entre 100 a 10000 PPM.

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL SISTEMA DE CLARIFICACIÓN

Para el diseño del sistema se analizarán las propiedades que afectan el comportamiento de los fluidos, que en este caso son agua y petróleo.

3.1 TENSION SUPERFICIAL

A consecuencia de la atracción intermolecular, la superficie interfacial, o sea, de separación, de dos fluidos no miscibles, a la cual se le llama interfaz, tiende a adoptar el área mínima compatible con el volumen de fluido encerrado y con las fuerzas exteriores que actúan sobre los fluidos.

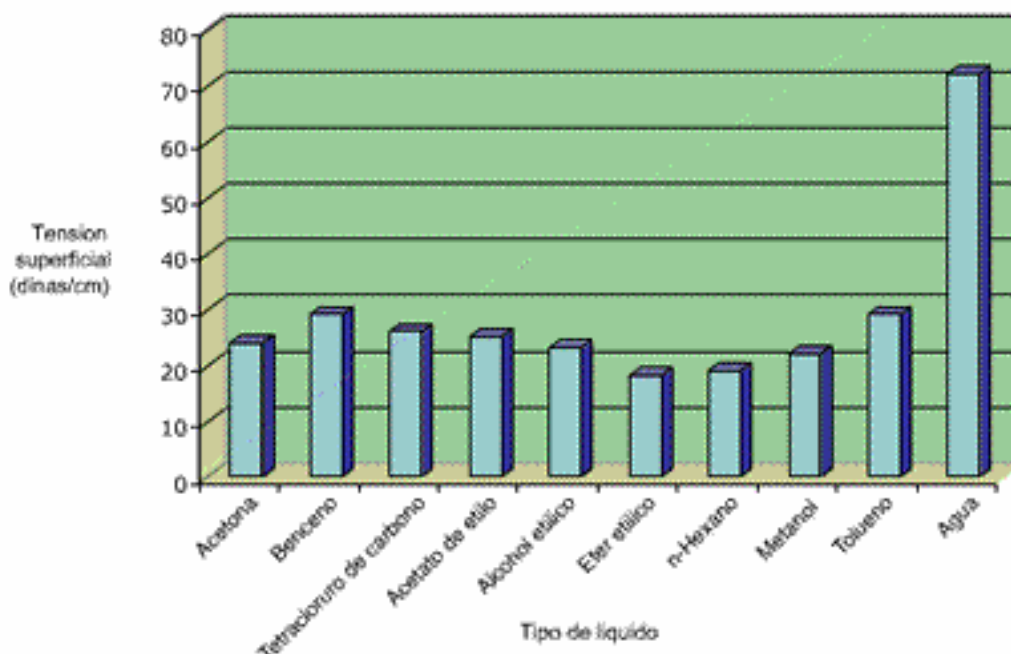
Para extender o estirar el área A de la superficie de separación isotérmicamente es necesario gastar un trabajo $dW = \sigma dA$, siendo σ el trabajo realizado por aumento unitario de área al que se da el nombre de tensión interfacial; σ es la “energía libre” de la interfaz por unidad de área y es función del estado del sistema.

Su valor varía con la composición de los fluidos y con la temperatura, mientras que la variación con la presión suele ser pequeña. La acumulación de pequeñas cantidades de materia extraña en la interfaz puede alterar mucho su valor efectivo. Las dimensiones de σ son las de energía / área, es decir, las de fuerza / longitud.

Cuando uno de los fluidos es gas, un cambio en la naturaleza de este gas, en igualdad de las demás condiciones, comúnmente no produce variación apreciable en σ . De aquí que la tensión interfacial para los sistemas líquido – gas suele tratarse como una propiedad del líquido solo y se denomina tensión superficial del líquido en cuestión.

Los cálculos de hidrodinámica y, más particularmente los problemas de arrastre de gotitas líquidas de vapor que circula a velocidad elevada, precisan el conocimiento de la tensión superficial. La Figura 3.2 y la Tabla 3.1 presentan las variaciones de la tensión superficial de los hidrocarburos puros en función de la temperatura. La curva discontinua muestra que, a su temperatura de ebullición. Los hidrocarburos y las fracciones parafínicas tienen una tensión superficial que varía poco: de 10 a 14 dinas/cm⁶. Estos datos corresponden al contacto hidrocarburo – aire. No obstante, los valores de las tensiones superficiales para el contacto hidrocarburo líquido – hidrocarburo vapor son muy poco diferentes.

Figura 3.2 Comparación de tensión superficial del agua con otros líquidos



Fuente: GLR Solutions

Tabla 3.1 Tensión superficial de líquidos a 20°C

Líquido	γ (dinas/cm)
Aceite de oliva	33,06
Agua	72,8
Alcohol etílico	22,8
Benceno	29,0
Glicerina	59,4
Petróleo	26,0

Fuente: GLR Solutions

3.2 HUMECTABILIDAD

Cuando se rocía agua sobre la superficie recientemente encerada de un automóvil las gotas de agua tienden a unirse y resulta más fácil de retirarlas. Pero si, el carro se estuviera reparando, podrían derramarse aceite sobre el guardafangos, este se extenderá rápidamente en una película delgada sobre la superficie y debe limpiarse con un solvente o con un jabón.

Este es un ejemplo simple de humectabilidad y la preferencia de un fluido mojante. La superficie recientemente encerada de un automóvil es mojada por aceite pero no por agua; entonces, este es preferencialmente mojado por aceite. La fuerza humectante es positiva (atracción) para el aceite y negativa (repulsión) para el agua.

Después de que el automóvil se ha utilizado durante algunos meses y expuesto al clima, la cera se deteriora, y ahora tanto aceite como agua se extenderán sobre la superficie. Es

decir, las fuerzas de humectabilidad son positivas para ambos fluidos, pero probablemente sea mayor para un fluido que para el otro, pudiéndose usar uno de los fluidos para quitar el otro.

El proceso de desplazamiento de un fluido no está solamente influenciado por las condiciones de humectabilidad de las rocas, pero muchos métodos de recuperación mejorada dependen del predominio de ciertas condiciones de humectabilidad o son diseñadas para alterar estas condiciones de tal manera que mejoren las características de recuperación del petróleo en el yacimiento.

En general, la humectabilidad, puede ser definida como la tendencia de un fluido preferencialmente a adherirse a, o a humedecer, la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. En el caso de una inyección de agua, las fases humectantes pueden ser petróleo o agua; gas muchas veces estará presente, pero no humedecerá a la roca.

La interacción entre la superficie de la roca y la fase fluida confinada en el espacio poroso influencia la distribución del fluido así como también las propiedades de flujo. Cuando dos fases inmiscibles están en contacto con la superficie sólida, una de estas fases por lo general es atraída por la superficie con más fuerza que la otra fase. A esta fase se la identifica como la fase mojante mientras que la otra es la fase no mojante.

La humectabilidad se determina cuantitativamente realizando un balance de fuerzas entre los dos fluidos inmiscibles en la línea de contacto entre los dos fluidos (agua y petróleo) y el sólido. En la figura 3.3 la fase de agua se expande sobre la superficie en preferencia al petróleo.

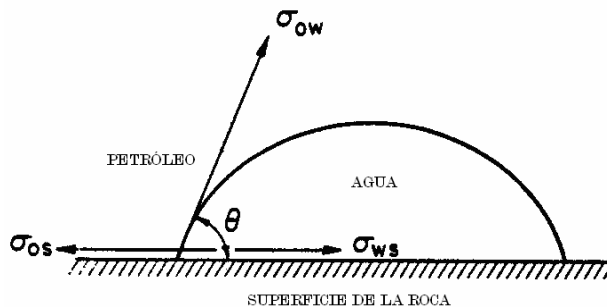
Las fuerzas que están en la línea de contacto son σ_{OS} correspondiente a la IFT entre el sólido y la fase de petróleo; σ_{WS} , la IFT entre el sólido y la fase de agua; y σ_{OW} , la IFT entre la fase de petróleo y la fase de agua. El ángulo de contacto, θ , es medido a través de la fase de agua σ_{OW} , a la tangente a la interfase en la línea de contacto. En equilibrio, la suma de las fuerzas que actúan a lo largo de la línea de contacto debe ser cero. La siguiente ecuación describe la ecuación de Young, la cuál representa el balance de fuerza en la dirección paralela a la superficie de la roca:

$$\sigma_{OS} - \sigma_{WS} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad \text{Ec 3.1}$$

Donde:

- σ_{os} = energía interfacial entre el aceite y el sólido, dinas/cm.
- σ_{ws} = energía interfacial entre el agua y el sólido, dinas/cm.
- σ_{ow} = energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el agua dinas/cm.
- θ = ángulo de la interfase aceite – agua – sólido medido a través del agua, grados

Figura 3.3 Sistema de humectabilidad petróleo/agua/sólido

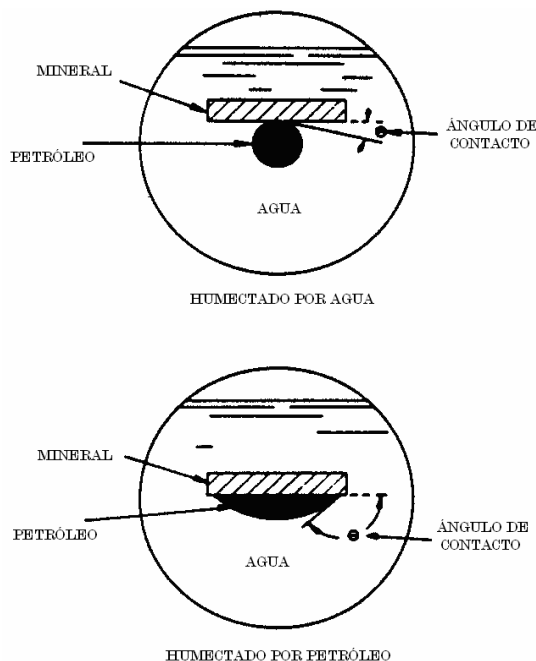


Fuente: Forrest F., Craig Jr., Aspectos de ingeniería de la inyección de agua

Ninguna de las energías interfaciales, aceite – sólido o agua – sólido, pueden medirse directamente. Sin embargo, los términos equivalentes – la tensión interfacial aceite – agua y el ángulo de contacto – pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto θ es la principal medida de la mojabilidad para una superficie lisa, homogénea. Ejemplos de sistemas humectados por agua y sistemas humectados por petróleo se muestran en la Fig. 3.4. El sistema humectado por agua tiene ángulos de contacto cercanos a cero. El sistema humectado por petróleo tiene ángulos de contacto cercanos a 180° . Los sistemas con ángulos de contacto cercanos a 90° son descritos como sistemas de humectabilidad intermedia.

Figura 3.4 Ángulos de contacto medidos a través de la fase de agua



Fuente: Forrest F., Craig Jr., Aspectos de ingeniería de la inyección de agua

Es de interés notar que de acuerdo a este concepto, la sola condición donde un sólido puede ser preferencialmente humectado por petróleo y no humectado por agua es cuando la energía libre superficial del sólido es menor que la del agua, una situación difícil de imaginar para sistemas normales de rocas interconectadas. Así que; podría un reservorio

estar humectado por petróleo? De la misma manera que un automóvil está humectado por aceite en su superficie.

El petróleo crudo contiene una larga cadena compleja polar (con cargas positivas y negativas), moléculas de hidrocarburos con sulfuros, nitrógeno y radicales oxígeno. Estos compuestos formarán una placa, preferencialmente, en las superficies de las partículas de la roca en capas delgadas a manera de una capa de cera sobre la superficie de un automóvil, presentando una nueva superficie que establece la condición de humectabilidad.

Si la superficie sobre una partícula tiene una energía libre superficial pequeña, esta partícula puede estar humectada por petróleo. Los agentes activos de superficie (surfactantes) contenidos en los radicales de sulfuro parecen ser los que más influyen en crear las condiciones de humectabilidad de petróleo.

El petróleo es soluble en agua, por lo menos ligeramente, así como los agentes activos de superficie y dado el tiempo de vida de la acumulación de hidrocarburo, solamente se requiere una solubilidad muy ligera puede recubrir la superficie de la roca.

Un sólido humectado fuertemente por aceite no quiere decir que éste tenga una humectabilidad del cien por ciento sino que puede ser sesenta por ciento de aceite y cuarenta por ciento de agua, o cincuenta por ciento de aceite y cincuenta por ciento de agua; pero una fuerte humectabilidad del agua significa que toda la superficie del sólido esta humectada por agua.

3.3 DENSIDAD

La densidad se define por la masa por unidad de volumen. La densidad relativa o peso específico de los líquidos y de los sólidos es la densidad comparada con la del agua a 4° C.

La densidad del petróleo se expresa comúnmente en grados API que se rige por la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad \text{Ec 3.2}$$

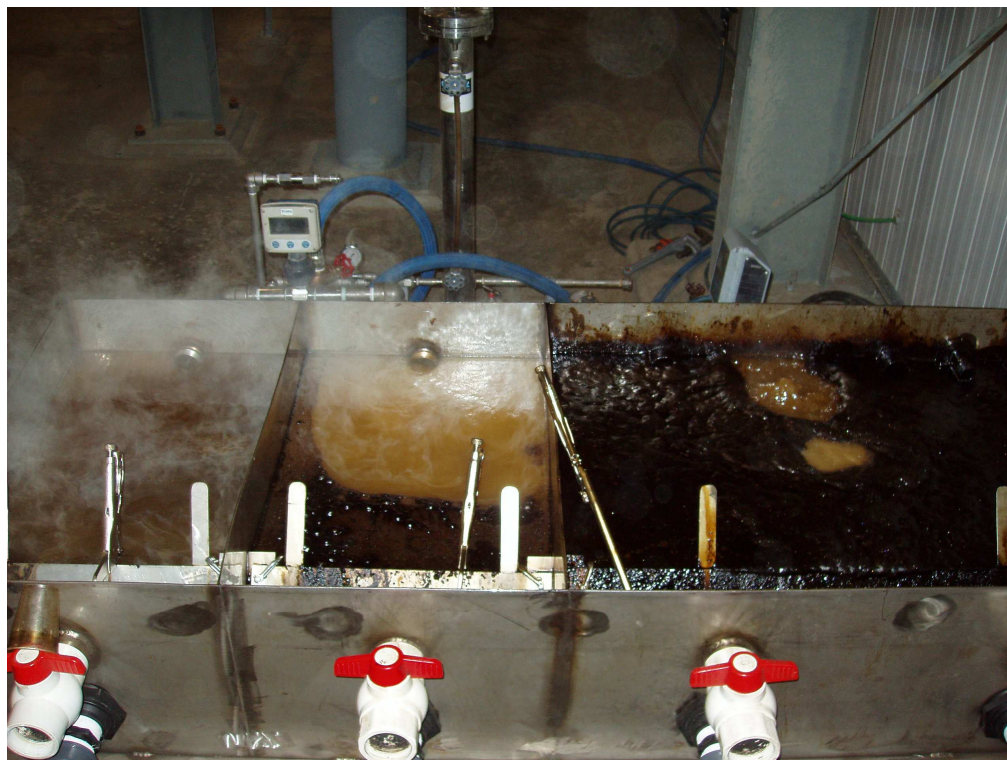
Donde:

ρ_o = densidad del petróleo.

La densidad de un cuerpo está relacionada con su flotabilidad, una sustancia flotará sobre otra si su densidad es menor. Por eso la madera flota sobre el agua y el plomo se hunde en ella, porque el plomo posee mayor densidad que el agua mientras que la densidad de la madera es menor, pero ambas sustancias se hundirán en la gasolina, de densidad más baja.

Para realizar un análisis de lo que se persigue con el sistema de Microburbujas Inducidas se realizará una demostración de la variación de densidad que se produce entre el agua y el petróleo cuando ingresa el aire, lo cuál se puede observar en las siguientes Figuras 3.5 y 3.6.

Figura 3.5 Proceso con aplicación de Microburbujas



Fuente: GLR Solutions

Figura 3.6 Efecto de la variación de densidad



Fuente: GLR Solutions

3.4 INCREMENTO DE LA FLOTABILIDAD

El cálculo de la densidad de petróleo:

$$\rho_o = \frac{141.5}{131.5 + {}^\circ API} \quad \text{Ec 3.3}$$

Densidad de agua y de aire a condiciones normales (14,7 Psi y 20 °C):

Tabla 3.2 Tabla de densidades de fluidos

Fluido	Densidad gr/cm ³
Agua	1
Aire	1,293*10 ⁻³

$$\rho_w = \frac{m_w}{V_w} \quad \text{Ec 3.4}$$

$$\rho_o = \frac{m_o}{V_o} \quad \text{Ec 3.5}$$

$$\rho_a = \frac{m_a}{V_a} \quad \text{Ec 3.6}$$

La condición es la siguiente:

$$\rho_w > \rho_o + \rho_a$$

A condiciones normales las densidades son aditivas así se tendrá que la densidad del agua será mayor que la densidad del aceite y el aire.

$$\rho_w > \rho_o + \rho_a$$

$$\frac{m_w}{V_w} > \frac{m_o + m_a}{V_o + V_a}$$

Debido a que el aire tiene una densidad muy baja, esto es, poca masa y mucho volumen, al unirse el petróleo a una burbuja de aire, la masa de la mezcla aumenta muy poco mientras que el volumen de esta mezcla aumenta considerablemente lo cual hace que la densidad baje de una manera considerable, y así por flotabilidad se va a presentar una capa de petróleo sobre el agua.

Así, a continuación se presenta una demostración de los cálculos para burbujas de aire de 5µm y 50µm de diámetro respectivamente para comparar las ventajas del sistema de micro burbujas inducidas y el sistema de flotación inducida por gas, para lo cual se usa una gota de aceite de 3µm que es lo mínimo que el sistema propuesto puede mover; para esto se tomará como dato el crudo Oriente de 27,8 °API y el crudo Napo de 19,4 °API.

3.4.1 CALCULOS PARA EL CRUDO ORIENTE DE 27,8° API

Cálculo del volumen y la masa de la burbuja de aire:

da = diámetro de la burbuja de aire, $5\mu\text{m} = 5 * 10^{-4}\text{cm}$

$\rho_a = 1,293 * 10^{-3}\text{ gr/cm}^3$

$$V_a = \frac{4}{3} \Pi r^3$$

$$V_a = \frac{4}{3} \Pi (2,5 * 10^{-4})^3 = 6,55 * 10^{-11}\text{ cm}^3$$

$$m_a = \rho_a * V_a$$

$$m_a = (1,293 * 10^{-3}) * (6,55 * 10^{-11})$$

$$m_a = 8,47 * 10^{-14}\text{ gr}$$

Cálculos del volumen y la masa de una gota de crudo de 27,8°API:

dm = diámetro de la gota de aceite, $5\mu\text{m} = 3 * 10^{-4}\text{cm}$

°API = 27,8

$$V_o = \frac{4}{3} \Pi r^3$$

$$V_o = \frac{4}{3} \Pi (2,5 * 10^{-4})^3 = 6,55 * 10^{-11}\text{ cm}^3$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{° API}}$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{131,5 + 27,8} = 0,888\text{ gr/cm}^3$$

$$m_o = \rho_o * V_o$$

$$m_o = (0,888) * (6,55 * 10^{-11})$$

$$m_o = 5,82 * 10^{-11}\text{ gr}$$

La densidad de la combinación de una gota de aceite y una burbuja de aire será:

$$\rho_{oa} = \frac{m_a + m_o}{V_a + V_o}$$

$$\rho_{oa} = \frac{(5,82 * 10^{-11}) + (8,47 * 10^{-14})}{(6,55 * 10^{-11}) + (6,55 * 10^{-11})} = 0,445\text{ gr/cm}^3$$

La densidad para una gota de crudo Oriente es de $0,888\text{ gr/cm}^3$ y para una burbuja aire – crudo es $0,445\text{ gr/cm}^3$, por lo tanto al tener mayor diferencia de densidades con respecto al agua la velocidad de ascenso para una gota de crudo será menor que para una burbuja de aire – crudo, lo cual se demuestra a continuación:

La velocidad de ascenso para una gota de crudo, será:

$$V_t = \frac{1,78^{-6}(\Delta\rho)(dm)^2}{\mu}$$

$$V_t = \frac{1,78^{-6}(1-0,888)(5)^2}{1} = 4,98 * 10^{-6} \text{ ft/seg}$$

La velocidad de ascenso para una burbuja de aire – crudo de 5 μ m de diámetro producido por un sistema de micro burbujas inducidas, será:

$$V_t = \frac{1,78^{-6}(\Delta\rho)(dm)^2}{\mu}$$

$$V_t = \frac{1,78^{-6}(1-0,445)(5)^2}{1} = 2,47 * 10^{-5} \text{ ft/seg}$$

Como se puede ver la velocidad de ascenso para una gota de crudo es de 4,98*10⁻⁶ ft/seg y para una burbuja de aire – crudo de 5 μ m de diámetro es 2,47*10⁻⁵ ft/seg; así se demuestra que la velocidad de ascenso va a aumentar cinco veces, por lo tanto esta es una ventaja que presenta el sistema de separación inducida por micro burbujas.

Ahora se calculará el área de contacto para lo cuál se toma un volumen estándar de un pie cúbico, y burbujas producidas por un sistema de micro burbujas inducidas, el cuál produce burbujas de 5 μ m de diámetro; y una burbuja producida por un sistema de micro burbujas inducidas por gas el cual produce burbujas de 50 μ m de diámetro.

Un volumen de 1ft³ es igual a 28316,84 cm³, y a partir del volumen de una burbuja de aire – petróleo de 5 μ m de diámetro producida por el sistema de separación inducida por micro burbujas que es 6,55*10⁻¹¹ cm³; y una burbuja gas – petróleo de 50 μ m de diámetro producida por el sistema de separación inducida por gas que es 6,55*10⁻⁸ cm³.

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{\text{Volumen estandar}}{\text{Volumen de burbuja}}$$

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{28316,84\text{cm}^3}{6,55 * 10^{-11} \text{cm}^3} = 4,32 * 10^{14}$$

Entonces en un volumen estándar de 1ft³ caben 4,32*10¹⁴ burbujas de aire - petróleo de 5 μ m de diámetro.

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{\text{Volumen estandar}}{\text{Volumen de burbuja}}$$

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{28316,84\text{cm}^3}{6,55 * 10^{-8} \text{cm}^3} = 4,32 * 10^{11}$$

Entonces en un volumen estándar de 1ft³ caben 4,32*10¹¹ burbujas de aire - petróleo de 50 μ m de diámetro.

Las áreas que ocupan cada burbuja producida por los dos sistemas son las siguientes:

Área calculada para una burbuja aire – petróleo de diámetro 5 μm :

$$A = 4 * \pi * r^2$$

$$A = 4 * \pi * (2,5)^2$$

$$A = 78,54 \mu\text{m}^2$$

Área calculada para una burbuja gas – petróleo de diámetro 50 μm :

$$A = 4 * \pi * r^2$$

$$A = 4 * \pi * (25)^2$$

$$A = 7853,98 \mu\text{m}^2$$

Entonces el área de contacto que tendrá cada sistema en un volumen estándar de un pie cúbico será:

Área de contacto que habrá en 1ft³ si se usa burbujas aire – petróleo de 5 μm diámetro:

$$\text{Area de Contacto} = \text{Area de Burbuja} * \text{numero de burbujas}$$

$$\text{Area de Contacto} = 78,54 \mu\text{m}^2 * 4,32 * 10^{14} = 3,39 * 10^{16} \mu\text{m}^2$$

Área de contacto que habrá en 1ft³ si se usa burbujas gas – petróleo de 50 μm diámetro:

$$\text{Area de Contacto} = \text{Area de Burbuja} * \text{numero de burbujas}$$

$$\text{Area de Contacto} = 7853,98 \mu\text{m}^2 * 4,32 * 10^{11} = 3,39 * 10^{15} \mu\text{m}^2$$

Como se puede ver para una burbuja de menor diámetro se tiene más puntos de contacto, lo cual ayudaría a que más burbujas se adhieran y ocasionen un mayor arrastre del crudo hacia la superficie. La relación que existe es de 10:1.

Otro punto importante es la velocidad de ascenso, como se calculo anteriormente la velocidad de ascenso para una burbuja de 5 μm de diámetro es $2,47 * 10^{-5}$ ft/seg; y la velocidad de ascenso para una burbuja de aire – crudo de 50 μm de diámetro será:

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (\Delta\rho)(dm)^2}{\mu}$$

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (1 - 0,445)(50)^2}{1} = 2,47 * 10^{-3} \text{ ft/seg}$$

Como se puede ver la velocidad de ascenso de una burbuja de aire – crudo de 5 μm de diámetro es $2,47 * 10^{-5}$ ft/seg; y la velocidad para una burbuja de gas – crudo de 50 μm de diámetro es $2,47 * 10^{-3}$ ft/seg este aumento en la velocidad ocasiona un problema ya que al tener una alta velocidad de ascenso no va a permitir una buena coalescencia de las partículas de petróleo.

3.4.2 CALCULOS PARA EL CRUDO NAPO DE 19,4° API

Cálculo del volumen y la masa de la burbuja de aire:

da = diámetro de la burbuja de aire, $5\mu\text{m} = 5 * 10^{-4} \text{cm}$

$\rho_a = 1,293 * 10^{-3} \text{gr/cm}^3$

$$V_a = \frac{4}{3} \Pi r^3$$

$$V_a = \frac{4}{3} \Pi (2,5 * 10^{-4})^3 = 6,55 * 10^{-11} \text{cm}^3$$

$$m_a = \rho_a * V_a$$

$$m_a = (1,293 * 10^{-3}) * (6,55 * 10^{-11})$$

$$m_a = 8,47 * 10^{-14} \text{gr}$$

Cálculos del volumen y la masa de una gota de crudo de 19,4°API:

dm = diámetro de la gota de aceite, $5\mu\text{m} = 3 * 10^{-4} \text{cm}$

°API = 19,4

$$V_o = \frac{4}{3} \Pi r^3$$

$$V_o = \frac{4}{3} \Pi (2,5 * 10^{-4})^3 = 6,55 * 10^{-11} \text{cm}^3$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ \text{API}}$$

$$\rho_o = \frac{141,5}{131,5 + 19,4} = 0,937 \text{gr/cm}^3$$

$$m_o = \rho_o * V_o$$

$$m_o = (0,937) * (6,55 * 10^{-11})$$

$$m_o = 6,142 * 10^{-11} \text{gr}$$

La densidad de la combinación de una gota de aceite y una burbuja de aire será:

$$\rho_{oa} = \frac{m_a + m_o}{V_a + V_o}$$

$$\rho_{oa} = \frac{(6,142 * 10^{-11}) + (8,47 * 10^{-14})}{(6,55 * 10^{-11}) + (6,55 * 10^{-11})} = 0,469 \text{gr/cm}^3$$

La densidad para una gota de crudo Napo es de $0,937 \text{gr/cm}^3$ y para una burbuja aire – crudo es $0,469 \text{gr/cm}^3$, por lo tanto al tener mayor diferencia de densidades con respecto al agua la velocidad de ascenso para una gota de crudo será menor que para una burbuja de aire – crudo, lo cual se demuestra a continuación:

La velocidad de ascenso para una gota de crudo, será:

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (\Delta\rho)(dm)^2}{\mu}$$

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (1-0,937)(5)^2}{1} = 2,8 * 10^{-6} \text{ ft/seg}$$

La velocidad de ascenso para una burbuja de aire – crudo de 5 μ m de diámetro producido por un sistema de micro burbujas inducidas, será:

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (\Delta\rho)(dm)^2}{\mu}$$

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (1-0,469)(5)^2}{1} = 2,36 * 10^{-5} \text{ ft/seg}$$

Como se puede ver la velocidad de ascenso para una gota de crudo es de 2,8*10⁻⁶ ft/seg y para una burbuja de aire – crudo de 5 μ m de diámetro es 2,36*10⁻⁵ ft/seg; así se demuestra que la velocidad de ascenso va a aumentar cinco veces, por lo tanto esta es una ventaja que presenta el sistema de separación inducida por micro burbujas.

Ahora se calculará el área de contacto para lo cuál se toma un volumen estándar de un pie cúbico, y burbujas producidas por un sistema de micro burbujas inducidas, el cuál produce burbujas de 5 μ m de diámetro; y una burbuja producida por un sistema de micro burbujas inducidas por gas el cual produce burbujas de 50 μ m de diámetro.

Un volumen de 1ft³ es igual a 28316,84 cm³, y a partir del volumen de una burbuja de aire – petróleo de 5 μ m de diámetro producida por el sistema de separación inducida por micro burbujas que es 6,55*10⁻¹¹ cm³; y una burbuja gas – petróleo de 50 μ m de diámetro producida por el sistema de separación inducida por gas que es 6,55*10⁻⁸ cm³.

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{\text{Volumen estandar}}{\text{Volumen de burbuja}}$$

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{28316,84 \text{ cm}^3}{6,55 * 10^{-11} \text{ cm}^3} = 4,32 * 10^{14}$$

Entonces en un volumen estándar de 1ft³ caben 4,32*10¹⁴ burbujas de aire - petróleo de 5 μ m de diámetro.

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{\text{Volumen estandar}}{\text{Volumen de burbuja}}$$

$$\# \text{ de burbujas} = \frac{28316,84 \text{ cm}^3}{6,55 * 10^{-8} \text{ cm}^3} = 4,32 * 10^{11}$$

Entonces en un volumen estándar de 1ft³ caben 4,32*10¹¹ burbujas de aire - petróleo de 50 μ m de diámetro.

Las áreas que ocupan cada burbuja producida por los dos sistemas son las siguientes:

Área calculada para una burbuja aire – petróleo de diámetro 5 μm :

$$A = 4 * \pi * r^2$$

$$A = 4 * \pi * (2,5)^2$$

$$A = 78,54 \mu\text{m}^2$$

Área calculada para una burbuja gas – petróleo de diámetro 50 μm :

$$A = 4 * \pi * r^2$$

$$A = 4 * \pi * (25)^2$$

$$A = 7853,98 \mu\text{m}^2$$

Entonces el área de contacto que tendrá cada sistema en un volumen estándar de un pie cúbico será:

Área de contacto que habrá en 1ft³ si se usa burbujas aire – petróleo de 5 μm diámetro:

$$\text{Area de Contacto} = \text{Area de Burbuja} * \text{numero de burbujas}$$

$$\text{Area de Contacto} = 78,54 \mu\text{m}^2 * 4,32 * 10^{14} = 3,39 * 10^{16} \mu\text{m}^2$$

Área de contacto que habrá en 1ft³ si se usa burbujas gas – petróleo de 50 μm diámetro:

$$\text{Area de Contacto} = \text{Area de Burbuja} * \text{numero de burbujas}$$

$$\text{Area de Contacto} = 7853,98 \mu\text{m}^2 * 4,32 * 10^{11} = 3,39 * 10^{15} \mu\text{m}^2$$

Como se puede ver para una burbuja de menor diámetro se tiene más puntos de contacto, lo cual ayudaría a que más burbujas se adhieran y ocasionen un mayor arrastre del crudo hacia la superficie. La relación que existe es de 10:1.

Otro punto importante es la velocidad de ascenso, como se calculo anteriormente la velocidad de ascenso para una burbuja de 5 μm de diámetro es $2,47 * 10^{-5}$ ft/seg; y la velocidad de ascenso para una burbuja de aire – crudo de 50 μm de diámetro será:

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (\Delta\rho)(dm)^2}{\mu}$$

$$V_t = \frac{1,78^{-6} (1 - 0,445)(50)^2}{1} = 2,47 * 10^{-3} \text{ ft/seg}$$

Como se puede ver la velocidad de ascenso de una burbuja de aire – crudo de 5 μm de diámetro es $2,47 * 10^{-5}$ ft/seg; y la velocidad para una burbuja de gas – crudo de 50 μm de diámetro es $2,47 * 10^{-3}$ ft/seg este aumento en la velocidad ocasiona un problema ya que al tener una alta velocidad de ascenso no va a permitir una buena coalescencia de las partículas de petróleo.

Como se puede ver en los cálculos anteriores el grado API de petróleo va a afectar en la variación de las densidades y por ende en las velocidades de ascenso, pero al considerar las áreas de contacto están no van a verse afectadas ya que dependen directamente del diámetro de las burbujas.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

Para analizar la parte económica de este proyecto se ha tomado datos de producción de agua y petróleo durante un lapso de tiempo de una Empresa “X” y se analizará considerando las ventajas económicas y técnicas que presentara esta compañía al utilizar la tecnología propuesta de Flotación Inducida por Micro Burbujas.

4.1 DATOS DE OPERACION

Con la producción de agua y petróleo que presenta la Empresa “X” se hará un análisis basado en costos de petróleo actual y futuro, como también en función a costos de tratamiento que esta utilizando la Empresa “X” en este momento comparado con el gasto que haría al incrementar el método propuesto.

4.1.1 PRECIO DEL CRUDO

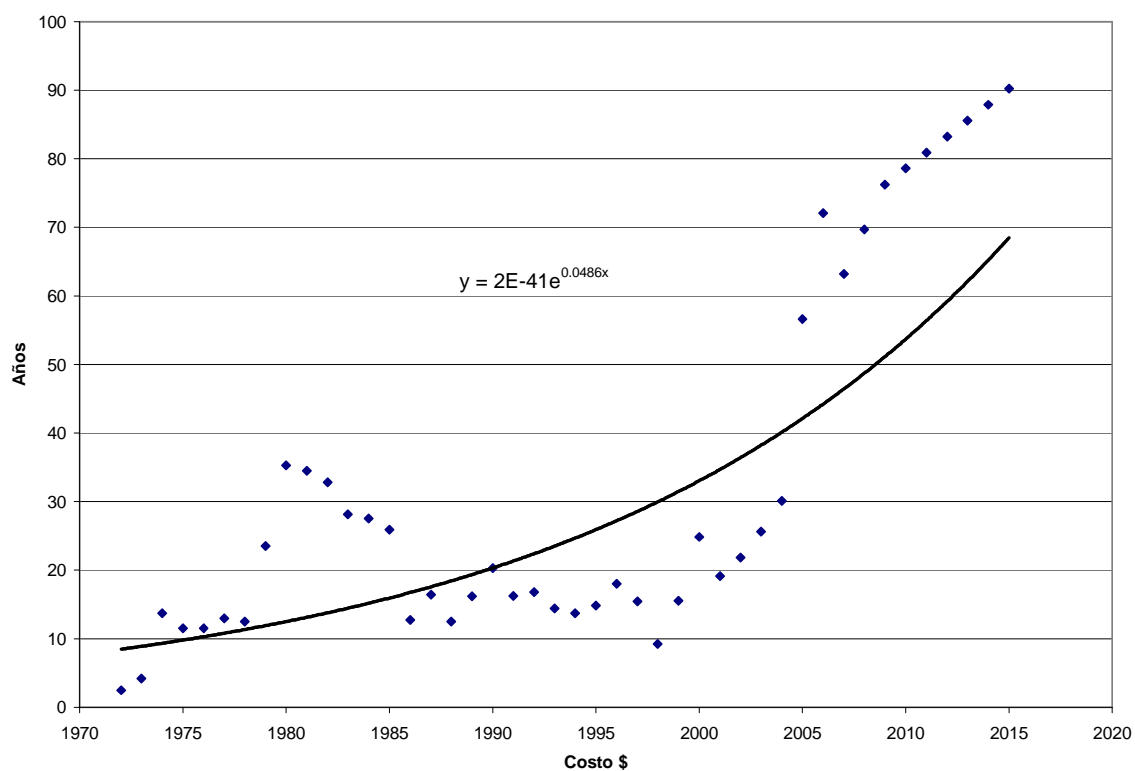
Para determinar el precio futuro del petróleo se ha tomado en cuenta el historial del precio del petróleo desde el año de 1972 como un año referencial hasta el presente, y a partir de este se hará un análisis a partir del crudo WTI (West Texas Intermediate), y las tendencias económicas que se manejan en el mercado hidrocarbúrico.

Tabla 4.1 Costos del Petróleo

Años	Precio del crudo por barril
1972	2.5
1973	4.2
1974	13.7
1975	11.5
1976	11.5
1977	13
1978	12.5
1979	23.5
1980	35.3
1981	34.5
1982	32.8
1983	28.1
1984	27.5
1985	25.9
1986	12.7
1987	16.4
1988	12.5
1989	16.2
1990	20.3
1991	16.22
1992	16.81

1993	14.42
1994	13.68
1995	14.83
1996	18.02
1997	15.45
1998	9.20
1999	15.50
2000	24.87
2001	19.16
2002	21.82
2003	25.66
2004	30.13
2005	56.58
2006	72.06
2007	63.20
2008	69.72
2009	76.25
2010	78.58
2011	80.91
2012	83.24
2013	85.56
2014	87.89
2015	90.22
2016	92.55

Figura 4.1 Estimación del Costo del Petróleo



Como se puede ver el costo por barril de petróleo presenta una gran tendencia al alza, esto ha sido basado en las últimas eventualidades políticas y económicas que han sacudido al mundo.⁷

Para asegurar los datos se ha comparado este cálculo de la tendencia del precio del barril de petróleo con un análisis realizado por Bloomberg, compañía que se dedica al análisis económico de la industria petrolera a nivel mundial, esta compañía dice; “En total, crudo y productos suben en 9,4 millones de barriles hasta situarse un 6 y 4% por encima de los niveles de un año atrás y promedio histórico respectivamente. Las importaciones de crudo suben en 800.000 barriles, hasta un máximo de 11 millones de barriles. La capacidad de refino también aumenta hasta el máximo de 96,3% desde el 94,8%, por lo que el alza del precio del petróleo es inminente”.

Tabla 4.2 Costos del Petróleo BLOOMBERG

AÑO	BRENT (Europa)	WEST TEXAS (EEUU)
2006	68.76	72.98
2007	79.14	81.27
2008	79.52	82.66
2009	79.89	84.04
2010	80.27	85.43
2011	80.65	86.81
2012	81.03	88.20
2013	81.41	89.59
2014	81.79	90.97
2015	82.17	92.36
2016	82.54	93.74
2017	82.92	95.13
2018	83.30	96.52
2019	83.68	97.90
2020	84.06	99.29

Fuente: Bloomberg

Entonces basado en estos datos del costo de petróleo y comparando los datos de la empresa Bloomberg con los datos calculados no hay una variación significativa, entonces se estima que pueda superar los cien dólares por barril en los años siguientes. Para el análisis presente se tomará el costo de petróleo WTI por barril que es 72.98 dólares menos el castigo que tiene el petróleo ecuatoriano que es de 10.25 dólares más el premio que es de 1,06 dólares, así que se ha trabajado con 63.79 dólares como costo por barril⁸.

4.1.2 PRODUCCION DE LA EMPRESA “X”

Se ha tomado los datos de producción de agua y petróleo de la Empresa “X” del Campo “X” desde hace cuatro años atrás hasta la presente fecha; se han tomado 185 pozos de los cuales se encuentran produciendo 67 pozos. También se considera los datos de partículas

por millón de petróleo (9PPM) que esta manejando dicha empresa así como el costo de reinyección por barril de agua (\$1).

Se tomó los datos de producción de agua por cada mes a lo largo de un año, y a partir de las partes por millón (PPM) se determinó el volumen en barriles de petróleo que se están inyectando 9PPM sin aplicar el sistema propuesto, y con el sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas 3PPM. (Anexo 1.3). A continuación se presenta en la tabla 4.3 un resumen de los datos obtenidos para cada mes.

TABLA 4.3 RESUMEN MENSUAL DE DATOS

Mes	Empresa "X" 9 PPM	MBF 3PPM	Ahorro BLS	Ahorro Dólares
Junio 05	42	14	28	2020.80
Julio 05	40	13	27	1935.52
Agosto 05	39	13	26	1850.23
Septiembre 05	37	12	24	1764.95
Octubre 05	35	12	23	1679.66
Noviembre 05	33	11	22	1594.38
Diciembre 05	31	10	21	1509.09
Enero 06	30	10	20	1423.81
Febrero 06	28	9	19	1338.52
Marzo 06	26	9	17	1253.24
Abril 06	24	8	16	1167.95
Mayo 06	23	8	15	1082.67
Junio 06	20	7	13	972.78
TOTAL	408	136	272	19593.60

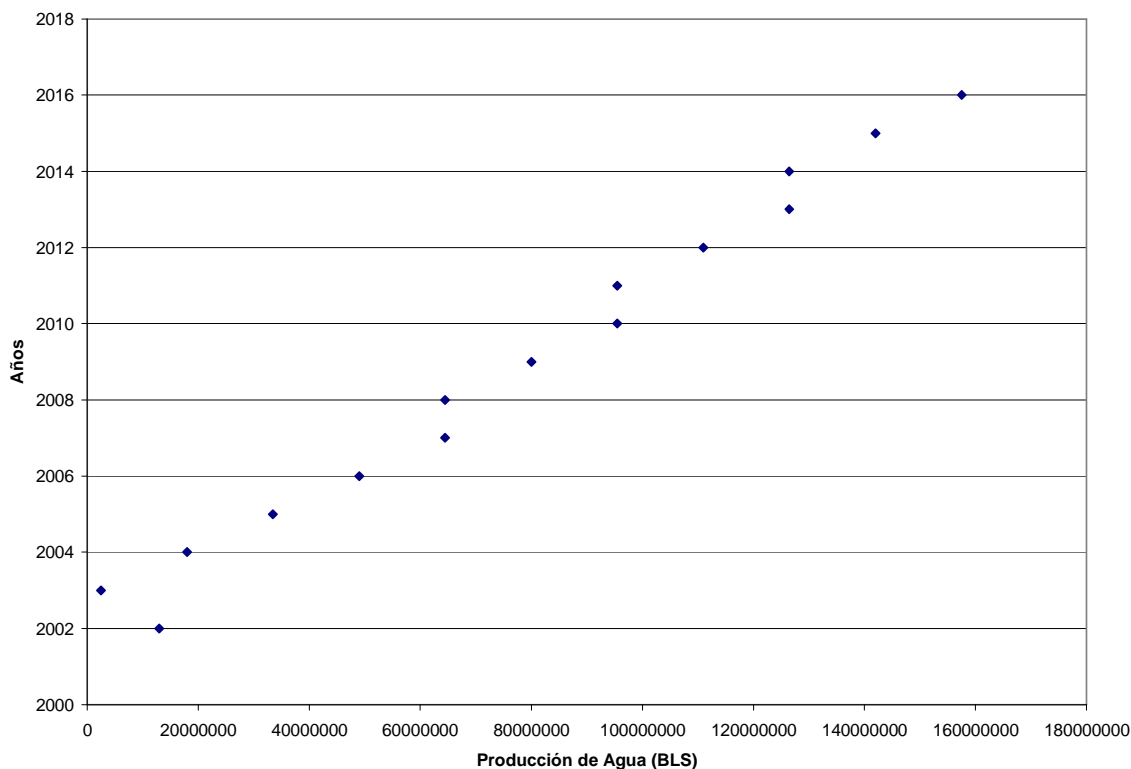
En base a la producción de agua desde cuatro años atrás se presenta la tendencia de dicha producción en la tabla 4.4, y en base a estos datos se hará el análisis a futuro de la eficiencia del sistema propuesto.

TABLA 4.4 PRODUCCION ANUAL DE AGUA

Año	Producción de Agua BLS
2002	13013004.92
2003	2486614.26
2004	17986233.44
2005	33485852.62
2006	48985471.8
2007	64485090.98
2008	64485090.98
2009	79984710.16
2010	95484329.34
2011	95484329.34
2012	110983948.5
2013	126483567.7
2014	126483567.7
2015	141983186.9
2016	157482806.1

En base a esta tendencia de producción de agua se presenta la figura 4.2 la cuál ilustra la tendencia del agua a incrementarse.

Figura 4.2 Tendencia de Producción de Agua



A continuación se presentan los datos de ahorro que se producirían si la Empresa "X" empezaría a utilizar el sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas.

En la tabla 4.5, se presentan valores de agua de producción; el ahorro que se daría al utilizar la tecnología MBF, y los datos sin utilizar esta tecnología, así como el ahorro en dólares hasta el año 2016; a partir de lo cuál se calcula el valor actual y se demuestra que la empresa en la actualidad va a tener un ahorro de 127516.66 dólares

TABLA 4.5 VALOR ACTUAL

Año	Prod. de Agua (BLS)	Empresa "X" (9PPM) (BLS de petróleo)	MBF (3PPM) (BLS de petróleo)	Ahorro (BLS de petróleo)	Precio Petróleo (\$)	Ahorro (\$)	Valor Actual (\$)	Costo del Equipo (\$)	Diferencial (\$)
2002	13013004.92	117.117	39.039	78.08	21.82	1703.7056	207516.66	80000	127516.66
2003	2486614.26	22.38	7.46	14.92	25.66	382.8472			
2004	17986233.44	161.876	53.959	107.92	30.13	3251.6296			
2005	33485852.62	301.373	100.458	200.92	56.58	11368.0536			
2006	48985471.8	440.869	146.956	293.91	72.06	21179.1546			
2007	64485090.98	580.366	193.455	386.91	63.20	24450.77745			
2008	64485090.98	580.366	193.455	386.91	69.72	26976.6549			
2009	79984710.16	719.862	239.954	479.91	76.25	36593.93735			
2010	95484329.34	859.359	286.453	572.91	78.58	45019.2678			
2011	95484329.34	859.359	286.453	572.91	80.91	46353.19325			

2012	110983948.5	998.856	332.952	665.9	83.24	55427.29633
2013	126483567.7	1138.352	379.451	758.9	85.56	64935.2785
2014	126483567.7	1138.352	379.451	758.9	87.89	66702.25067
2015	141983186.9	1277.849	425.95	851.9	90.22	76859.83783
2016	157482806.1	1417.345	472.448	944.9	92.55	87450.495

La Empresa “X” está teniendo una pérdida de 408 barriles (Tabla 4.3) que en dólares significa \$26026.32 al reinyectar agua con 9PPM de petróleo en el año analizado, mientras si se instala el sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas la empresa reduciría su pérdida sustancialmente a 136 barriles (Tabla4.3) que en dólares significa \$8675.44 al año ya que el agua que se reinyectaría tendría solo 3PPM de petróleo; así la Empresa “X” presentaría un ahorro de 17350.88 dólares al año con lo cuál se puede cumplir fácilmente el costo del sistema propuesto.

Antes de entrar en detalle de costos es bueno tener en cuenta las ventajas que nos ofrece este sistema, al utilizarlo se cumpliría con las normativas ambientales, lo cuál sería una gran ventaja, ya que el agua de producción podría ser desechada al medio ambiente y esto disminuiría otro costo que esta teniendo la Empresa “X” al reinyectar el agua, dicho costo es actualmente de un dólar por barril reinyectado, también a futuro se evitaría el problema que está empezando a presentarse sobre la saturación de las formaciones a las cuáles se esta inyectando el agua de producción, dicho problema algún momento podría empezar a afectar a los pozos productores, ya que esta agua esta invadiendo zonas que antes eran potencialmente de petróleo.

El costo del sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas se maneja por volúmenes de agua clarificada, así se presenta en la tabla 4.6 un resumen de costos.

Tabla 4.6 Costos del Sistema MBF

Flujo	Costo
(Bls/día)	(\$)
60000	22000
100000	31000
200000	42000
500000	50000
800000 o más	80000

Este costo incluye:

- El diseño de ingeniería del sistema y su instalación.
- Un sistema computacional de manejo (CFD Comoputational Fliud Dynamics)
- Soporte técnico permanente durante 5 años, y luego un soporte según amerite el caso.
- Salarios de personal, movilización, alimentación, hospedaje.
- Capacitación a personal de la empresa a la que se le brinde el servicio.

Entonces este sistema propuesto sería cancelado en un lapso de 4,6 años, periodo mediante el cuál la Empresa “X” recibiría todos los servicios antes mencionados.

A partir del quinto año la empresa empezaría a percibir ganancias que son directamente proporcionales al costo de barril de petróleo, que como se vio anteriormente tiene una tendencia al alza muy marcada.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El manejo, tratamiento y disposición final del agua de producción es extremadamente importante, por lo que es necesario tener un conocimiento de la legislación y de las normativas ambientales de cada país que se apliquen en estos procesos, para así poder plantear alternativas desde el punto de vista ambiental, técnico y económico.
- Durante el proceso de tratamiento de agua de producción se utiliza muchos procesos químicos, con el sistema propuesto se trata de reducir el uso de estos para evitar así danos al medio ambiente, y al mismo tiempo disminuir el costo de tratamiento de estas aguas.
- Este proceso es limpio ya que no va a producir emanaciones al ambiente y nos ofrece una clarificación del agua de producción superior a otros procesos ya existentes, superándolos técnicamente y económicamente, y llevando el agua a parámetros estandarizados que cumplan con las normativas ambientales de cada país.
- El uso de este sistema reduce el costo y número de filtros utilizados al igual que los químicos para la clarificación de agua de producción lo cuál significa para la empresa un ahorro tanto económico como ambiental.
- Con la ayuda de este sistema se logra disminuir el tiempo de retención de los fluidos y acelerar su separación, ya que al tener la acción de las burbujas de aire, se va a tener una mayor variación en las densidades del petróleo con el agua de producción, aproximadamente cinco veces.
- Con la utilización de este sistema también se va a reducir el costo de horas hombre, ya que en otros procesos se necesita hacer un cambio de filtros más continuo, lo cual desemboca en un costo ya que se debe parar las instalaciones o por lo menos parar el equipo al cual se le va a hacer el mantenimiento.
- La velocidad de ascenso que proporciona el sistema de micro burbujas inducidas MBF al no ser muy elevado ni muy bajo y al proporcionar una gran superficie de contacto ayuda a la clarificación del agua, ya que mejora el arrastre de las partículas de petróleo suspendidas en el agua.
- Al utilizar productos químicos para el tratamiento de agua de producción, estos siempre tienden a reaccionar con lo agua y al mismo tiempo estos afectan a los filtros, lo cuál no ocurre con el sistema de separación inducida por micro burbujas, ya que este no utiliza químicos en su proceso.

5.1 RECOMENDACIONES

- Todo proceso de tratamiento de agua de producción debe cumplir con las normativas ambientales de cada empresa y de cada país, por lo cuál se recomienda basarse en la legislación para cumplir con los parámetros estimados.
- Las características de cada yacimiento son diferentes, al igual que su petróleo y a su vez el agua de producción; por lo cuál se recomienda hacer los análisis de laboratorio necesarios antes de aplicar este o cualquier sistema de tratamiento de agua de producción.
- Se recomienda realizar un estudio de factibilidad en una instalación de facilidades de producción existente para así poder evaluar técnica y económicamente los beneficios del sistema de separación inducida por micro burbujas en el país.
- El sistema de Flotación Inducida por Micro Burbujas es recomendable para empresas que manejen altos volúmenes de agua, ya que así el sistema sería mucho más rentable.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Burgos Zambrano, A., Selección de alternativas técnicas para optimizar la separación de agua y petróleo en una estación de producción "X", Universidad Central del Ecuador, (1996). Quito – Ecuador, Pag 77.
2. Arnold K., Stewart M., Surface production operations volume 1, Design of oil-handling systems and facilities, (1991). Houston – Texas, Pag 30 – 47.
3. GLR Solutions, Presentación Corporativa, CD interactivo, Marzo 2003
4. Romo L., Emulsiones: Fundamentos fisicoquímicos, formulación y aplicaciones, (1993). Quito – Ecuador, Pag 180 – 183
5. Romo L., Emulsiones: Fundamentos fisicoquímicos, formulación y aplicaciones, (1993). Quito – Ecuador, Pag 176
6. Forrest F., Craig Jr., Aspectos de ingeniería de la inyección de agua, Monografía volumen 3, (1982). Dallas – Texas, Capitulo II, Pag 4.
7. <http://www.mem.gob.ve/preciopetroleo/index.php>
8. PETROCOMERCIAL

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- Arnold K., Stewart M., Surface production operations volume 1, Design of oil-handling systems and facilities, (1991). Houston – Texas
- Backer Hughes. Oilfield emulsion technology compresive.
- Bermeo Bravo O., Análisis y optimización de los sistemas de separación en las facilidades de producción del campo Libertador, Escuela Politécnica Nacional, (1997). Quito – Ecuador
- Burgos Zambrano, A., Selección de alternativas técnicas para optimizar la separación de agua y petróleo en una estación de producción “X”, Universidad Central del Ecuador, (1996). Quito – Ecuador
- City Investing Co. Ltd., Operaciones de campo – separadores convencionales, (1999).
- City Investing Co. Ltd., Operaciones de campo – procedimientos y equipos de separación, (1999).
- City Investing Co. Ltd., Análisis de Emulsiones, (1999).
- City Investing Co. Ltd., Tratamiento y desecho de agua residual, (1999).
- City Investing Co. Ltd., Operaciones de campo – selección y operación de separadores, (1999).
- City Investing Co. Ltd., Potential environmental impacts of liquids, (1999).
- City Investing Co. Ltd., Glosario de términos, (1999).
- Craft, B., Hawkins M., Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos, (1968). N.J – EE.UU
- Fierro D., Plan para el tratamiento, manejo y disposición final de los fluidos de perforación y de reacondicionamiento en el bloque Tarapoa, Escuela Politécnica Nacional, (2002). Quito – Ecuador
- Forrest F., Craig Jr., Aspectos de ingeniería de la inyección de agua, Monografía volumen 3, (1982). Dallas – Texas
- Giralt J., Separación y recuperación de hidrocarburos, (1984).
- GLR Solutions, Presentación Corporativa, CD interactivo, Marzo 2003.
- Lizano R., Optimización de los separadores de petróleo automatizados en la estación central del campo Sacha, Escuela Politécnica Nacional, (2001). Quito – Ecuador.
- Narvárez L., E-INPSA, Curso de capacitación: Ingeniería plus safety facilidades de producción I
- Patton C., Applied water technology, (1995). Dallas - Texas
- Perry J., Manual del ingeniero químico tomo I, (1966). México
- Perry J., Manual del ingeniero químico tomo II, (1966). México
- Petroecuador, Proyecto de investigación: formulación de emulsiones de petróleos pesados – agua INFORME FINAL, (1993).
- Romo L., Emulsiones: Fundamentos fisicoquímicos, formulación y aplicaciones, (1993). Quito - Ecuado
- Southern Alberta Institute of Tecchnology, Emulsions, (1991).
- Southern Alberta Institute of Tecchnology, Oil treating-introducction, (1993).
- Wuithier P., El petróleo refino y tratamiento químico tomo I, (1971). Madrid – España

ANEXOS

ANEXO 1.1

TABLAS DE CONVERSION DE UNIDADES

Unidades de Volumen	
1bl	42 gal
1bl	5,61458 pie ³
1pie ³	7,4805 gal
1pie ³	0,178108 bl
1m ³	6,2898 bl
1gal	3785,43 cm ³

Unidades de Peso	
1oz	28,34953 gr
1lb	453,59243 gr
1lb	16 oz
1g	0,001 kg

Unidades de Longitud	
1pie	12 pulgadas
1pie	30,48 cm
1pie	0,348 m
1pie	304800 μm
1pulgada	2,54 cm
1pulgads	0,254 m
1pulgada	25400 μm
1cm	10000 μm
1m	1000000 μm

Unidades de Densidad	
1g por cm ³	62,428 lb/pie ³
1g por cm ³	8,3455 lb/gal
1g por cm ³	350,51 lb/bl
1lb por pie ³	0,0160184 gr/cm ³

ANEXO 1.2**SIMBOLOS EMPLEADOS EN ESTE PROYECTO DE TITULACION**

γ : Tensión superficial

ΔP : Variación de Presión

r: Radio de las micro esferas

V_t : Velocidad

d_m : Diámetro de la gota, micrones

$\Delta S.G.$: Diferencia entre las gravedades específicas entre el agua y el aceite

μ : Viscosidad dinámica de la fase continua

dw: Diferencial de trabajo

da: Diferencial de área

θ : Angulo de contacto

σ : Tensión interfacial

σ_{os} : Tensión interfacial petróleo-sólido

σ_{ws} : Tensión interfacial agua-sólido

σ_{ow} : Tensión interfacial petróleo-agua

ρ_o : Densidad relativa del petróleo

ρ_w : Densidad del agua

ρ_a : Densidad del aire

m_w : Masa de agua

m_a : Masa de aire

m_o : Masa de petróleo

V_a : Volumen de aire

V_w : Volumen de agua

V_0 : Volumen de petróleo

PPM: Partes por millón

RPM: Revoluciones por minuto

BAPD: Barriles de agua producida por día

CEPE: Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana

RAOH: Reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas

CPI: Platinas corrugadas

GLR: Generador de burbujas por reacción gas líquido

MBF: Proceso de separación por flotación inducido con microburbujas

IGF=ISF: Flotación inducida por gas

ANEXO 1.3

DATOS DE PRODUCCIÓN

JUNIO 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	Api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	27902	34625	0.31162203	0.10387401
3	BASAL TENA		499	22	26000	39116	0.35204103	0.11734701
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	24140	28695	0.25825482	0.08608494
					78042	102435	0.92	0.31
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	15992	36208	0.32587164	0.10862388
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					15992	36208	0.33	0.11
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	35831	129547	1.16592426	0.38864142
35	ARENA T		123	28	14249	120223	1.08200646	0.36066882
36	ARENA T	01/04/00	33	25				
37	ARENA T	01/10/97	832	29				

38	ARENA T		294	31	19585	27958	0.25162011	0.08387337
39	ARENA T	01/03/00	1521	31				
40	ARENA T		891	30	38228	89761	0.80784513	0.26928171
41	ARENA T		298	26	19721	45914	0.41322609	0.13774203
42	ARENA T	01/09/02	221	31				
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1				
44	ARENA T		276	31	19030	62343	0.56109105	0.18703035
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7				
46	ARENA T	01/10/94	2412	31				
47	ARENA T	30/04/05	927	27				
48	ARENA T		291	27	19495	56624	0.50961807	0.16987269
49	ARENA T	01/01/98	205	30				
50	ARENA T	01/12/98	186	25				
51	ARENA T		15	22.3	10444	28056	0.25250265	0.08416755
52	ARENA T		503	30	26126	43545	0.39190635	0.13063545
53	ARENA T		1942	30	71012	51390	0.46250811	0.15416937
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2				
55	ARENA T		602	28	29201	43202	0.3888162	0.1296054
56	ARENA T	01/01/95	351	32				
57	ARENA T	01/12/97	66	32				
58	ARENA T		443	28	24243	38696	0.34826328	0.11608776
59	ARENA T		351	31	21354	53380	0.48041901	0.16013967
60	ARENA T	04/07/04	392	26				
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5				
62	ARENA T		1033	31	42651	156829	1.41146343	0.47048781
63	ARENA T	01/01/00	1658	31				
64	ARENA T		1455	25	55829	85638	0.77074182	0.25691394
65	ARENA T		257	30	18433	32337	0.29103516	0.09701172
66	ARENA T	01/03/97	432	31				
67	ARENA T		758	28	33886	98281	0.88453134	0.29484378
68	ARENA T		689	30	23647	69771	0.62793621	0.20931207
69	ARENA T		1047	23	43077	116170	1.04552991	0.34850997
70	ARENA T	01/07/99	866	29				
71	ARENA T	17/02/04	710	32				
72	ARENA T		712	28	32638	153840	1.38455937	0.46151979
73	ARENA T	12/05/03	741	31				
74	ARENA T	01/07/02	645	30				
75	ARENA T	01/03/00	1626	30				
76	ARENA T	05/08/05	260	29				
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8				
78	ARENA T		752	31	33892	56532	0.50878818	0.16959606
79	ARENA T		405	29	23055	57350	0.51614802	0.17204934
80	ARENA T	01/08/98	478	31				
81	ARENA T	01/11/96	155	28				
82	ARENA T	01/02/05	581	29				
83	ARENA T	01/12/02	182	30				
84	ARENA T		974	30	40823	34954	0.31458987	0.10486329
85	ARENA T	01/11/00	115	24				
86	ARENA T	01/09/02	205	28				
87	ARENA T		1354	29	51311	32364	0.29127348	0.09709116
					747761	1684705	15.16	5.05
88	TS+TI		648	27	29764	96478	0.86830632	0.28943544
89	TS+TI		616	31	29633	40641	0.36576459	0.12192153

90	TS+TI		537	29	27177	109734	0.9876096	0.3292032
91	TS+TI		696	28	32126	120445	1.08400536	0.36133512
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	49081	118076	1.0626831	0.3542277
					167780	485374	4.37	1.46
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	12427	28176	0.25358328	0.08452776
					12427	28176	0.25	0.08
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	42109	101808	0.91626894	0.30542298
101	T SUPERIOR		888	28	38122	92506	0.83255742	0.27751914
102	T SUPERIOR		966	23	40572	28434	0.25590321	0.08530107
103	T SUPERIOR		348	32.5	21202	32448	0.2920302	0.0973434
					142005	255196	2.30	0.77
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	21915	88277	0.79448868	0.26482956
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	18414	41466	0.37319742	0.12439914
112	ARENA U		514	28	26445	30874	0.27786834	0.09262278
113	ARENA U		136	28	14651	45948	0.41352858	0.13784286
114	ARENA U		885	24	38036	28097	0.25287354	0.08429118
115	ARENA U		354	17	21449	41882	0.37693404	0.12564468
116	ARENA U		117	21	14050	32860	0.29574252	0.09858084
117	ARENA U		222	23.8	17307	29988	0.26988804	0.08996268
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	23615	36267	0.32640714	0.10880238
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	26646	28082	0.25273881	0.08424627
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	43081	29180	0.26261685	0.08753895
127	ARENA U		581	26	28549	31802	0.28621881	0.09540627
128	ARENA U		858	26	36290	28079	0.25271487	0.08423829
129	ARENA U		252	28	18288	41843	0.37658367	0.12552789
130	ARENA U		978	26	40938	28064	0.25257771	0.08419257
131	ARENA U		391	16	22610	42153	0.37937754	0.12645918
132	ARENA U		1547	27	58683	60007	0.54006444	0.18002148
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	31571	28097	0.25287093	0.08429031
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	25538	32088	0.28879146	0.09626382
138	ARENA U		351	29	21383	56063	0.50457024	0.16819008

139	ARENA U		937	25.6	39667	30021	0.27018828	0.09006276
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	25638	29511	0.26560062	0.08853354
143	ARENA U		268	27	18774	40381	0.36342603	0.12114201
144	ARENA U		1236	20	49000	37468	0.33721326	0.11240442
145	ARENA U		509	26	22369	28582	0.25723755	0.08574585
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					704905	947080	8.52	2.84
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	28313	129333	1.16399358	0.38799786
150	US+UI		725	28	33027	33475	0.30127482	0.10042494
					61340	162808	1.47	0.49
151	U+T+G2		1153	28	46402	104325	0.93892068	0.31297356
152	U+T+G2		1553	26	58885	221762	1.99585377	0.66528459
					105286	326086	2.93	0.98
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	16429	39525	0.35572212	0.11857404
					16429	39525	0.36	0.12
156	U SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	22829	38407	0.34565967	0.11521989
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	23949	82018	0.73816128	0.24605376
162	U+T		156	28	15295	51722	0.46549368	0.15516456
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	23749	81220	0.7309764	0.2436588
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	24937	79365	0.71428203	0.23809401
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	37515	76024	0.68421753	0.22807251
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	60548	49310	0.44379324	0.14793108
172	U+T		95	26.2	13338	31828	0.28645263	0.09548421
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	36422	66853	0.60167835	0.20055945
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	40405	49547	0.445923	0.148641
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					298987	606293	5.46	1.82
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				
185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5				

		0	0	0.00	0.00
		2428996	4673885	42	14.0

JULIO 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	26956	32096	0.28886193	0.09628731
3	BASAL TENA		499	22	25055	36587	0.32928093	0.10976031
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	23194 75206	26166 94849	0.23549472 0.85	0.07849824 0.28
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	15047	33679	0.30311154	0.10103718
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					15047	33679	0.30	0.10
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	34886	127018	1.14316416	0.38105472
35	ARENA T		123	28	13304	117694	1.05924636	0.35308212
36	ARENA T	01/04/00	33	25				
37	ARENA T	01/10/97	832	29				

38	ARENA T		294	31	18639	25429	0.22886001	0.07628667
39	ARENA T	01/03/00	1521	31				
40	ARENA T		891	30	37283	87232	0.78508503	0.26169501
41	ARENA T		298	26	18776	43385	0.39046599	0.13015533
42	ARENA T	01/09/02	221	31				
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1				
44	ARENA T		276	31	18085	59815	0.53833095	0.17944365
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7				
46	ARENA T	01/10/94	2412	31				
47	ARENA T	30/04/05	927	27				
48	ARENA T		291	27	18550	54095	0.48685797	0.16228599
49	ARENA T	01/01/98	205	30				
50	ARENA T	01/12/98	186	25				
51	ARENA T		15	22.3	9499	25527	0.22974255	0.07658085
52	ARENA T		503	30	25181	41016	0.36914625	0.12304875
53	ARENA T		1942	30	70067	48861	0.43974801	0.14658267
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2				
55	ARENA T		602	28	28256	40673	0.3660561	0.1220187
56	ARENA T	01/01/95	351	32				
57	ARENA T	01/12/97	66	32				
58	ARENA T		443	28	23298	36167	0.32550318	0.10850106
59	ARENA T		351	31	20408	50851	0.45765891	0.15255297
60	ARENA T	04/07/04	392	26				
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5				
62	ARENA T		1033	31	41706	154300	1.38870333	0.46290111
63	ARENA T	01/01/00	1658	31				
64	ARENA T		1455	25	54883	83109	0.74798172	0.24932724
65	ARENA T		257	30	17488	29808	0.26827506	0.08942502
66	ARENA T	01/03/97	432	31				
67	ARENA T		758	28	32941	95752	0.86177124	0.28725708
68	ARENA T		689	30	22702	67242	0.60517611	0.20172537
69	ARENA T		1047	23	42131	113641	1.02276981	0.34092327
70	ARENA T	01/07/99	866	29				
71	ARENA T	17/02/04	710	32				
72	ARENA T		712	28	31692	151311	1.36179927	0.45393309
73	ARENA T	12/05/03	741	31				
74	ARENA T	01/07/02	645	30				
75	ARENA T	01/03/00	1626	30				
76	ARENA T	05/08/05	260	29				
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8				
78	ARENA T		752	31	32947	54003	0.48602808	0.16200936
79	ARENA T		405	29	22110	54821	0.49338792	0.16446264
80	ARENA T	01/08/98	478	31				
81	ARENA T	01/11/96	155	28				
82	ARENA T	01/02/05	581	29				
83	ARENA T	01/12/02	182	30				
84	ARENA T		974	30	39877	32426	0.29182977	0.09727659
85	ARENA T	01/11/00	115	24				
86	ARENA T	01/09/02	205	28				
87	ARENA T		1354	29	50366	29835	0.26851338	0.08950446
					725073	1624011	14.62	4.87
88	TS+TI		648	27	28819	93950	0.84554622	0.28184874
89	TS+TI		616	31	28687	38112	0.34300449	0.11433483

90	TS+TI		537	29	26231	107206	0.9648495	0.3216165
91	TS+TI		696	28	31181	117916	1.06124526	0.35374842
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	48135	115547	1.039923	0.346641
					163054	472730	4.25	1.42
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	11482	25647	0.23082318	0.07694106
					11482	25647	0.23	0.08
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	41163	99279	0.89350884	0.29783628
101	T SUPERIOR		888	28	37177	89977	0.80979732	0.26993244
102	T SUPERIOR		966	23	39627	25905	0.23314311	0.07771437
103	T SUPERIOR		348	32.5	20256	29919	0.2692701	0.0897567
					138224	245080	2.21	0.74
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	20969	85748	0.77172858	0.25724286
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	17469	38937	0.35043732	0.11681244
112	ARENA U		514	28	25499	28345	0.25510824	0.08503608
113	ARENA U		136	28	13706	43419	0.39076848	0.13025616
114	ARENA U		885	24	37091	25568	0.23011344	0.07670448
115	ARENA U		354	17	20503	39353	0.35417394	0.11805798
116	ARENA U		117	21	13105	30331	0.27298242	0.09099414
117	ARENA U		222	23.8	16362	27459	0.24712794	0.08237598
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	22669	33739	0.30364704	0.10121568
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	25701	25553	0.22997871	0.07665957
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	42135	26651	0.23985675	0.07995225
127	ARENA U		581	26	27603	29273	0.26345871	0.08781957
128	ARENA U		858	26	35345	25551	0.22995477	0.07665159
129	ARENA U		252	28	17342	39314	0.35382357	0.11794119
130	ARENA U		978	26	39993	25535	0.22981761	0.07660587
131	ARENA U		391	16	21665	39624	0.35661744	0.11887248
132	ARENA U		1547	27	57737	57478	0.51730434	0.17243478
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	30626	25568	0.23011083	0.07670361
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	24593	29559	0.26603136	0.08867712
138	ARENA U		351	29	20438	53534	0.48181014	0.16060338

139	ARENA U		937	25.6	38722	27492	0.24742818	0.08247606
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	24693	26982	0.24284052	0.08094684
143	ARENA U		268	27	17828	37852	0.34066593	0.11355531
144	ARENA U		1236	20	48054	34939	0.31445316	0.10481772
145	ARENA U		509	26	21423	26053	0.23447745	0.07815915
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					681271	883857	7.95	2.65
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	27368	126804	1.14123348	0.38041116
150	US+UI		725	28	32082	30946	0.27851472	0.09283824
					59449	157750	1.42	0.47
151	U+T+G2		1153	28	45456	101796	0.91616058	0.30538686
152	U+T+G2		1553	26	57939	219233	1.97309367	0.65769789
					103396	321028	2.89	0.96
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	15484	36996	0.33296202	0.11098734
					15484	36996	0.33	0.11
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	21884	35878	0.32289957	0.10763319
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	23003	79489	0.71540118	0.23846706
162	U+T		156	28	14349	49193	0.44273358	0.14757786
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	22804	78691	0.7082163	0.2360721
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	23992	76836	0.69152193	0.23050731
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	36569	73495	0.66145743	0.22048581
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	59602	46781	0.42103314	0.14034438
172	U+T		95	26.2	12393	29299	0.26369253	0.08789751
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	35477	64324	0.57891825	0.19297275
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	39460	47018	0.4231629	0.1410543
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					289534	581004	5.23	1.74
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				
185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5				

0	0	0.00	0.00
2352424	4476631	40	13.4

AGOSTO 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	26011	29567	0.26610183	0.08870061
3	BASAL TENA		499	22	24110	34058	0.30652083	0.10217361
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	22249 72370	23637 87262	0.21273462 0.79	0.07091154 0.26
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5	0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	14101	31150	0.28035144	0.09345048
15	U+G2	01/05/95	1382	31	14101	31150	0.28	0.09
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	33940	124489	1.12040406	0.37346802
35	ARENA T		123	28	12358	115165	1.03648626	0.34549542
36	ARENA T	01/04/00	33	25				
37	ARENA T	01/10/97	832	29				

38	ARENA T		294	31	17694	22900	0.20609991	0.06869997
39	ARENA T	01/03/00	1521	31				
40	ARENA T		891	30	36337	84703	0.76232493	0.25410831
41	ARENA T		298	26	17830	40856	0.36770589	0.12256863
42	ARENA T	01/09/02	221	31				
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1				
44	ARENA T		276	31	17139	57286	0.51557085	0.17185695
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7				
46	ARENA T	01/10/94	2412	31				
47	ARENA T	30/04/05	927	27				
48	ARENA T		291	27	17605	51566	0.46409787	0.15469929
49	ARENA T	01/01/98	205	30				
50	ARENA T	01/12/98	186	25				
51	ARENA T		15	22.3	8553	22998	0.20698245	0.06899415
52	ARENA T		503	30	24235	38487	0.34638615	0.11546205
53	ARENA T		1942	30	69121	46332	0.41698791	0.13899597
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2				
55	ARENA T		602	28	27311	38144	0.343296	0.114432
56	ARENA T	01/01/95	351	32				
57	ARENA T	01/12/97	66	32				
58	ARENA T		443	28	22353	33638	0.30274308	0.10091436
59	ARENA T		351	31	19463	48322	0.43489881	0.14496627
60	ARENA T	04/07/04	392	26				
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5				
62	ARENA T		1033	31	40761	151771	1.36594323	0.45531441
63	ARENA T	01/01/00	1658	31				
64	ARENA T		1455	25	53938	80580	0.72522162	0.24174054
65	ARENA T		257	30	16542	27279	0.24551496	0.08183832
66	ARENA T	01/03/97	432	31				
67	ARENA T		758	28	31996	93223	0.83901114	0.27967038
68	ARENA T		689	30	21756	64713	0.58241601	0.19413867
69	ARENA T		1047	23	41186	111112	1.00000971	0.33333657
70	ARENA T	01/07/99	866	29				
71	ARENA T	17/02/04	710	32				
72	ARENA T		712	28	30747	148782	1.33903917	0.44634639
73	ARENA T	12/05/03	741	31				
74	ARENA T	01/07/02	645	30				
75	ARENA T	01/03/00	1626	30				
76	ARENA T	05/08/05	260	29				
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8				
78	ARENA T		752	31	32001	51474	0.46326798	0.15442266
79	ARENA T		405	29	21164	52292	0.47062782	0.15687594
80	ARENA T	01/08/98	478	31				
81	ARENA T	01/11/96	155	28				
82	ARENA T	01/02/05	581	29				
83	ARENA T	01/12/02	182	30				
84	ARENA T		974	30	38932	29897	0.26906967	0.08968989
85	ARENA T	01/11/00	115	24				
86	ARENA T	01/09/02	205	28				
87	ARENA T		1354	29	49420	27306	0.24575328	0.08191776
					702385	1563318	14.07	4.69
88	TS+TI		648	27	27874	91421	0.82278612	0.27426204
89	TS+TI		616	31	27742	35583	0.32024439	0.10674813

90	TS+TI		537	29	25286	104677	0.9420894	0.3140298
91	TS+TI		696	28	30235	115387	1.03848516	0.34616172
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	47190	113018	1.0171629	0.3390543
					158327	460085	4.14	1.38
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	10537	23118	0.20806308	0.06935436
					10537	23118	0.21	0.07
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	40218	96750	0.87074874	0.29024958
101	T SUPERIOR		888	28	36232	87449	0.78703722	0.26234574
102	T SUPERIOR		966	23	38682	23376	0.21038301	0.07012767
103	T SUPERIOR		348	32.5	19311	27390	0.24651	0.08217
					134442	234964	2.11	0.70
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	20024	83219	0.74896848	0.24965616
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	16524	36409	0.32767722	0.10922574
112	ARENA U		514	28	24554	25816	0.23234814	0.07744938
113	ARENA U		136	28	12761	40890	0.36800838	0.12266946
114	ARENA U		885	24	36145	23039	0.20735334	0.06911778
115	ARENA U		354	17	19558	36824	0.33141384	0.11047128
116	ARENA U		117	21	12159	27802	0.25022232	0.08340744
117	ARENA U		222	23.8	15416	24930	0.22436784	0.07478928
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	21724	31210	0.28088694	0.09362898
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	24755	23024	0.20721861	0.06907287
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	41190	24122	0.21709665	0.07236555
127	ARENA U		581	26	26658	26744	0.24069861	0.08023287
128	ARENA U		858	26	34399	23022	0.20719467	0.06906489
129	ARENA U		252	28	16397	36785	0.33106347	0.11035449
130	ARENA U		978	26	39047	23006	0.20705751	0.06901917
131	ARENA U		391	16	20719	37095	0.33385734	0.11128578
132	ARENA U		1547	27	56792	54949	0.49454424	0.16484808
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	29681	23039	0.20735073	0.06911691
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	23647	27030	0.24327126	0.08109042
138	ARENA U		351	29	19492	51006	0.45905004	0.15301668

139	ARENA U		937	25.6	37777	24963	0.22466808	0.07488936
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	23748	24453	0.22008042	0.07336014
143	ARENA U		268	27	16883	35323	0.31790583	0.10596861
144	ARENA U		1236	20	47109	32410	0.29169306	0.09723102
145	ARENA U		509	26	20478	23524	0.21171735	0.07057245
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					657638	820635	7.39	2.46
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	26422	124275	1.11847338	0.37282446
150	US+UI		725	28	31136	28417	0.25575462	0.08525154
					57559	152692	1.37	0.46
151	U+T+G2		1153	28	44511	99267	0.89340048	0.29780016
152	U+T+G2		1553	26	56994	216704	1.95033357	0.65011119
					101505	315970	2.84	0.95
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	14539	34467	0.31020192	0.10340064
					14539	34467	0.31	0.10
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	20938	33349	0.30013947	0.10004649
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	22058	76960	0.69264108	0.23088036
162	U+T		156	28	13404	46664	0.41997348	0.13999116
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	21858	76162	0.6854562	0.2284854
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	23047	74307	0.66876183	0.22292061
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	35624	70966	0.63869733	0.21289911
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	58657	44253	0.39827304	0.13275768
172	U+T		95	26.2	11448	26770	0.24093243	0.08031081
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	34531	61795	0.55615815	0.18538605
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	38515	44489	0.4004028	0.1334676
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					280080	555715	5.00	1.67
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				
185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5				

			0	0	0.00	0.00
			2275853	4279377	39	12.8

SEPTIEMBRE 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	25066	27038	0.24334173	0.08111391
3	BASAL TENA		499	22	23164	31529	0.28376073	0.09458691
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	21304 69534	21108 79675	0.18997452 0.72	0.06332484 0.24
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5	0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	13156	28621	0.25759134	0.08586378
15	U+G2	01/05/95	1382	31	13156	28621	0.26	0.09
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	32995	121960	1.09764396	0.36588132
35	ARENA T		123	28	11413	112636	1.01372616	0.33790872
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	16749	20371	0.18333981	0.06111327	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	35392	82174	0.73956483	0.24652161	
41	ARENA T		298	26	16885	38327	0.34494579	0.11498193	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	16194	54757	0.49281075	0.16427025	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	16659	49038	0.44133777	0.14711259	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	7608	20469	0.18422235	0.06140745	
52	ARENA T		503	30	23290	35958	0.32362605	0.10787535	
53	ARENA T		1942	30	68176	43803	0.39422781	0.13140927	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	26365	35615	0.3205359	0.1068453	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	21407	31109	0.27998298	0.09332766	
59	ARENA T		351	31	18518	45793	0.41213871	0.13737957	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	39815	149243	1.34318313	0.44772771	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	52993	78051	0.70246152	0.23415384	
65	ARENA T		257	30	15597	24751	0.22275486	0.07425162	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	31050	90695	0.81625104	0.27208368	
68	ARENA T		689	30	20811	62184	0.55965591	0.18655197	
69	ARENA T		1047	23	40241	108583	0.97724961	0.32574987	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	29802	146253	1.31627907	0.43875969	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	31056	48945	0.44050788	0.14683596	
79	ARENA T		405	29	20219	49763	0.44786772	0.14928924	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	37987	27368	0.24630957	0.08210319	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	48475	24777	0.22299318	0.07433106	
					679697	1502624	13.52	4.51	
88	TS+TI		648	27	26928	88892	0.80002602	0.26667534	

89	TS+TI		616	31	26797	33054	0.29748429	0.09916143
90	TS+TI		537	29	24341	102148	0.9193293	0.3064431
91	TS+TI		696	28	29290	112858	1.01572506	0.33857502
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	46245	110489	0.9944028	0.3314676
					153600	447441	4.03	1.34
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	9591	20589	0.18530298	0.06176766
					9591	20589	0.19	0.06
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	39273	94221	0.84798864	0.28266288
101	T SUPERIOR		888	28	35286	84920	0.76427712	0.25475904
102	T SUPERIOR		966	23	37736	20847	0.18762291	0.06254097
103	T SUPERIOR		348	32.5	18366	24861	0.2237499	0.0745833
					130661	224849	2.02	0.67
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	19079	80690	0.72620838	0.24206946
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	15578	33880	0.30491712	0.10163904
112	ARENA U		514	28	23609	23288	0.20958804	0.06986268
113	ARENA U		136	28	11815	38361	0.34524828	0.11508276
114	ARENA U		885	24	35200	20510	0.18459324	0.06153108
115	ARENA U		354	17	18613	34295	0.30865374	0.10288458
116	ARENA U		117	21	11214	25274	0.22746222	0.07582074
117	ARENA U		222	23.8	14471	22401	0.20160774	0.06720258
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	20779	28681	0.25812684	0.08604228
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	23810	20495	0.18445851	0.06148617
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	40245	21593	0.19433655	0.06477885
127	ARENA U		581	26	25713	24215	0.21793851	0.07264617
128	ARENA U		858	26	33454	20493	0.18443457	0.06147819
129	ARENA U		252	28	15452	34256	0.30830337	0.10276779
130	ARENA U		978	26	38102	20477	0.18429741	0.06143247
131	ARENA U		391	16	19774	34566	0.31109724	0.10369908
132	ARENA U		1547	27	55847	52420	0.47178414	0.15726138
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	28735	20510	0.18459063	0.06153021
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	22702	24501	0.22051116	0.07350372

138	ARENA U		351	29	18547	48477	0.43628994	0.14542998
139	ARENA U		937	25.6	36831	22434	0.20190798	0.06730266
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	22802	21924	0.19732032	0.06577344
143	ARENA U		268	27	15938	32794	0.29514573	0.09838191
144	ARENA U		1236	20	46164	29881	0.26893296	0.08964432
145	ARENA U		509	26	19533	20995	0.18895725	0.06298575
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					634005	757412	6.82	2.27
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	25477	121746	1.09571328	0.36523776
150	US+UI		725	28	30191	25888	0.23299452	0.07766484
					55668	147634	1.33	0.44
151	U+T+G2		1153	28	43566	96738	0.87064038	0.29021346
152	U+T+G2		1553	26	56049	214175	1.92757347	0.64252449
					99614	310913	2.80	0.93
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	13593	31938	0.28744182	0.09581394
					13593	31938	0.29	0.10
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	19993	30820	0.27737937	0.09245979
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	21113	74431	0.66988098	0.22329366
162	U+T		156	28	12459	44135	0.39721338	0.13240446
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	20913	73633	0.6626961	0.2208987
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	22101	71778	0.64600173	0.21533391
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	34679	68437	0.61593723	0.20531241
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	57712	41724	0.37551294	0.12517098
172	U+T		95	26.2	10503	24241	0.21817233	0.07272411
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	33586	59266	0.53339805	0.17779935
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	37570	41960	0.3776427	0.1258809
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					270627	530426	4.77	1.59
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					2199281	4082123	37	12.2

OCTUBRE 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	24120	24509	0.22058163	0.07352721
3	BASAL TENA		499	22	22219	29000	0.26100063	0.08700021
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	20358 66698	18579 72089	0.16721442 0.65	0.05573814 0.22
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5	0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	12211	26092	0.23483124	0.07827708
15	U+G2	01/05/95	1382	31	12211	26092	0.23	0.08
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	32050	119432	1.07488386	0.35829462
35	ARENA T		123	28	10468	110107	0.99096606	0.33032202
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	15803	17842	0.16057971	0.05352657	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	34447	79645	0.71680473	0.23893491	
41	ARENA T		298	26	15940	35798	0.32218569	0.10739523	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	15249	52228	0.47005065	0.15668355	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	15714	46509	0.41857767	0.13952589	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	6663	17940	0.16146225	0.05382075	
52	ARENA T		503	30	22345	33430	0.30086595	0.10028865	
53	ARENA T		1942	30	67231	41274	0.37146771	0.12382257	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	25420	33086	0.2977758	0.0992586	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	20462	28580	0.25722288	0.08574096	
59	ARENA T		351	31	17572	43264	0.38937861	0.12979287	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	38870	146714	1.32042303	0.44014101	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	52047	75522	0.67970142	0.22656714	
65	ARENA T		257	30	14652	22222	0.19999476	0.06666492	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	30105	88166	0.79349094	0.26449698	
68	ARENA T		689	30	19866	59655	0.53689581	0.17896527	
69	ARENA T		1047	23	39295	106054	0.95448951	0.31816317	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	28856	143724	1.29351897	0.43117299	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	30111	46416	0.41774778	0.13924926	
79	ARENA T		405	29	19274	47234	0.42510762	0.14170254	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	37041	24839	0.22354947	0.07451649	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	47530	22248	0.20023308	0.06674436	
					657009	1441930	12.98	4.33	
88	TS+TI		648	27	25983	86363	0.77726592	0.25908864	

89	TS+TI		616	31	25851	30525	0.27472419	0.09157473
90	TS+TI		537	29	23395	99619	0.8965692	0.2988564
91	TS+TI		696	28	28345	110329	0.99296496	0.33098832
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	45299	107960	0.9716427	0.3238809
					148874	434796	3.91	1.30
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	8646	18060	0.16254288	0.05418096
					8646	18060	0.16	0.05
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	38327	91692	0.82522854	0.27507618
101	T SUPERIOR		888	28	34341	82391	0.74151702	0.24717234
102	T SUPERIOR		966	23	36791	18318	0.16486281	0.05495427
103	T SUPERIOR		348	32.5	17420	22332	0.2009898	0.0669966
					126880	214733	1.93	0.64
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	18133	78161	0.70344828	0.23448276
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	14633	31351	0.28215702	0.09405234
112	ARENA U		514	28	22663	20759	0.18682794	0.06227598
113	ARENA U		136	28	10870	35832	0.32248818	0.10749606
114	ARENA U		885	24	34255	17981	0.16183314	0.05394438
115	ARENA U		354	17	17667	31766	0.28589364	0.09529788
116	ARENA U		117	21	10269	22745	0.20470212	0.06823404
117	ARENA U		222	23.8	13526	19872	0.17884764	0.05961588
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	19833	26152	0.23536674	0.07845558
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	22865	17966	0.16169841	0.05389947
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	39299	19064	0.17157645	0.05719215
127	ARENA U		581	26	24767	21686	0.19517841	0.06505947
128	ARENA U		858	26	32509	17964	0.16167447	0.05389149
129	ARENA U		252	28	14506	31727	0.28554327	0.09518109
130	ARENA U		978	26	37157	17949	0.16153731	0.05384577
131	ARENA U		391	16	18829	32037	0.28833714	0.09611238
132	ARENA U		1547	27	54901	49892	0.44902404	0.14967468
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	27790	17981	0.16183053	0.05394351
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	21757	21972	0.19775106	0.06591702

138	ARENA U		351	29	17602	45948	0.41352984	0.13784328
139	ARENA U		937	25.6	35886	19905	0.17914788	0.05971596
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	21857	19396	0.17456022	0.05818674
143	ARENA U		268	27	14992	30265	0.27238563	0.09079521
144	ARENA U		1236	20	45218	27353	0.24617286	0.08205762
145	ARENA U		509	26	18587	18466	0.16619715	0.05539905
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					610372	694190	6.25	2.08
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	24532	119217	1.07295318	0.35765106
150	US+UI		725	28	29246	23359	0.21023442	0.07007814
					53777	142576	1.28	0.43
151	U+T+G2		1153	28	42620	94209	0.84788028	0.28262676
152	U+T+G2		1553	26	55103	211646	1.90481337	0.63493779
					97724	305855	2.75	0.92
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	12648	29409	0.26468172	0.08822724
					12648	29409	0.26	0.09
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	19048	28291	0.25461927	0.08487309
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	20167	71902	0.64712088	0.21570696
162	U+T		156	28	11513	41606	0.37445328	0.12481776
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	19968	71104	0.639936	0.213312
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	21156	69249	0.62324163	0.20774721
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	33733	65909	0.59317713	0.19772571
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	56766	39195	0.35275284	0.11758428
172	U+T		95	26.2	9557	21712	0.19541223	0.06513741
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	32641	56738	0.51063795	0.17021265
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	36624	39431	0.3548826	0.1182942
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					261174	505137	4.55	1.52
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					2122709	3884868	35	11.7

NOVIEMBRE 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	23175	21980	0.19782153	0.06594051
3	BASAL TENA		499	22	21274	26471	0.23824053	0.07941351
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	19413	16050	0.14445432	0.04815144
					63862	64502	0.58	0.19
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5	0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	11265	23563	0.21207114	0.07069038
15	U+G2	01/05/95	1382	31	11265	23563	0.21	0.07
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	31104	116903	1.05212376	0.35070792
35	ARENA T		123	28	9522	107578	0.96820596	0.32273532
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	14858	15313	0.13781961	0.04593987	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	33501	77116	0.69404463	0.23134821	
41	ARENA T		298	26	14994	33270	0.29942559	0.09980853	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	14303	49699	0.44729055	0.14909685	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	14769	43980	0.39581757	0.13193919	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	5717	15411	0.13870215	0.04623405	
52	ARENA T		503	30	21399	30901	0.27810585	0.09270195	
53	ARENA T		1942	30	66285	38745	0.34870761	0.11623587	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	24475	30557	0.2750157	0.0916719	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	19517	26051	0.23446278	0.07815426	
59	ARENA T		351	31	16627	40735	0.36661851	0.12220617	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	37925	144185	1.29766293	0.43255431	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	51102	72993	0.65694132	0.21898044	
65	ARENA T		257	30	13706	19693	0.17723466	0.05907822	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	29160	85637	0.77073084	0.25691028	
68	ARENA T		689	30	18920	57126	0.51413571	0.17137857	
69	ARENA T		1047	23	38350	103525	0.93172941	0.31057647	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	27911	141195	1.27075887	0.42358629	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	29165	43888	0.39498768	0.13166256	
79	ARENA T		405	29	18329	44705	0.40234752	0.13411584	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	36096	22310	0.20078937	0.06692979	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	46584	19719	0.17747298	0.05915766	
					634321	1381237	12.43	4.14	
88	TS+TI		648	27	25038	83834	0.75450582	0.25150194	

89	TS+TI		616	31	24906	27996	0.25196409	0.08398803
90	TS+TI		537	29	22450	97090	0.8738091	0.2912697
91	TS+TI		696	28	27399	107801	0.97020486	0.32340162
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	44354	105431	0.9488826	0.3162942
					144147	422152	3.80	1.27
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	7701	15531	0.13978278	0.04659426
					7701	15531	0.14	0.05
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	37382	89163	0.80246844	0.26748948
101	T SUPERIOR		888	28	33396	79862	0.71875692	0.23958564
102	T SUPERIOR		966	23	35846	15789	0.14210271	0.04736757
103	T SUPERIOR		348	32.5	16475	19803	0.1782297	0.0594099
					123098	204618	1.84	0.61
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	17188	75632	0.68068818	0.22689606
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	13688	28822	0.25939692	0.08646564
112	ARENA U		514	28	21718	18230	0.16406784	0.05468928
113	ARENA U		136	28	9925	33303	0.29972808	0.09990936
114	ARENA U		885	24	33309	15453	0.13907304	0.04635768
115	ARENA U		354	17	16722	29237	0.26313354	0.08771118
116	ARENA U		117	21	9323	20216	0.18194202	0.06064734
117	ARENA U		222	23.8	12580	17343	0.15608754	0.05202918
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	18888	23623	0.21260664	0.07086888
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	21919	15438	0.13893831	0.04631277
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	38354	16535	0.14881635	0.04960545
127	ARENA U		581	26	23822	19158	0.17241831	0.05747277
128	ARENA U		858	26	31563	15435	0.13891437	0.04630479
129	ARENA U		252	28	13561	29198	0.26278317	0.08759439
130	ARENA U		978	26	36211	15420	0.13877721	0.04625907
131	ARENA U		391	16	17883	29509	0.26557704	0.08852568
132	ARENA U		1547	27	53956	47363	0.42626394	0.14208798
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	26845	15452	0.13907043	0.04635681
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	20811	19443	0.17499096	0.05833032

138	ARENA U		351	29	16656	43419	0.39076974	0.13025658
139	ARENA U		937	25.6	34941	17376	0.15638778	0.05212926
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	20912	16867	0.15180012	0.05060004
143	ARENA U		268	27	14047	27736	0.24962553	0.08320851
144	ARENA U		1236	20	44273	24824	0.22341276	0.07447092
145	ARENA U		509	26	17642	15937	0.14343705	0.04781235
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					586738	630967	5.68	1.89
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	23586	116688	1.05019308	0.35006436
150	US+UI		725	28	28300	20830	0.18747432	0.06249144
					51887	137519	1.24	0.41
151	U+T+G2		1153	28	41675	91680	0.82512018	0.27504006
152	U+T+G2		1553	26	54158	209117	1.88205327	0.62735109
					95833	300797	2.71	0.90
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	11703	26880	0.24192162	0.08064054
					11703	26880	0.24	0.08
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	18102	25762	0.23185917	0.07728639
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	19222	69373	0.62436078	0.20812026
162	U+T		156	28	10568	39077	0.35169318	0.11723106
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	19022	68575	0.6171759	0.2057253
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	20211	66720	0.60048153	0.20016051
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	32788	63380	0.57041703	0.19013901
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	55821	36666	0.32999274	0.10999758
172	U+T		95	26.2	8612	19184	0.17265213	0.05755071
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	31695	54209	0.48787785	0.16262595
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	35679	36903	0.3321225	0.1107075
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					251721	479848	4.32	1.44
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					2046137	3687614	33	11.1

DICIEMBRE 2005

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	22230	19451	0.17506143	0.05835381
3	BASAL TENA		499	22	20328	23942	0.21548043	0.07182681
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	18468	13522	0.12169422	0.04056474
					61026	56915	0.51	0.17
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5	0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	10320	21035	0.18931104	0.06310368
15	U+G2	01/05/95	1382	31	10320	21035	0.19	0.06
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	30159	114374	1.02936366	0.34312122
35	ARENA T		123	28	8577	105050	0.94544586	0.31514862
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	13913	12784	0.11505951	0.03835317	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	32556	74587	0.67128453	0.22376151	
41	ARENA T		298	26	14049	30741	0.27666549	0.09222183	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	13358	47170	0.42453045	0.14151015	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	13823	41451	0.37305747	0.12435249	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	4772	12882	0.11594205	0.03864735	
52	ARENA T		503	30	20454	28372	0.25534575	0.08511525	
53	ARENA T		1942	30	65340	36216	0.32594751	0.10864917	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	23529	28028	0.2522556	0.0840852	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	18571	23523	0.21170268	0.07056756	
59	ARENA T		351	31	15682	38206	0.34385841	0.11461947	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	36979	141656	1.27490283	0.42496761	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	50157	70465	0.63418122	0.21139374	
65	ARENA T		257	30	12761	17164	0.15447456	0.05149152	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	28214	83108	0.74797074	0.24932358	
68	ARENA T		689	30	17975	54597	0.49137561	0.16379187	
69	ARENA T		1047	23	37405	100997	0.90896931	0.30298977	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	26966	138667	1.24799877	0.41599959	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	28220	41359	0.37222758	0.12407586	
79	ARENA T		405	29	17383	42176	0.37958742	0.12652914	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	35151	19781	0.17802927	0.05934309	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	45639	17190	0.15471288	0.05157096	
					611633	1320543	11.88	3.96	
88	TS+TI		648	27	24092	81305	0.73174572	0.24391524	

89	TS+TI		616	31	23961	25467	0.22920399	0.07640133
90	TS+TI		537	29	21505	94561	0.851049	0.283683
91	TS+TI		696	28	26454	105272	0.94744476	0.31581492
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	43409	102903	0.9261225	0.3087075
					139420	409507	3.69	1.23
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	6755	13003	0.11702268	0.03900756
					6755	13003	0.12	0.04
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	36437	86634	0.77970834	0.25990278
101	T SUPERIOR		888	28	32450	77333	0.69599682	0.23199894
102	T SUPERIOR		966	23	34900	13260	0.11934261	0.03978087
103	T SUPERIOR		348	32.5	15530	17274	0.1554696	0.0518232
					119317	194502	1.75	0.58
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	16243	73103	0.65792808	0.21930936
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	12742	26293	0.23663682	0.07887894
112	ARENA U		514	28	20773	15701	0.14130774	0.04710258
113	ARENA U		136	28	8979	30774	0.27696798	0.09232266
114	ARENA U		885	24	32364	12924	0.11631294	0.03877098
115	ARENA U		354	17	15777	26708	0.24037344	0.08012448
116	ARENA U		117	21	8378	17687	0.15918192	0.05306064
117	ARENA U		222	23.8	11635	14814	0.13332744	0.04444248
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	17943	21094	0.18984654	0.06328218
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	20974	12909	0.11617821	0.03872607
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	37409	14006	0.12605625	0.04201875
127	ARENA U		581	26	22877	16629	0.14965821	0.04988607
128	ARENA U		858	26	30618	12906	0.11615427	0.03871809
129	ARENA U		252	28	12616	26669	0.24002307	0.08000769
130	ARENA U		978	26	35266	12891	0.11601711	0.03867237
131	ARENA U		391	16	16938	26980	0.24281694	0.08093898
132	ARENA U		1547	27	53011	44834	0.40350384	0.13450128
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	25899	12923	0.11631033	0.03877011
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	19866	16915	0.15223086	0.05074362

138	ARENA U		351	29	15711	40890	0.36800964	0.12266988
139	ARENA U		937	25.6	33995	14848	0.13362768	0.04454256
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	19966	14338	0.12904002	0.04301334
143	ARENA U		268	27	13102	25207	0.22686543	0.07562181
144	ARENA U		1236	20	43328	22295	0.20065266	0.06688422
145	ARENA U		509	26	16697	13409	0.12067695	0.04022565
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					563105	567745	5.11	1.70
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	22641	114159	1.02743298	0.34247766
150	US+UI		725	28	27355	18302	0.16471422	0.05490474
					49996	132461	1.19	0.40
151	U+T+G2		1153	28	40730	89151	0.80236008	0.26745336
152	U+T+G2		1553	26	53213	206588	1.85929317	0.61976439
					93942	295739	2.66	0.89
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	10757	24351	0.21916152	0.07305384
					10757	24351	0.22	0.07
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	17157	23233	0.20909907	0.06969969
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	18277	66845	0.60160068	0.20053356
162	U+T		156	28	9623	36548	0.32893308	0.10964436
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	18077	66046	0.5944158	0.1981386
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	19265	64191	0.57772143	0.19257381
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	31843	60851	0.54765693	0.18255231
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	54876	34137	0.30723264	0.10241088
172	U+T		95	26.2	7667	16655	0.14989203	0.04996401
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	30750	51680	0.46511775	0.15503925
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	34734	34374	0.3093624	0.1031208
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					242267	454559	4.09	1.36
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					1969566	3490360	31	10.5

ENERO 2006

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	21284	16922	0.15230133	0.05076711
3	BASAL TENA		499	22	19383	21413	0.19272033	0.06424011
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	17522	10993	0.09893412	0.03297804
					58190	49328	0.44	0.15
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	9375	18506	0.16655094	0.05551698
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					9375	18506	0.17	0.06
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	29214	111845	1.00660356	0.33553452
35	ARENA T		123	28	7632	102521	0.92268576	0.30756192
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	12967	10255	0.09229941	0.03076647	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	31611	72058	0.64852443	0.21617481	
41	ARENA T		298	26	13104	28212	0.25390539	0.08463513	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	12413	44641	0.40177035	0.13392345	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	12878	38922	0.35029737	0.11676579	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	3827	10354	0.09318195	0.03106065	
52	ARENA T		503	30	19509	25843	0.23258565	0.07752855	
53	ARENA T		1942	30	64395	33687	0.30318741	0.10106247	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	22584	25500	0.2294955	0.0764985	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	17626	20994	0.18894258	0.06298086	
59	ARENA T		351	31	14736	35678	0.32109831	0.10703277	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	36034	139127	1.25214273	0.41738091	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	49211	67936	0.61142112	0.20380704	
65	ARENA T		257	30	11816	14635	0.13171446	0.04390482	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	27269	80579	0.72521064	0.24173688	
68	ARENA T		689	30	17030	52068	0.46861551	0.15620517	
69	ARENA T		1047	23	36459	98468	0.88620921	0.29540307	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	26021	136138	1.22523867	0.40841289	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	27275	38830	0.34946748	0.11648916	
79	ARENA T		405	29	16438	39647	0.35682732	0.11894244	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	34205	17252	0.15526917	0.05175639	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	44694	14661	0.13195278	0.04398426	
					588945	1259850	11.34	3.78	
88	TS+TI		648	27	23147	78776	0.70898562	0.23632854	

89	TS+TI		616	31	23015	22938	0.20644389	0.06881463
90	TS+TI		537	29	20559	92032	0.8282889	0.2760963
91	TS+TI		696	28	25509	102743	0.92468466	0.30822822
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	42463	100374	0.9033624	0.3011208
					134694	396863	3.57	1.19
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	5810	10474	0.09426258	0.03142086
					5810	10474	0.09	0.03
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	35491	84105	0.75694824	0.25231608
101	T SUPERIOR		888	28	31505	74804	0.67323672	0.22441224
102	T SUPERIOR		966	23	33955	10731	0.09658251	0.03219417
103	T SUPERIOR		348	32.5	14584	14746	0.1327095	0.0442365
					115536	184386	1.66	0.55
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	15297	70574	0.63516798	0.21172266
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	11797	23764	0.21387672	0.07129224
112	ARENA U		514	28	19827	13172	0.11854764	0.03951588
113	ARENA U		136	28	8034	28245	0.25420788	0.08473596
114	ARENA U		885	24	31419	10395	0.09355284	0.03118428
115	ARENA U		354	17	14831	24179	0.21761334	0.07253778
116	ARENA U		117	21	7433	15158	0.13642182	0.04547394
117	ARENA U		222	23.8	10690	12285	0.11056734	0.03685578
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	16997	18565	0.16708644	0.05569548
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	20029	10380	0.09341811	0.03113937
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	36463	11477	0.10329615	0.03443205
127	ARENA U		581	26	21932	14100	0.12689811	0.04229937
128	ARENA U		858	26	29673	10377	0.09339417	0.03113139
129	ARENA U		252	28	11670	24140	0.21726297	0.07242099
130	ARENA U		978	26	34321	10362	0.09325701	0.03108567
131	ARENA U		391	16	15993	24451	0.22005684	0.07335228
132	ARENA U		1547	27	52065	42305	0.38074374	0.12691458
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	24954	10394	0.09355023	0.03118341
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	18921	14386	0.12947076	0.04315692

138	ARENA U		351	29	14766	38361	0.34524954	0.11508318
139	ARENA U		937	25.6	33050	12319	0.11086758	0.03695586
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	19021	11809	0.10627992	0.03542664
143	ARENA U		268	27	12157	22678	0.20410533	0.06803511
144	ARENA U		1236	20	42382	19766	0.17789256	0.05929752
145	ARENA U		509	26	15751	10880	0.09791685	0.03263895
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					539472	504522	4.54	1.51
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	21696	111630	1.00467288	0.33489096
150	US+UI		725	28	26410	15773	0.14195412	0.04731804
					48105	127403	1.15	0.38
151	U+T+G2		1153	28	39784	86622	0.77959998	0.25986666
152	U+T+G2		1553	26	52267	204059	1.83653307	0.61217769
					92052	290681	2.62	0.87
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	9812	21822	0.19640142	0.06546714
					9812	21822	0.20	0.07
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	16212	20704	0.18633897	0.06211299
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	17331	64316	0.57884058	0.19294686
162	U+T		156	28	8677	34019	0.30617298	0.10205766
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	17132	63517	0.5716557	0.1905519
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	18320	61662	0.55496133	0.18498711
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	30897	58322	0.52489683	0.17496561
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	53930	31608	0.28447254	0.09482418
172	U+T		95	26.2	6721	14126	0.12713193	0.04237731
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	29805	49151	0.44235765	0.14745255
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	33788	31845	0.2866023	0.0955341
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					232814	429270	3.86	1.29
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					1892994	3293106	30	9.9

FEBRERO 2006

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	20339	14393	0.12954123	0.04318041
3	BASAL TENA		499	22	18438	18884	0.16996023	0.05665341
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	16577	8464	0.07617402	0.02539134
					55354	41742	0.38	0.13
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	8429	15977	0.14379084	0.04793028
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					8429	15977	0.14	0.05
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	28268	109316	0.98384346	0.32794782
35	ARENA T		123	28	6686	99992	0.89992566	0.29997522
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	12022	7727	0.06953931	0.02317977	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	30665	69529	0.62576433	0.20858811	
41	ARENA T		298	26	12158	25683	0.23114529	0.07704843	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	11467	42112	0.37901025	0.12633675	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	11933	36393	0.32753727	0.10917909	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	2881	7825	0.07042185	0.02347395	
52	ARENA T		503	30	18563	23314	0.20982555	0.06994185	
53	ARENA T		1942	30	63449	31159	0.28042731	0.09347577	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	21639	22971	0.2067354	0.0689118	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	16681	18465	0.16618248	0.05539416	
59	ARENA T		351	31	13791	33149	0.29833821	0.09944607	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	35089	136598	1.22938263	0.40979421	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	48266	65407	0.58866102	0.19622034	
65	ARENA T		257	30	10870	12106	0.10895436	0.03631812	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	26324	78050	0.70245054	0.23415018	
68	ARENA T		689	30	16084	49539	0.44585541	0.14861847	
69	ARENA T		1047	23	35514	95939	0.86344911	0.28781637	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	25075	133609	1.20247857	0.40082619	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	26329	36301	0.32670738	0.10890246	
79	ARENA T		405	29	15493	37119	0.33406722	0.11135574	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	33260	14723	0.13250907	0.04416969	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	43748	12133	0.10919268	0.03639756	
					566258	1199156	10.79	3.60	
88	TS+TI		648	27	22202	76247	0.68622552	0.22874184	

89	TS+TI		616	31	22070	20409	0.18368379	0.06122793
90	TS+TI		537	29	19614	89503	0.8055288	0.2685096
91	TS+TI		696	28	24563	100214	0.90192456	0.30064152
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	41518	97845	0.8806023	0.2935341
					129967	384218	3.46	1.15
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	4865	7945	0.07150248	0.02383416
					4865	7945	0.07	0.02
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	34546	81576	0.73418814	0.24472938
101	T SUPERIOR		888	28	30560	72275	0.65047662	0.21682554
102	T SUPERIOR		966	23	33010	8202	0.07382241	0.02460747
103	T SUPERIOR		348	32.5	13639	12217	0.1099494	0.0366498
					111754	174271	1.57	0.52
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	14352	68045	0.61240788	0.20413596
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	10852	21235	0.19111662	0.06370554
112	ARENA U		514	28	18882	10643	0.09578754	0.03192918
113	ARENA U		136	28	7089	25716	0.23144778	0.07714926
114	ARENA U		885	24	30473	7866	0.07079274	0.02359758
115	ARENA U		354	17	13886	21650	0.19485324	0.06495108
116	ARENA U		117	21	6487	12629	0.11366172	0.03788724
117	ARENA U		222	23.8	9744	9756	0.08780724	0.02926908
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	16052	16036	0.14432634	0.04810878
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	19083	7851	0.07065801	0.02355267
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	35518	8948	0.08053605	0.02684535
127	ARENA U		581	26	20986	11571	0.10413801	0.03471267
128	ARENA U		858	26	28727	7848	0.07063407	0.02354469
129	ARENA U		252	28	10725	21611	0.19450287	0.06483429
130	ARENA U		978	26	33375	7833	0.07049691	0.02349897
131	ARENA U		391	16	15047	21922	0.19729674	0.06576558
132	ARENA U		1547	27	51120	39776	0.35798364	0.11932788
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	24009	7866	0.07079013	0.02359671
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	17975	11857	0.10671066	0.03557022

138	ARENA U		351	29	13820	35832	0.32248944	0.10749648
139	ARENA U		937	25.6	32105	9790	0.08810748	0.02936916
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	18076	9280	0.08351982	0.02783994
143	ARENA U		268	27	11211	20149	0.18134523	0.06044841
144	ARENA U		1236	20	41437	17237	0.15513246	0.05171082
145	ARENA U		509	26	14806	8351	0.07515675	0.02505225
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					515839	441300	3.97	1.32
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	20750	109101	0.98191278	0.32730426
150	US+UI		725	28	25464	13244	0.11919402	0.03973134
					46215	122345	1.10	0.37
151	U+T+G2		1153	28	38839	84093	0.75683988	0.25227996
152	U+T+G2		1553	26	51322	201530	1.81377297	0.60459099
					90161	285624	2.57	0.86
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	8867	19293	0.17364132	0.05788044
					8867	19293	0.17	0.06
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	15266	18175	0.16357887	0.05452629
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	16386	61787	0.55608048	0.18536016
162	U+T		156	28	7732	31490	0.28341288	0.09447096
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	16186	60988	0.5488956	0.1829652
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	17375	59133	0.53220123	0.17740041
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	29952	55793	0.50213673	0.16737891
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	52985	29079	0.26171244	0.08723748
172	U+T		95	26.2	5776	11597	0.10437183	0.03479061
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	28859	46622	0.41959755	0.13986585
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	32843	29316	0.2638422	0.0879474
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					223361	403981	3.64	1.21
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					1816422	3095852	28	9.3

MARZO 2006

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	19394	11865	0.10678113	0.03559371
3	BASAL TENA		499	22	17492	16356	0.14720013	0.04906671
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	15632	5935	0.05341392	0.01780464
					52518	34155	0.31	0.10
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	7484	13448	0.12103074	0.04034358
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					7484	13448	0.12	0.04
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	27323	106787	0.96108336	0.32036112
35	ARENA T		123	28	5741	97463	0.87716556	0.29238852
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	11077	5198	0.04677921	0.01559307	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	29720	67000	0.60300423	0.20100141	
41	ARENA T		298	26	11213	23154	0.20838519	0.06946173	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	10522	39583	0.35625015	0.11875005	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	10987	33864	0.30477717	0.10159239	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	1936	5296	0.04766175	0.01588725	
52	ARENA T		503	30	17618	20785	0.18706545	0.06235515	
53	ARENA T		1942	30	62504	28630	0.25766721	0.08588907	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	20693	20442	0.1839753	0.0613251	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	15735	15936	0.14342238	0.04780746	
59	ARENA T		351	31	12846	30620	0.27557811	0.09185937	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	34144	134069	1.20662253	0.40220751	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	47321	62878	0.56590092	0.18863364	
65	ARENA T		257	30	9925	9577	0.08619426	0.02873142	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	25378	75521	0.67969044	0.22656348	
68	ARENA T		689	30	15139	47011	0.42309531	0.14103177	
69	ARENA T		1047	23	34569	93410	0.84068901	0.28022967	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	24130	131080	1.17971847	0.39323949	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	25384	33772	0.30394728	0.10131576	
79	ARENA T		405	29	14547	34590	0.31130712	0.10376904	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	32315	12194	0.10974897	0.03658299	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	42803	9604	0.08643258	0.02881086	
					543570	1138462	10.25	3.42	
88	TS+TI		648	27	21256	73718	0.66346542	0.22115514	

89	TS+TI		616	31	21125	17880	0.16092369	0.05364123
90	TS+TI		537	29	18669	86974	0.7827687	0.2609229
91	TS+TI		696	28	23618	97685	0.87916446	0.29305482
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	40573	95316	0.8578422	0.2859474
					125240	371574	3.34	1.11
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	3919	5416	0.04874238	0.01624746
					3919	5416	0.05	0.02
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	33601	79048	0.71142804	0.23714268
101	T SUPERIOR		888	28	29614	69746	0.62771652	0.20923884
102	T SUPERIOR		966	23	32064	5674	0.05106231	0.01702077
103	T SUPERIOR		348	32.5	12694	9688	0.0871893	0.0290631
					107973	164155	1.48	0.49
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	13407	65516	0.58964778	0.19654926
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	9906	18706	0.16835652	0.05611884
112	ARENA U		514	28	17937	8114	0.07302744	0.02434248
113	ARENA U		136	28	6143	23188	0.20868768	0.06956256
114	ARENA U		885	24	29528	5337	0.04803264	0.01601088
115	ARENA U		354	17	12941	19121	0.17209314	0.05736438
116	ARENA U		117	21	5542	10100	0.09090162	0.03030054
117	ARENA U		222	23.8	8799	7227	0.06504714	0.02168238
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	15107	13507	0.12156624	0.04052208
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	18138	5322	0.04789791	0.01596597
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	34573	6420	0.05777595	0.01925865
127	ARENA U		581	26	20041	9042	0.08137791	0.02712597
128	ARENA U		858	26	27782	5319	0.04787397	0.01595799
129	ARENA U		252	28	9780	19083	0.17174277	0.05724759
130	ARENA U		978	26	32430	5304	0.04773681	0.01591227
131	ARENA U		391	16	14102	19393	0.17453664	0.05817888
132	ARENA U		1547	27	50175	37247	0.33522354	0.11174118
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	23063	5337	0.04803003	0.01601001
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	17030	9328	0.08395056	0.02798352

138	ARENA U		351	29	12875	33303	0.29972934	0.09990978
139	ARENA U		937	25.6	31159	7261	0.06534738	0.02178246
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	17130	6751	0.06075972	0.02025324
143	ARENA U		268	27	10266	17621	0.15858513	0.05286171
144	ARENA U		1236	20	40492	14708	0.13237236	0.04412412
145	ARENA U		509	26	13861	5822	0.05239665	0.01746555
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					492205	378077	3.40	1.13
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	19805	106573	0.95915268	0.31971756
150	US+UI		725	28	24519	10715	0.09643392	0.03214464
					44324	117287	1.06	0.35
151	U+T+G2		1153	28	37894	81564	0.73407978	0.24469326
152	U+T+G2		1553	26	50377	199001	1.79101287	0.59700429
					88270	280566	2.53	0.84
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	7921	16765	0.15088122	0.05029374
					7921	16765	0.15	0.05
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	14321	15647	0.14081877	0.04693959
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	15441	59258	0.53332038	0.17777346
162	U+T		156	28	6787	28961	0.26065278	0.08688426
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	15241	58460	0.5261355	0.1753785
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	16429	56605	0.50944113	0.16981371
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	29007	53264	0.47937663	0.15979221
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	52040	26550	0.23895234	0.07965078
172	U+T		95	26.2	4831	9068	0.08161173	0.02720391
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	27914	44093	0.39683745	0.13227915
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	31898	26787	0.2410821	0.0803607
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					213907	378692	3.41	1.14
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					1739850	2898597	26	8.7

ABRIL 2006

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	18448	9336	0.08402103	0.02800701
3	BASAL TENA		499	22	16547	13827	0.12444003	0.04148001
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	14686	3406	0.03065382	0.01021794
					49682	26568	0.24	0.08
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	6539	10919	0.09827064	0.03275688
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					6539	10919	0.10	0.03
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	26378	104258	0.93832326	0.31277442
35	ARENA T		123	28	4796	94934	0.85440546	0.28480182
36	ARENA T	01/04/00	33	25				

37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	10131	2669	0.02401911	0.00800637	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	28775	64472	0.58024413	0.19341471	
41	ARENA T		298	26	10268	20625	0.18562509	0.06187503	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	9577	37054	0.33349005	0.11116335	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	10042	31335	0.28201707	0.09400569	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	991	2767	0.02490165	0.00830055	
52	ARENA T		503	30	16673	18256	0.16430535	0.05476845	
53	ARENA T		1942	30	61559	26101	0.23490711	0.07830237	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	19748	17913	0.1612152	0.0537384	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	14790	13407	0.12066228	0.04022076	
59	ARENA T		351	31	11900	28091	0.25281801	0.08427267	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	33198	131540	1.18386243	0.39462081	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	46375	60349	0.54314082	0.18104694	
65	ARENA T		257	30	8980	7048	0.06343416	0.02114472	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	24433	72992	0.65693034	0.21897678	
68	ARENA T		689	30	14194	44482	0.40033521	0.13344507	
69	ARENA T		1047	23	33624	90881	0.81792891	0.27264297	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	23185	128551	1.15695837	0.38565279	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	24439	31243	0.28118718	0.09372906	
79	ARENA T		405	29	13602	32061	0.28854702	0.09618234	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	31369	9665	0.08698887	0.02899629	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	41858	7075	0.06367248	0.02122416	
					520882	1077769	9.70	3.23	
88	TS+TI		648	27	20311	71189	0.64070532	0.21356844	

89	TS+TI		616	31	20179	15352	0.13816359	0.04605453
90	TS+TI		537	29	17723	84445	0.7600086	0.2533362
91	TS+TI		696	28	22673	95156	0.85640436	0.28546812
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	39627	92787	0.8350821	0.2783607
					120514	358929	3.23	1.08
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	2974	2887	0.02598228	0.00866076
					2974	2887	0.03	0.01
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	32655	76519	0.68866794	0.22955598
101	T SUPERIOR		888	28	28669	67217	0.60495642	0.20165214
102	T SUPERIOR		966	23	31119	3145	0.02830221	0.00943407
103	T SUPERIOR		348	32.5	11748	7159	0.0644292	0.0214764
					104192	154040	1.39	0.46
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	12461	62988	0.56688768	0.18896256
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	8961	16177	0.14559642	0.04853214
112	ARENA U		514	28	16991	5585	0.05026734	0.01675578
113	ARENA U		136	28	5198	20659	0.18592758	0.06197586
114	ARENA U		885	24	28583	2808	0.02527254	0.00842418
115	ARENA U		354	17	11995	16593	0.14933304	0.04977768
116	ARENA U		117	21	4597	7571	0.06814152	0.02271384
117	ARENA U		222	23.8	7854	4699	0.04228704	0.01409568
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	14161	10978	0.09880614	0.03293538
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	17193	2793	0.02513781	0.00837927
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	33627	3891	0.03501585	0.01167195
127	ARENA U		581	26	19096	6513	0.05861781	0.01953927
128	ARENA U		858	26	26837	2790	0.02511387	0.00837129
129	ARENA U		252	28	8834	16554	0.14898267	0.04966089
130	ARENA U		978	26	31485	2775	0.02497671	0.00832557
131	ARENA U		391	16	13157	16864	0.15177654	0.05059218
132	ARENA U		1547	27	49229	34718	0.31246344	0.10415448
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	22118	2808	0.02526993	0.00842331
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				
137	ARENA U		485	26	16085	6799	0.06119046	0.02039682

138	ARENA U		351	29	11930	30774	0.27696924	0.09232308
139	ARENA U		937	25.6	30214	4732	0.04258728	0.01419576
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	16185	4222	0.03799962	0.01266654
143	ARENA U		268	27	9321	15092	0.13582503	0.04527501
144	ARENA U		1236	20	39546	12179	0.10961226	0.03653742
145	ARENA U		509	26	12916	3293	0.02963655	0.00987885
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					468572	314855	2.83	0.94
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	18860	104044	0.93639258	0.31213086
150	US+UI		725	28	23574	8186	0.07367382	0.02455794
					42433	112230	1.01	0.34
151	U+T+G2		1153	28	36948	79036	0.71131968	0.23710656
152	U+T+G2		1553	26	49431	196473	1.76825277	0.58941759
					86380	275508	2.48	0.83
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	6976	14236	0.12812112	0.04270704
					6976	14236	0.13	0.04
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	13376	13118	0.11805867	0.03935289
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	14495	56729	0.51056028	0.17018676
162	U+T		156	28	5841	26433	0.23789268	0.07929756
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	14296	55931	0.5033754	0.1677918
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	15484	54076	0.48668103	0.16222701
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	28061	50735	0.45661653	0.15220551
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	51094	24021	0.21619224	0.07206408
172	U+T		95	26.2	3885	6539	0.05885163	0.01961721
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	26969	41564	0.37407735	0.12469245
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	30952	24258	0.218322	0.072774
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					204454	353403	3.18	1.06
184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				

185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5	0	0	0.00	0.00
					1663279	2701343	24	8.1

MAYO 2006

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	17503	6807	0.06126093	0.02042031
3	BASAL TENA		499	22	15602	11298	0.10167993	0.03389331
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	13741	877	0.00789372	0.00263124
					46846	18982	0.17	0.06
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5				
					0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	5593	8390	0.07551054	0.02517018
15	U+G2	01/05/95	1382	31				
					5593	8390	0.08	0.03
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	25432	101729	0.91556316	0.30518772
35	ARENA T		123	28	3850	92405	0.83164536	0.27721512

36	ARENA T	01/04/00	33	25					
37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	9186	140	0.00125901	0.00041967	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	27829	61943	0.55748403	0.18582801	
41	ARENA T		298	26	9322	18096	0.16286499	0.05428833	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	8631	34526	0.31072995	0.10357665	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	9097	28806	0.25925697	0.08641899	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3	45	238	0.00214155	0.00071385	
52	ARENA T		503	30	15727	15727	0.14154525	0.04718175	
53	ARENA T		1942	30	60613	23572	0.21214701	0.07071567	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	18803	15384	0.1384551	0.0461517	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	13845	10878	0.09790218	0.03263406	
59	ARENA T		351	31	10955	25562	0.23005791	0.07668597	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	32253	129011	1.16110233	0.38703411	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	45430	57820	0.52038072	0.17346024	
65	ARENA T		257	30	8034	4519	0.04067406	0.01355802	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	23488	70463	0.63417024	0.21139008	
68	ARENA T		689	30	13248	41953	0.37757511	0.12585837	
69	ARENA T		1047	23	32678	88352	0.79516881	0.26505627	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	22239	126022	1.13419827	0.37806609	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	23493	28714	0.25842708	0.08614236	
79	ARENA T		405	29	12657	29532	0.26578692	0.08859564	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	30424	7137	0.06422877	0.02140959	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	40912	4546	0.04091238	0.01363746	
					498194	1017075	9.15	3.05	

88	TS+TI		648	27	19366	68661	0.61794522	0.20598174
89	TS+TI		616	31	19234	12823	0.11540349	0.03846783
90	TS+TI		537	29	16778	81917	0.7372485	0.2457495
91	TS+TI		696	28	21727	92627	0.83364426	0.27788142
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	38682	90258	0.812322	0.270774
					115787	346285	3.12	1.04
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	2029	358	0.00322218	0.00107406
					2029	358	0.00	0.00
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	31710	73990	0.66590784	0.22196928
101	T SUPERIOR		888	28	27724	64688	0.58219632	0.19406544
102	T SUPERIOR		966	23	30174	616	0.00554211	0.00184737
103	T SUPERIOR		348	32.5	10803	4630	0.0416691	0.0138897
					100410	143924	1.30	0.43
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0				
					0	0	0.00	0.00
105	ARENA U		368	23	11516	60459	0.54412758	0.18137586
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25				
110	ARENA U	01/02/97	116	27				
111	ARENA U		256	26	8016	13648	0.12283632	0.04094544
112	ARENA U		514	28	16046	3056	0.02750724	0.00916908
113	ARENA U		136	28	4253	18130	0.16316748	0.05438916
114	ARENA U		885	24	27637	279	0.00251244	0.00083748
115	ARENA U		354	17	11050	14064	0.12657294	0.04219098
116	ARENA U		117	21	3651	5042	0.04538142	0.01512714
117	ARENA U		222	23.8	6908	2170	0.01952694	0.00650898
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2				
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23	13216	8450	0.07604604	0.02534868
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30				
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	16247	264	0.00237771	0.00079257
125	ARENA U	01/05/03	887	29				
126	ARENA U		1047	28	32682	1362	0.01225575	0.00408525
127	ARENA U		581	26	18150	3984	0.03585771	0.01195257
128	ARENA U		858	26	25891	262	0.00235377	0.00078459
129	ARENA U		252	28	7889	14025	0.12622257	0.04207419
130	ARENA U		978	26	30539	246	0.00221661	0.00073887
131	ARENA U		391	16	12211	14335	0.12901644	0.04300548
132	ARENA U		1547	27	48284	32189	0.28970334	0.09656778
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28	21173	279	0.00250983	0.00083661
135	ARENA U	01/01/00	485	26				
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5				

137	ARENA U		485	26	15139	4270	0.03843036	0.01281012
138	ARENA U		351	29	10984	28245	0.25420914	0.08473638
139	ARENA U		937	25.6	29269	2203	0.01982718	0.00660906
140	ARENA U	01/11/98	509	28				
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5				
142	ARENA U		497	29	15240	1693	0.01523952	0.00507984
143	ARENA U		268	27	8375	12563	0.11306493	0.03768831
144	ARENA U		1236	20	38601	9650	0.08685216	0.02895072
145	ARENA U		509	26	11970	764	0.00687645	0.00229215
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5				
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					444939	251632	2.26	0.75
148	US+UI	01/03/97	237	28				
149	US+UI		574	18	17914	101515	0.91363248	0.30454416
150	US+UI		725	28	22628	5657	0.05091372	0.01697124
					40543	107172	0.96	0.32
151	U+T+G2		1153	28	36003	76507	0.68855958	0.22951986
152	U+T+G2		1553	26	48486	193944	1.74549267	0.58183089
					84489	270450	2.43	0.81
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28				
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23				
155	U INFERIOR		193	20	6031	11707	0.10536102	0.03512034
					6031	11707	0.11	0.04
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	12430	10589	0.09529857	0.03176619
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	13550	54200	0.48780018	0.16260006
162	U+T		156	28	4896	23904	0.21513258	0.07171086
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	13350	53402	0.4806153	0.1602051
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	14539	51547	0.46392093	0.15464031
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	27116	48206	0.43385643	0.14461881
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	50149	21492	0.19343214	0.06447738
172	U+T		95	26.2	2940	4010	0.03609153	0.01203051
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	26024	39035	0.35131725	0.11710575
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	30007	21729	0.1955619	0.0651873
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					195001	328114	2.95	0.98

184 U+T SUP 01/01/02 1608 28
 185 U+T SUP 01/06/95 502 30.5

0 0 0.00 0.00

1586707 2504089 23 7.5

JUNIO 2006

Pozo	Yacimiento	Fecha	Datos de Producción		Producción Mensual		Empresa "X"	MBF
			Bppd	api	Petróleo	Agua	9PPM	3PPM
1	BASAL TENA		129	25.7				
2	BASAL TENA		560	24	16956	6594	0.05934735	0.01978245
3	BASAL TENA		499	22	14047	10172	0.09154746	0.03051582
4	BASAL TENA		377	22				
5	BASAL TENA		440	21	14821 45824	618 17384	0.00555777 0.16	0.00185259 0.05
6	ARENA G2	01/10/99	226	28				
7	ARENA G2	01/01/97	246	27				
8	ARENA G2	01/09/02	492	28				
9	ARENA G2	01/03/96	607	26.8				
10	ARENA G2	01/01/97	328	31				
11	ARENA G2	12/12/03	153	24				
					0	0	0.00	0.00
12	G2+T	01/04/96	692	30.5	0	0	0.00	0.00
13	U+G2	01/08/02	576	30				
14	U+G2		179	29	4471	6707	0.06036354	0.02012118
15	U+G2	01/05/95	1382	31	4471	6707	0.06	0.02
16	NAPO	01/02/78	0	0				
17	NAPO	01/12/80	0	0				
18	NAPO	01/03/87	526	26				
19	NAPO	01/09/93	0	24				
20	NAPO	01/12/88	0	26.5				
21	NAPO	01/03/87	768	23				
22	NAPO	01/06/85	0	28.2				
23	NAPO	01/08/90	174	27				
24	NAPO	01/05/76	0	0				
25	NAPO	01/05/76	0	0				
26	NAPO	01/09/83	0	0				
27	NAPO	01/03/84	0	21.8				
28	NAPO	01/01/84	1227	27				
29	NAPO	01/07/84	0	0				
30	NAPO	01/02/86	1016	30				
31	NAPO	01/02/78	0	0				
32	NAPO	01/01/83	0	23.7				
					0	0	0.00	0.00
33	ARENA T	01/04/98	48	30.5				
34	ARENA T		814	26	24827	99306	0.89375589	0.29791863
35	ARENA T		123	28			0	0

36	ARENA T	01/04/00	33	25					
37	ARENA T	01/10/97	832	29					
38	ARENA T		294	31	8673	132	0.00118872	0.00039624	
39	ARENA T	01/03/00	1521	31					
40	ARENA T		891	30	27189	60516	0.54464787	0.18154929	
41	ARENA T		298	26	8911	17299	0.15568668	0.05189556	
42	ARENA T	01/09/02	221	31					
43	ARENA T	01/10/98	206	28.1					
44	ARENA T		276	31	8113	32454	0.29208438	0.09736146	
45	ARENA T	01/11/96	230	29.7					
46	ARENA T	01/10/94	2412	31					
47	ARENA T	30/04/05	927	27					
48	ARENA T		291	27	8712	27588	0.24829029	0.08276343	
49	ARENA T	01/01/98	205	30					
50	ARENA T	01/12/98	186	25					
51	ARENA T		15	22.3			0	0	
52	ARENA T		503	30	15407	15407	0.13866165	0.04622055	
53	ARENA T		1942	30	58660	22812	0.20531052	0.06843684	
54	ARENA T	26/11/03	152	29.2					
55	ARENA T		602	28	18301	14973	0.13475898	0.04491966	
56	ARENA T	01/01/95	351	32					
57	ARENA T	01/12/97	66	32					
58	ARENA T		443	28	2993	2352	0.02116377	0.00705459	
59	ARENA T		351	31	10279	23985	0.21586185	0.07195395	
60	ARENA T	04/07/04	392	26					
61	ARENA T	01/04/96	465	30.5					
62	ARENA T		1033	31	31557	126228	1.13605101	0.37868367	
63	ARENA T	01/01/00	1658	31					
64	ARENA T		1455	25	45565	57992	0.52192809	0.17397603	
65	ARENA T		257	30	7728	4347	0.03912282	0.01304094	
66	ARENA T	01/03/97	432	31					
67	ARENA T		758	28	24109	72328	0.65094912	0.21698304	
68	ARENA T		689	30	15128	40902	0.36811953	0.12270651	
69	ARENA T		1047	23	17764	59470	0.53523261	0.17841087	
70	ARENA T	01/07/99	866	29					
71	ARENA T	17/02/04	710	32					
72	ARENA T		712	28	20224	114604	1.03143951	0.34381317	
73	ARENA T	12/05/03	741	31					
74	ARENA T	01/07/02	645	30					
75	ARENA T	01/03/00	1626	30					
76	ARENA T	05/08/05	260	29					
77	ARENA T	01/03/97	126	26.8					
78	ARENA T		752	31	21048	25725	0.23152302	0.07717434	
79	ARENA T		405	29	12196	28458	0.25612029	0.08537343	
80	ARENA T	01/08/98	478	31					
81	ARENA T	01/11/96	155	28					
82	ARENA T	01/02/05	581	29					
83	ARENA T	01/12/02	182	30					
84	ARENA T		974	30	28800	6755	0.06079896	0.02026632	
85	ARENA T	01/11/00	115	24					
86	ARENA T	01/09/02	205	28					
87	ARENA T		1354	29	39801	4422	0.03980097	0.01326699	
					455984	858055	7.72	2.57	

88	TS+TI		648	27	24582	87155	0.78439419	0.26146473
89	TS+TI		616	31	18076	12051	0.10845756	0.03615252
90	TS+TI		537	29	14264	69641	0.6267663	0.2089221
91	TS+TI		696	28	19724	84086	0.75677634	0.25225878
92	TS+TI	01/09/97	739	31				
93	TS+TI		1239	31	38606	90081	0.81072612	0.27024204
					115252	343013	3.09	1.03
94	T INFERIOR	12/08/04	611	29				
95	T INFERIOR	01/12/96	956	31				
96	T INFERIOR	01/12/99	584	31				
97	T INFERIOR		755	24	36525	2331	0.02098269	0.00699423
					36525	2331	0.02	0.01
98	T SUPERIOR	28/02/04	486	30				
99	T SUPERIOR	01/07/96	156	30.5				
100	T SUPERIOR		1016	26	32919	76811	0.69129603	0.23043201
101	T SUPERIOR		888	28	27210	63491	0.57141936	0.19047312
102	T SUPERIOR		966	23	27548	562	0.00505989	0.00168663
103	T SUPERIOR		348	32.5	14543	2367	0.02130687	0.00710229
					102221	143231	1.29	0.43
104	TIYUYACU	28/02/04	0	0	9478	49759		
							0.00	0.00
105	ARENA U		368	23			0	0
106	ARENA U	02/12/03	25	29.4				
107	ARENA U	01/06/97	226	30.5				
108	ARENA U	19/10/04	347	24				
109	ARENA U	01/05/95	264	25	7735	13170		
110	ARENA U	01/02/97	116	27	15816	3013		
111	ARENA U		256	26	3424	14597	0.13137327	0.04379109
112	ARENA U		514	28	26544	268	0.00241308	0.00080436
113	ARENA U		136	28	11295	14375	0.12937932	0.04312644
114	ARENA U		885	24	2496	3446	0.0310176	0.0103392
115	ARENA U		354	17	7478	377	0.00339336	0.00113112
116	ARENA U		117	21			0	0
117	ARENA U		222	23.8			0	0
118	ARENA U	01/04/04	183	26.2	13039	8336		
119	ARENA U	01/02/97	238	26.5				
120	ARENA U		423	23			0	0
121	ARENA U	26/06/04	178	30				
122	ARENA U	01/08/96	70	30	14642	238		
123	ARENA U	01/05/00	83	26				
124	ARENA U		520	28	31713	1321	0.01189251	0.00396417
125	ARENA U	01/05/03	887	29	17880	3925		
126	ARENA U		1047	28	71	165	0.00148167	0.00049389
127	ARENA U		581	26	7369	13101	0.11790909	0.03930303
128	ARENA U		858	26	27178	219	0.00197262	0.00065754
129	ARENA U		252	28	11466	13460	0.12114027	0.04038009
130	ARENA U		978	26	46566	31044	0.27939303	0.09313101
131	ARENA U		391	16			0	0
132	ARENA U		1547	27	22259	293	0.00263862	0.00087954
133	ARENA U	01/08/99	887	29				
134	ARENA U		678	28			0	0
135	ARENA U	01/01/00	485	26	12983	3662		
136	ARENA U	01/07/98	1725	27.5	10413	26777		

137	ARENA U		485	26	27107	2040	0.01836279	0.00612093
138	ARENA U		351	29			0	0
139	ARENA U		937	25.6			0	0
140	ARENA U	01/11/98	509	28	14707	1634		
141	ARENA U	01/04/97	212	29.5	7979	11968		
142	ARENA U		497	29	35321	8830	0.07947216	0.02649072
143	ARENA U		268	27	15365	1707	0.01536534	0.00512178
144	ARENA U		1236	20			0	0
145	ARENA U		509	26			0	0
146	ARENA U	01/09/00	94	28.5	400323	227727		
147	ARENA U	01/10/99	225	24				
					17574	99584	0.90	0.30
148	US+UI	01/03/97	237	28	22583	5646		
149	US+UI		574	18	40156	105230	0.94707081	0.31569027
150	US+UI		725	28	34448	73203	0.65882646	0.21960882
					49007	196028	1.76	0.59
151	U+T+G2		1153	28	83455	269231	2.4230763	0.8076921
152	U+T+G2		1553	26			0	0
							0.00	0.00
153	U INFERIOR	01/04/97	728	28	6082	11805		
154	U INFERIOR	04/06/04	319	23	3783	38247		
155	U INFERIOR		193	20	512	419	0.0037719	0.0012573
					10376	50471	0.45	0.15
	U							
156	SUPERIOR	01/02/97	157	27				
					0	0	0.00	0.00
157	U+T	01/01/95	933	26				
158	U+T		398	31	12146	10347	0.09312138	0.03104046
159	U+T	01/07/97	1547	28.7				
160	U+T	01/10/00	526	28				
161	U+T		434	30	6893	27571	0.24813792	0.08271264
162	U+T		156	28	3300	16112	0.14500719	0.04833573
163	U+T	02/09/04	136	22				
164	U+T		427	25	9694	38778	0.3489975	0.1163325
165	U+T	01/02/97	2936	32				
166	U+T		465	26	13774	48835	0.43951761	0.14650587
167	U+T	01/08/98	246	28				
168	U+T		868	29	4063	7223	0.06500889	0.02166963
169	U+T	01/07/95	433	29				
170	U+T	01/09/00	853	27				
171	U+T		1606	28	49173	21074	0.18966816	0.06322272
172	U+T		95	26.2	376	513	0.0046197	0.0015399
173	U+T	01/04/95	770	30				
174	U+T	01/09/97	859	29				
175	U+T	01/12/02	455	27.8				
176	U+T		833	24	24857	37286	0.33557031	0.11185677
177	U+T	01/10/97	623	31				
178	U+T		961	28	25989	18820	0.16937847	0.05645949
179	U+T	31/12/05	1580	26				
180	U+T	01/01/97	1512	32				
181	U+T	01/07/98	677	31				
182	U+T	01/10/02	8	24				
183	U+T	08/12/04	88	25.1				
					150266	226559	2.04	0.68

184	U+T SUP	01/01/02	1608	28				
185	U+T SUP	01/06/95	502	30.5				
					0	0	0.00	0.00
					1444855	2249939	20	6.7