ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO: ESTACIÓN AGUARICO"

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del título de:

INGENIERA DE PETRÓLEO

Presentado por:

ANA KATERINE VEGA CALLE

GUAYAQUIL - ECUADOR

2003

AGRADECIMIENTO

Agradezco a todas aquellas personas que me ayudaron en la realización de este trabajo. Al personal de SOLIPET S.A. en especial al Ing. Germy Rivera, Ing. Jorge Moreira, Ing Fausto Terán, Ing. Alberto Cobos y Tecg. Patricio Montalvo, por su colaboración y por brindarme las facilidades para el desarrollo de este trabajo.

Al Ing Luis Albán por ser mi guía en este trabajo y ser un apoyo incondicional en el transcurso del desarrollo de la misma .

Al Ing. Mario Gonzalez y al Ing. Ricardo Gallegos por ser un apoyo para los estudiantes de nuestra carrera.

DEDICATORIA

A Dios por darme la certeza de que hay muchos motivos por que luchar y seguir adelante.

A mis padres, Carlos y Susana por el esfuerzo, dedicación y soporte que siempre me brindaron durante toda mi vida.

A mis hermanos, Silvana, Johanna y David por la paciencia y el cariño.

A mis tías por el cariño de toda la vida y el apoyo brindado.

A mis mejores amigos, Jenniffer, Guillermo y Alex por compartir los buenos y malos momentos durante mi carrera.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

ING. RICARDO GALLEGOS O.
DECANO DE LA FICT

ING. LUIS ALBÁN
DIRECTOR DE TESIS

CIB-ESPOL

ING. FAUSTO TERÁN
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Ana Vega Calle

RESUMEN

El presente trabajo tiene por objeto mejorar el proceso en el sistema de reinyecciòn de agua con el propósito de evitar la contaminación del medio ambiente mejorando las facilidades de superficie en el proceso de reinyección de agua, tomando en cuenta todos o por lo menos la mayoría de los móviles que traen como consecuencia el desequilibrio en el ecosistema.

El agua que proviene de las formaciones en conjunto con el petróleo es muy contaminante, anteriormente esta agua de formación se almacenaba en piscinas de tierra y luego se las evacuaba a los esteros, ríos, lagunas, al pasar el tiempo debido a los mecanismos de producción en todo yacimiento de crudo, el corte de agua aumenta significativamente y el manejo de agua producida era cada vez más problemático, y de allí nace la necesidad de instalar un sistema para eliminar esta agua inyectándola a niveles cercanos a los 7000 pies, evitando el peligro para el hombre y su medio.

Para la realización de este proyecto se ha tomado en cuenta factores muy importantes que intervienen en el agua de formación como la presencia de sólidos, aceite en agua, bacterias y muchos parámetros que vienen junto con ella. Para esto se realizó un sistema que cuenta con cuatro tanques que van a desempeñar diferentes funciones ayudados cada uno de ellos con químicos que son inyectados a través de todo el sistema; estos tanques tienen diferentes capacidades llenándose estos por medio de niveles sin ayuda de bombas.

Este proceso se realiza en forma continua, con un monitoreo a cargo de los operadores que manejan el sistema desde la caseta y lo hacen en forma digital o manual.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

ÍNDICE DE LÁMINAS

ABREVIATURAS

API	Unidad de densidad(American petroleum institute)
AWS	Especificación del filtro USA Filter
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPD	Barriles por día
BSW	Sedimentos básicos del agua
Bbls	Barriles
βoi	Factor volumétrico inicial
°C	Grados centígrados
$CaCO_3^-$	Carbonato de calcio
Cl^-	Ión cloruro
$CO_{2(g)}$	Dióxido de carbono en estado gaseoso
°F	Grados Fahrenheit
FR	Factor de recobro
NTU	Unidad de medida de turbidez
NaCl	Cloruro de Sodio
PPR	PETROPRODUCCIÓN
Ppm	Partes por millón
P	Presión
Pd	Presión de descarga
Ps	Presión de succión
PSI	Libras por pulgada uadrada

pH	Unidad de medida de alcalinidad
PTB	Unidad de medida de la tendencia incrustante del agua de formación
pbnm	Pies bajo el nivel del mar
RPM	Revoluciones por minuto
STD	Sólidos totales suspendidos
SSFD	Shushufindi
SSI	Scientific Software Intercom
T	Temperatura

INTRODUCCIÓN

Existen dos tipos de fuentes de agua, las superficiales y las subterráneas, conocidas como agua de pozo. Dependiendo de la fuente de donde proviene, el agua tiene diferencias bien marcadas en a cuanto sólidos suspendidos y/o sólidos disueltos. Estos reciben el nombre de impurezas cuando son de origen natural y contaminantes cuando son de origen industrial o municipal. La composición del agua en cuanto a su contenido de minerales, varía de acuerdo con el tipo de estrato o formación de donde provenga. Los principales minerales que están presentes en el agua son: carbonato de calcio (piedra caliza), carbonato de magnesio (dolomita), sulfato de calcio (yeso), sulfato de magnesio sílice (arena), cloruro de sodio (sales comunes), sulfato de sodio y pequeñas cantidades de hierro, manganeso, flúor, aluminio y otras sustancias.

Las aguas que contienen grandes cantidades de calcio y magnesio son conocidas como aguas duras.

La producción de petróleo esta acompañada de la producción de agua, la cual tiene ciertos compuestos indeseables:

- Cloruro en cantidades mayores a 5000 ppm.
- Bicarbonatos en concentraciones mayores a 800 ppm.
- Residuos de desmulsificantes.
- Residuos de inhibidores de corrosión.
- Residuos de inhibidores de escala.
- Bacterias sulfatoreductoras
- Sulfuro de hierro en concentraciones de mas de 20 ppm.
- Metales pesados como cromo, níquel, vanadio, etc.

Dentro de la industria petrolera se utiliza el término escala para referirse a las incrustaciones.

Las aguas producidas desde el punto de vista fisico-químico tienen diferentes comportamientos o tendencias; así el agua del yacimiento T es incrustante siendo la concentración de iones calcio del orden de 30000ppm; mientras que el agua de U y en especial de G2 es muy corrosiva.

Adicionalmente el gas producido de las arenas T, U y G2 contienen aproximadamente 20 % de CO_2 que provoca corrosión en la sarta de producción cuando el volumen de agua producida es alto. Este efecto es más severo en los pozos que producen de las arenas U y G2.

En el tratamiento químico que se aplica a los fluidos producidos se debe considerar que el agua producida es el principal problema del campo ya que reduce significativamente (más del 50 %) el tiempo de residencia del petróleo en las facilidades de producción, por lo que existe sensibilidad en el sistema de deshidratación de petróleo; de esta manera provoca o constituye el medio propicio para que se desencadene la proliferación de colonias de bacterias sulfato reductoras que ocasionan corrosión y "bio fouling" especialmente en los tanques de lavado. Además esta agua tiende a formar incrustaciones de carbonato de calcio que restringe la producción de los pozos y constituye en el ámbito de superficie un serio problema en los sistemas de reinyección de agua.

En el campo Shushufindi Aguarico el agua tiene cada vez mayor importancia en la relación de fluidos producidos por lo que cada vez capta mayores montos. Actualmente en el campo Shushufindi Aguarico el control de las incrustaciones se realiza mediante la inyección de químicos antiescala a base de fosfonatos que se aplica principalmente por vía capilar o por recirculación, en los pozos que producen mediante bombeo electrosumergible.

CAPITULO I

AGUA DE FORMACIÓN

1.1.- Historia del Campo Shushufindi

El Campo Shushufindi-Aguarico localizado al Este de la ciudad de Quito; es el campo que tiene la mayor parte de las reservas probadas del país. (Ver lámina #1)

La compañía Texaco-Gulf perforó el pozo exploratorio Shushufindi N° 1 y en enero de 1969 empezó a producir.

La producción de petróleo se inició desde la arenisca "U" la cual produjo 2496 BFPD, con 26,6 grados API y un 0.1% de BSW. La arenisca "T" produjo 2210 BFPD, con 32.5 grados API y un 0.1% de BSW.

El campo Shushufindi-Aguarico está ubicado en la Cuenca Amazónica, entre los meridianos 76 y 77, entre la línea Equinoccial y el paralelo Sur 1. Está orientado en la dirección Norte-Sur con aproximadamente 35 Km. de largo y 7 Km. de ancho lo que cubre un área de 200 Km. cuadrados.

Cerca a la estación Central se encuentra en Cantón Shushufindi cuya economía se basa en la producción agrícola y en los empleos generados por diferentes empresas petroleras de prestación de servicios.

En la parte Sur de la estación Central se encuentra las instalaciones de Petroindustrial, que cuenta con la planta LPG (la mayor cantidad de gas que alimenta la planta de gas licuado de petróleo es suministrada por la producción del campo Shushufindi-Aguarico) y con una refinería que procesa 10000 BPPD, que sirve para abastecer de combustible a la zona.

En particular el campo Shushufindi-Aguarico cuenta actualmente con cinco estaciones:

- Aguarico
- Norte
- Central
- Sur
- Suroeste

Anteriormente contaba con una más, Limoncocha que hoy ya no pertenece a Petroproducción. Cada una de ellas cuenta con un sistema de Reinyección de agua.

El agua de formación viene junto con el petróleo y gas, una parte es retirada en separadores horizontales trifásicos y la restante con el tanque de lavado (wash tank).

Historia de la producción de petróleo del Campo Shushufindi-Aguarico.

El campo fue descubierto en el año 1969 con la perforación del pozo SSF-1. En agosto de 1972 se inicia la producción de petróleo con 10 pozos y una tasa de 10000 BPPD que hasta diciembre se incrementa a 70000 BPPD con 20 pozos productores, en marzo de 1973, la tasa subió a 100000 BPPD con 30 pozos productores. Desde 1974 hasta 1987, la producción se incrementa hasta 120000 BPPD. El promedio por pozo es de 2000 BPPD con pozos que producían más de 4000 BPPD.

Algunos pozos perforados hasta 1987 son secos como (SSF-37, 40, 47, 58, 60) otros tienen espesores saturados de petróleo muy pequeños como (AG-4, AG-6, SSF-32, 33, 34, 38, 50 Y 55). Con estos resultados se delimita el campo. El estudio de la simulación matemática del año 1991, recomendó la perforación de 28 pozos de relleno, en un período de 5 años, se perforaron 16 pozos en las ubicaciones recomendadas y 7 en otras localizaciones. El objetivo fue mantener la producción sobre los 100000 BPPD hasta el año 2003 y luego iría declinando paulatinamente.

Los 23 pozos dieron resultados positivos, la producción se mantuvo en los niveles esperados hasta 1994, con 98,553 BPPD. A partir de 1995 la producción de petróleo inicia una declinación continua y un incremento acelerado en la producción de agua. En 1996 la producción es de 87,105 BPPD y 47,000 BAPD.

1.2.- Geología del campo Shushufindi

El campo Shushufindi esta compuesto por un anticlinal asimétrico, con dirección N-S, limitado al flanco occidental por un sistema de fallas transcurrentes, y al flanco oriental por una falla inversa profunda que forma parte de la gran estructura en flor de sentido dextral. La formación de la estructura durante el Turoniano-Maestrictiano, evidenciado por los onlap reflejados en la parte sur de la estructura sobre el reflector Caliza A, y por las reactivaciones de menor magnitud durante el Eoceno y Neógeno.

Los reservorios principales constituyen las areniscas U inferior y T inferior, y como secundarios las areniscas G-2 (U superior), T superior y Basal Tena; con espesores promedios:

Basal Tena	0 – 12’
G-2 (U Superior)	0 – 15’
U inferior	50 – 60’
T Superior	0 – 15’
T Inferior	50 – 70’

En el campo se han obtenido varios núcleos, principalmente en los dos reservorios, obteniéndose una variabilidad de ambientes y subambientes de depósito para las areniscas U y T inferior. Los ambientes determinados son de tipo continental a marginal, en facies variadas de tipo estuarino; caracterizado por tener a la base de los reservorios principales arenisca de tipo fluvial y a la parte superior arenisca de tipo marginal con ligera a abundante bioturbación, haciendo que el reservorio sea de menor calidad por su baja porosidad y espacios porosos rellenados con arenisca de grano muy fino.

Geofísica

La información sísmica existente, abarca una extensión mayor a 2000 Km. lineales y está representada por 70 líneas sísmicas 2D que cubre toda área de estudio registradas en diferentes campañas sísmicas, conteniendo estas de regular a buena calidad de datos sísmicos. La interpretación sísmica al tope Napo y al tope arenisca T principal definen que el campo Shushufindi es un gran anticlinal asimétrico de dirección preferencial N-S y acortado en dirección E-O, con dimensiones que sobrepasan los 30 Km. de largo por 7 Km. de ancho, con un cierre estructural promedio de 325 pies, presentando varias culminaciones a lo largo de toda su extensión, de las cuales se han obtenido las mayores cantidades de hidrocarburos.

Como resultado de la última interpretación sísmica, se pudo definir un nuevo sistema de fallamiento asociado con la falla principal del campo, sistema tectónico que parece haber actuado hasta la época geológica en que se deposito la Caliza A, siendo la actividad de este estilo tectónico más pronunciada en los reflectores correspondientes a las formaciones Arenisca T, Caliza B y por supuesto la Formación Hollín, por lo cual es de esperar que, como resultado de este fallamiento existe la posibilidad de invasión de agua de la formación Hollín hacia los reservorios de Napo.

La estructura del campo forma parte de un mayor sistema de estructuración, cuyo eje de elevaciones es irregular con diferencias de nivel superior a los 500 pies dominado por un sistema de fallamiento tectónico de tipo transcurrente, con un movimiento principal destral y que pudo haber actuado en varias partes de la Cuenca Oriental. El fallamiento secundario no presenta saltos de mayor importancia, más bien se observa la posibilidad de que existan esfuerzos de desgarre como respuesta a este tipo de tectonismo.

1.3.- Yacimiento del campo Shushufindi

Los tres horizontes que son productivos están ubicados aproximadamente a 9500 pies de profundidad:

- Arenisca "G-2"
- Arenisca "U"
- Arenisca "T"

La arenisca G-2 es un yacimiento discontinuo que contiene cantidades menores de hidrocarburos que los otros dos estratos productores.

El yacimiento “U” se encuentra a una profundidad de 8210 p.b.n.m. (pies bajo el nivel del mar). El área aproximada es de 36376 acres con espesor que varían de 10 pies hasta 94 pies. Debido a los diferentes ambientes de deposición no existe continuidad en esta arena, esto hace que su perfil sea muy irregular con depositaciones tipo deltáico sobre un gran canal principal que atraviesa el yacimiento de norte a sur (barras de boca de canal).

El yacimiento “T” se encuentra a una profundidad de 8515 p.b.n.m. cubriendo en un área aproximada de 38415 acres, con espesores que varían desde 7 pies (pozo SSFD-03) hasta 100 pies (pozo SSFD – 07).

Las arenas del yacimiento tienen una alta porosidad y permeabilidad en el área central del campo.

Las areniscas productoras tienen fluidos de composición múltiples con gravedades específicas del petróleo que varían entre 19 y 33 grados API.

Las Reservas Probadas del campo Shushufindi son el orden de 1732 MMSTB y 104 MMSTB de Reservas Probables.

Reservas

Desde el descubrimiento del campo con el desarrollo y los estudios de simulación matemática, el valor del volumen de petróleo IN SITU se ha incrementado continuamente, alcanzando el más alto en el año 1991 con el estudio realizado con SSI. En este los yacimientos U, T y G2 contienen un volumen total de 3,642,177,977,0 barriles de petróleo, con un βoi promedio de 1.196 y un factor de recobro del 52 %. En el estudio de simulación realizado por CMG en el año 1998, el valor de POES es 3,300,000,000.0 barriles, con Boi promedio de 1.18 y un factor de recobro del 46%.

Al momento se encuentran vigentes los valores de POES y FR del estudio de simulación matemática del año 1991, que se los toma como oficiales. (Ver tabla #1).

Al momento los departamentos de Geofísica, Geología y Yacimientos de PETROPRODUCCIÓN, se encuentran actualizando mapas estructurales, geológicos, de espesores, porosidad, saturación de agua, producción, etc; además se encuentra en proceso de implementación la sísmica 3D, para una extensión de 960 Km^2 en superficie y 750 Km^2 en el subsuelo. Con esta información se realiza un seguimiento del campo y sirven para un estudio de simulación matemática que se encuentra en ejecución.

Estado actual del campo

PRESIÓN DE LOS YACIMIENTOS

La presión es un factor importante para la producción de petróleo de un yacimiento. En el campo Shushufindi han ocurrido una serie de eventos entre los que podemos anotar:

1. La caída drástica de presión desde 1972 hasta 1977.
2. La implementación del sistema de inyección de agua como mecanismo de mantenimiento de presión en 1984.
3. La suspensión de la producción del campo por seis meses en al año 1987, como consecuencia de los daños provocados por el terremoto de marzo de ese año.
4. Reactivación del desarrollo del campo desde 1990 hasta 1993 con 23 pozos.
5. Suspensión de la inyección de agua a los yacimientos U y T en marzo del 1999.
6. Instalación de 23 bombas eléctricas de alto caudal en 1998 , 1999 y 2000.
7. Perforación del pozo SF-12B con el que se descubre que en esta área los yacimientos U y T son económicamente rentables.
8. Perforación de los pozos horizontales SSFD-96H y SSFD-102H que no dieron resultados satisfactorios.

Con esta historia, se ha recuperado 1004 millones de barriles de petróleo y 280 millones de barriles de agua, dando un acumulado total de 1.284 millones de barriles de fluido, si tomamos la diferencia de presión entre el valor mas alto del yacimiento T (4050 psi) y el valor mas bajo del yacimiento U luego de 31 años de producción (1100 psi); tenemos entonces un decremento en la presión del orden de 2950 psi, entonces la relación barriles de fluido extraído por cada decremento en la presión es 435.254 barriles/psi.

Actualmente la caída de presión es de 30 psi por año, este valor es constante desde 1980, con lo que difícilmente la presión promedio de los yacimientos llegará a la presión de burbuja y por la acción de los acuíferos la relación producción/presión tiende a ser infinita.

1.4.- Producción del agua de formación asociado a la producción de petróleo.

La producción hidrocarburífera se inicia en el Oriente ecuatoriano, en el año de 1972 por parte de la compañía TEXACO-GULF.

En 1974 se forma el consorcio CEPE – TEXACO que en el año de 1990 para formar parte del Estado con el nombre de PETROAMAZONAS.

En 1982 CEPE inicia su explotación hidrocarburífera la misma que posteriormente se le denominó PETROPRODUCCIÓN.

En 1993 se fusiona PETROPRODUCCIÓN y PETROAMAZONAS para formar una filial de PETROECUADOR la misma que mantiene el nombre de PETROPRODUCCIÓN. La actividad hidrocarburífera se ha incrementado cada año. Para estas proyecciones PETROPRODUCCIÓN se basa en programas de reacondicionamiento de pozos, perforación de pozos de desarrollo, avanzada y exploratorios para los próximos dos años.

En 1998 se produce 75,172 y 51,820 BAPD, y se perforó el pozo SSF-99 al norte, cerca al pozo SSF-70 que tiene excelente producción. Los resultados son no satisfactorios, el yacimiento T esta inundado de agua y el yacimiento U tiene poco petróleo. Con estos resultados se restringe el potencial hidrocarburífero de la zona norte para los dos yacimientos. Hasta este año, 50 pozos se han inundado en el yacimiento T y 43 en el yacimiento U.

En 1999 se produce 73,817 BPPD y 60,615 BAPD, se perforó el pozo SSF-101 al sur del campo, cerca de los pozos SSF-24 y SSF-69, se consideraba que era un área poco drenada y tenía gran potencial. Los resultados son no satisfactorios, los yacimientos U y T tienen porcentajes bajos de petróleo y en los dos años de producción el agua esta inundando en forma agresiva. Con el SSF-101 se actualiza el límite de los yacimientos en la parte sur.

Para cumplir con la tasa de producción proyectada oficialmente; desde el cuarto trimestre de 1998 en adelante se instalan 13 bombas eléctricas de alto caudal, por parte de PETROPRODUCCIÓN, se incremento los fluidos de 31,000 a 53,000 BPD y de petróleo en 8,000 BPD únicamente por 3 meses solo en estos pozos, y el incremento de producción de petróleo en el campo fue por un mes.

En el año 2000 se implementa el convenio YPF con PPR y se instalan 10 bombas eléctricas de alta capacidad. El propósito es incrementar la producción en 14,000 BPPD durante dos años. En estos pozos se incrementó la tasa en 6,000 BPPD. No se incrementó la tasa de petróleo del campo y el promedio para el año 2000 fue de 72,948 BPPD, 869 BPPD menos que el año 1999. En el año 2000, la producción de agua subió de 63,500 BPD ene enero a 78,000 BPD en noviembre; en diciembre la producción de petróleo disminuyo a 65,476 BPD y el agua a 69,554 BPD.

En el 2001 el promedio fue 66,661 BPPD. En el año 2002 se incorpora la producción de dos pozos horizontales, su aporte no es muy significativo y ni siquiera se ha compensado el efecto de la declinación del campo, el promedio es 61,586 BPPD y 76,000 BAPD.

El agua es el principal problema del campo, tanto en los yacimientos como en la superficie. Los pozos se inundan rápidamente y disminuye la producción de petróleo, este efecto provoca un sobredimensionamieto del sistema de bombeo eléctrico sumergible que es el más usado, ya que permite manejar la producción de volúmenes significativos.

1.4.1.- Estación Aguarico

Producción histórica anual de agua en el campo Shushufindi-Aguarico

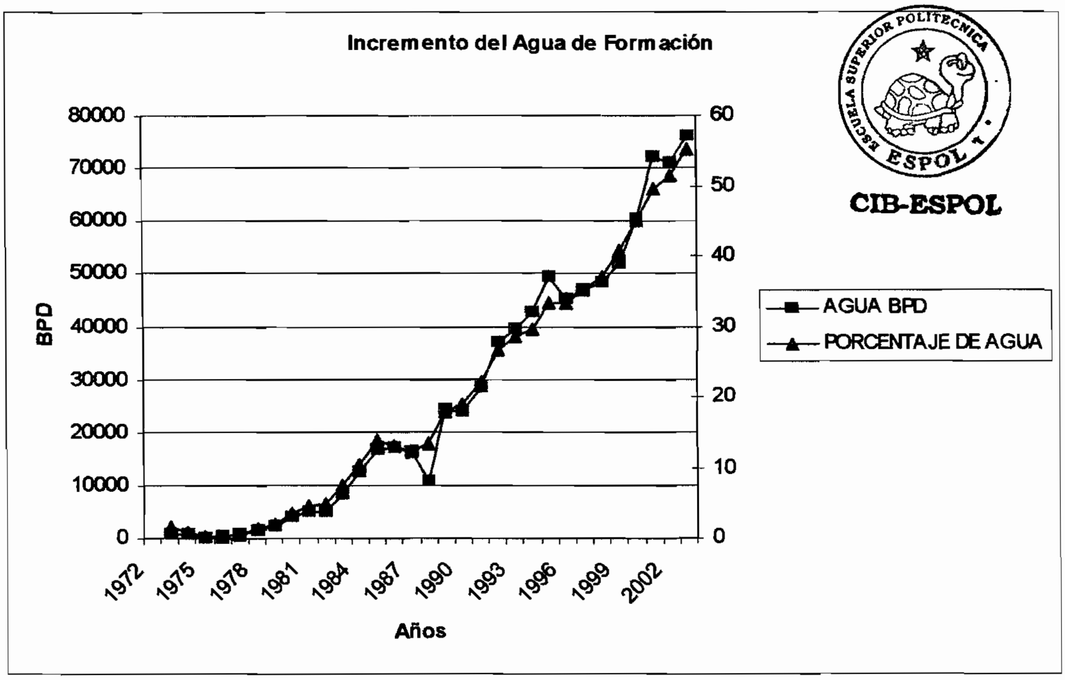


Gráfico N° 1

Producción mensual del agua de formación del campo Shushufindi Estación Aguarico

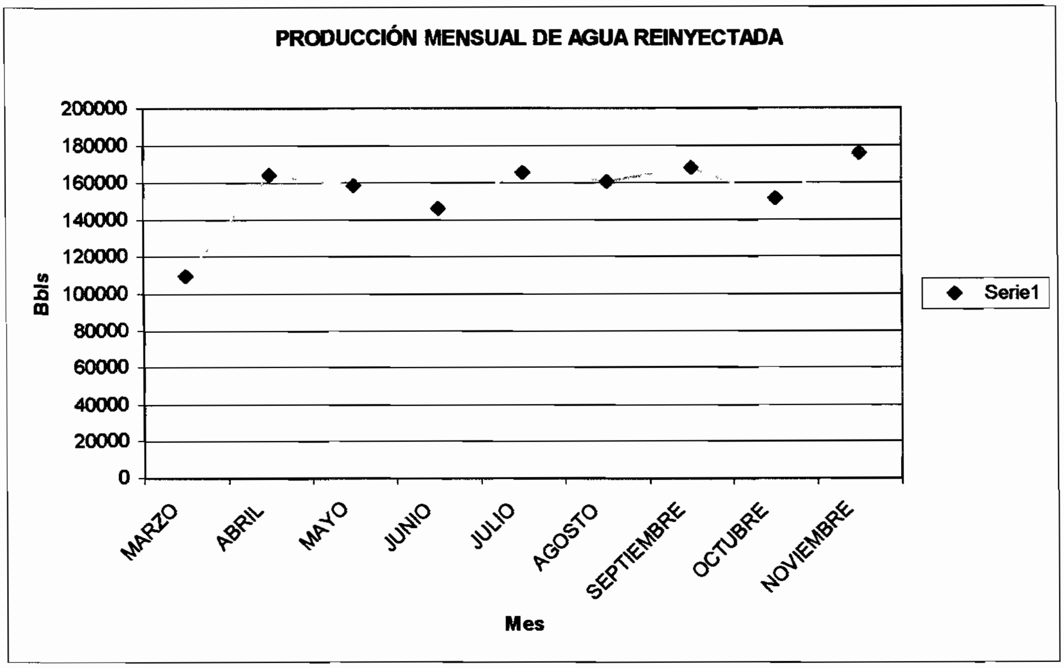
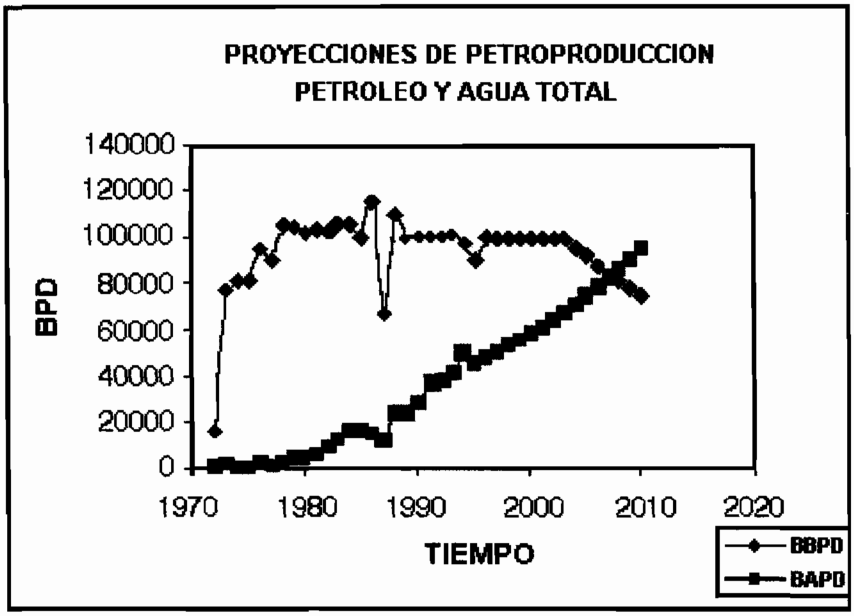


Gráfico N° 2

1.4.2.- Campo Shushufindi-Aguarico

Proyección de producción mensual del agua de formación del campo Shushufindi-Aguarico

En los primeros años de la explotación de petróleo, el agua de formación producida conjuntamente con el petróleo era mínima; pero en estos últimos años el volumen de agua ha incrementado significativamente; lo que llevo a la realización de estudios sobre la producción del agua de formación.



1.5.- Impacto de la producción de agua de formación en el entorno.

Según la Ley de Aguas, contaminación es la acción y el efecto de introducir materias o formas de energía, o inducir condiciones en el agua que, de modo directo o indirecto, impliquen una alteración perjudicial de su calidad en relación con los usos posteriores o con su función ecológica.

Esta contaminación de las aguas superficiales y subterráneas (ríos, lagos, embalses, acuíferos y mar) tiene su origen en diversos factores como la precipitación atmosférica (el agua de lluvia arrastra y disuelve componentes del aire y de las plantas), escorrentía agrícola y de zonas verdes (que puede arrastrar componentes del suelo como abonos, plaguicidas, etc.), escorrentía superficial de zonas urbanizadas, vertidos de aguas procedentes de usos domésticos, y sobre todo descargas de vertidos industriales como es el caso del agua en la industria petrolera (agua de formación).

Las dos primeras causas se podrían considerar, en circunstancias normales ausencia de contaminación atmosférica y comparando los valores obtenidos con los que determina la normativa vigente.

Todos estos tratamientos y controles hacen posible que el agua residual, una vez sometida a un proceso de depuración adecuado pueda ser reutilizada de nuevo para diversos usos según la composición resultante de la misma tras el tratamiento. Esta reutilización es una práctica que habrá de considerarse con mayor atención en un lapso de tiempo no muy largo ya que, como se ha mencionado anteriormente, la evolución de la humanidad está conduciendo a que este bien cada vez más escaso que es el agua, haya que administrarlo cuidadosamente y a que tengamos que concienciarnos de que hay que fomentar, no sólo su uso racional, sino el mejor aprovechamiento posible del agua una vez utilizada.

CAPITULO II

AGUA DE REINYECCIÓN

2.1.- Objetivo de la reinyección de agua de formación: Campo Shushufindi-Aguarico

La reinyección de agua en el Distrito Amazónico, tiene como fundamental objetivo la preservación del medio ambiente y PETROPRODUCCIÓN consciente del problema ha implementado un sistema para reinyectar el agua que se produce conjuntamente con el petróleo.

Desde que se inició las operaciones de extracción de petróleo en el año de 1972, por parte del consorcio TEXACO-GULF, el agua producida luego de la separación del petróleo se vertía directamente al entorno sin ningún tipo de control del contenido de petróleo y sin tratamiento.

El agua de formación por ser de un tipo complejo debido a su alto contenido de iones en solución, pequeñas cantidades de metales pesados y además con los químicos utilizados en el proceso de separación agua-petróleo (anticorrosivos, anti-incrustantes, desmulsificantes, etc.) hacen que el agua enviada directamente al medio ambiente ponga en peligro no solo la naturaleza sino al hombre y su entorno.

Anteriormente el agua de formación se almacenaba en piscinas de tierra y luego se las evacuaba a los esteros, ríos, laguna, al pasar el tiempo debido a los mecanismos de producción en todo yacimiento de petróleo, el corte de agua aumenta significativamente y el manejo de agua producida era cada vez más complejo, y de allí se establece la necesidad de instalar un sistema para eliminar esta agua inyectándola a niveles cercanos a los 7000 pies, evitando el peligro para el hombre y su medio.

PETROPRODUCCIÓN realizó una inversión aproximada de un millón de dólares por cada sistema de reinyección; como objetivo de empresa se estableció en el año 1999 implementar en su totalidad el tratamiento de agua de formación mediante sistemas cerrados. Para ese entonces en el Campo Shushufindi-Aguarico las instalaciones del sistema con las que contaba era de un 70% abierto y el restante cerrado.

Desde el punto de vista operacional las metas que se deben seguir son:

- Cumplir con las estrictas regulaciones ministeriales del Registro oficial Nº 2982, para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador, el objetivo en lo que respecta al agua de formación es que ésta no se puede eliminar libremente y debe sujetarse a los parámetros o límite máximos permisibles en cuanto al contenido de los diferentes contaminantes y sus límites permisibles se detallan en la Tabla Nº 2.

- El agua de formación a reinyectarse por la tendencia corrosiva e incrustante, debe disponer de un sistema de reinyección y tratamiento químico, que permita tener bajo control los parámetros de corrosión, depósitos de incrustaciones, formación de colonias de bacterias, garantizando la operación y vida útil del sistema de reinyección (equipos, líneas, tubing, formaciones, etc.)

- La presencia de sólidos en el agua de formación determina la necesidad del uso de filtros para evitar desgaste y abrasión de equipos, así como el taponamiento de las formaciones.
- El agua que es reinyecta debe contener la menor cantidad posible de petróleo, considerando que este petróleo ingresará a zonas exclusivas para el depósito de agua.

2.2.- Sistema de reinyección de agua de formación

El Campo Shushsufindi-Aguarico, cuenta con cinco estaciones de producción: Aguarico, Shushufindi Norte, Central, Sur y Sur-Oeste; cada una de estas estaciones cuenta con un sistema de reinyección de agua.

Actualmente en la estación Aguarico, el agua de formación que se produce conjuntamente con el petróleo y gas, se separa a través de los separadores horizontales trifásicos y la restante en el tanque de lavado (wash tank). El agua que se descarga del tanque de lavado tiene una temperatura aproximada de 35 ° C y es inyectada a la formación a través de bombas booster y a su vez a las bombas de alta presión (bombas horizontales), con una previa inyección de químicos; para luego ser reinyectada al pozo # 7.

2.3.- Pozos reinyectores

Para la reinyección se reacondicionaron aquellos pozos que dejaron de ser económicamente productivos o que fueron abandonados y cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable, se perforarán otros pozos adicionales. (Ver lámina #2).

No se descargará el agua de formación a cuerpos de agua dulce, ríos, estratos, lagunas mientras no cumplan los límites permisibles constantes especificados en la tabla 1. Si el agua de formación fuese arrojada hacia algún río o estero, contaminaría con fenoles el agua, afectando a la fauna acuática y si fuese al suelo de igual manera.

Si estos fluidos se dispusieren de otra forma que no sea cuerpos de agua en el plan de manejo ambiental se establecerán los métodos y parámetros que deben cumplir para su disposición.

La arena Tiyuyacu hasta el presente debido a su buena porosidad y alta permeabilidad, no ha presentado problemas de taponamiento, la presión necesaria para la reinyección no ha variado significativamente. Se han reinyectado sólo por parte de estación Aguarico hasta el mes de octubre del 2002 151.316 bbls desde que la empresa contratista entró en vigencia; y el total acumulado que se ha reinyectado a la arena Tiyuyacu es más de 9.129.826 Bbls aproximadamente.

2.4.- Producción del agua de formación

La producción de agua no es constante por lo que presentamos una producción promedio diaria.

Estaciones	**BAPD**
Aguarico	5900
Shushufindi Norte	9600
Shushufindi Central	13800
Shushufindi Sur	32000
Shushufindi Sur-Oeste	10500

Estos volúmenes de agua paulatinamente se incrementan conforme los cortes de agua sean cada vez mayores en los pozos de producción. Se han establecido los estimados de agua de formación de este campo para los años 2000, 2005, 2010 indicados en el gráfico 1. Estas proyecciones se han realizado en base a datos disponibles en el campo y mediante estimaciones en la productividad de las formaciones productoras por parte de los técnicos de PETROPRODUCCIÓN.

2.4.1.- Descripción del actual sistema.

Estación Aguarico

En el campo Shushufindi, se trataba el agua de formación en separadores gravitacionales y luego era reinyectada a la formación Tiyuyacu en donde actualmente se la sigue inyectando, a través de pozos completados como receptores de agua. El primer sistema que se usaba era abierto y estaba formado por:

- Una piscina de almacenamiento, cuya función era separar al petróleo proveniente del tanque de lavado, almacenar el agua extraída y separar los sólidos suspendidos por gravedad.
- Un sistema de bombeo conformado por dos bombas booster y dos bombas de alta presión del tipo centrífuga horizontal.
- Pozo reinyector

La ilustración de este sistema abierto se presenta en la lámina # 3.

Para el año de 1999 se tenía planificado eliminar los sistemas de separadores gravitacionales (sistema abierto) y construir un sistema cerrado que consistía en tanques, filtros y químicos con su respectivo monitoreo. Este tipo de sistema cerrado se lo sigue aplicando en todas las estaciones.

En esta estación el agua proveniente de los separadores es enviado al wash tank, en este tanque se inyecta el bactericida (BAC 98), luego por gravedad va a un pulmón donde se inyecta el anti-escala, anti-incrustante y detergente. Luego con la disponibilidad de dos bombas booster se alimentan a las bombas de alta presión (bombas horizontales) quienes a su vez inyectan al agua en la formación Tiyuyacu.

2.4.1.1.- Componentes y descripción de un sistema cerrado para la reinyección de agua.

El sistema cerrado estaba formado por: Tanque de lavado (wash tank), tanque de pulido (polish tank), filtro, bombas booster, bombas de alta presión y pozo reinyector. La ilustración en forma general de este sistema se muestra en la lámina # 4A y 4B.

Wash tank.- Es un tanque cuya función es mantener por tiempo determinado el fluido en reposo y con la ayuda del químico en este caso el desmulsificante producir la deshidratación; es decir separa las tres fases de la producción de petróleo como es petróleo, agua de formación y gas natural; para lo cual dispone de divisiones internas en forma de laberinto y de un continuo tratamiento con químicos que aceleran esta separación. Por diferencia de densidades el agua de formación tiende a ubicarse en la parte inferior, sobre el agua se encuentra el petróleo que es desalojado por gravedad a un tanque de transferencia y sobre este último se deposita el gas natural que mediante el uso de extractores es llevado hacia los mecheros para su combustión libre a la atmósfera

Polish tank.- La función de este tanque con sus placas internas era permitir que la concentración de petróleo que viene del tanque de lavado se separe por diferencia de densidad. El crudo se acumula en la parte superior del tanque de lavado, el agua libre o con bajo contenido de aceite pasa al filtro.

Filtro.-Estos filtros permiten la filtración de agua. El lecho filtrante constituido por cáscara de nuez no se impregna de petróleo y retiene los sólidos suspendidos del agua de formación. En el proceso de retrolavado, el petróleo y los sólidos son retirados y el filtro regresa a las condiciones iniciales de filtración.

Estos filtros eran de la marca AWS U.S. Filter, todavía existentes pero en condición de chatarra. (Ver fotografía #1).

Tanque de retrolavado.-En este tanque se almacena parte del crudo recuperado y el material producto de la filtración (sólidos), posteriormente este material es evacuado por un camión tanque al vacío (vacumm), que almacena y transporta estos residuos hasta una piscina de tierra para su almacenamiento final.

Tanque de almacenamiento.-El agua una vez filtrada pasa a un tanque de almacenamiento, el cual alimenta a los equipos de bombeo.

Sistema de bombeo.- Constituido por un conjunto de bombas de transferencia tipo booster, que trabajan a presiones bajas (80 psi) y un conjunto de bombas centrífugas horizontales de alta presión que elevan la presión del fluido de 80 a 2000 psi aproximadamente; presión que se requiere para poder reinyectar el agua a la formación a través del pozo reinyector.

2.4.2.- Características del agua de formación

El petróleo se halla en las formaciones productoras o también llamadas arenas productoras, se halla entrampado o embebido en las rocas que contienen dichas arenas y junto a él también se encuentra agua y gas.

Al igual que el petróleo, el agua y el gas tienen el mismo origen; es decir son restos de mares que existieron en la antigüedad, por ende tienen la misma edad geológica que el petróleo que allí se formo. En condiciones en que el yacimiento no es descubierto y menos aun explotado, estos tres fluidos se encuentran en equilibrio termodinámico de presión y temperatura. Cuando es descubierto el yacimiento y consecuentemente explotado, este equilibrio termodinámico en el que se encuentra es perturbado y es desde allí donde aparecen los problemas que acarrea este tipo de agua.

El agua que esta en la formación se halla a la presión y temperatura de la misma y al ser el agua un disolvente universal, con el tiempo que ha permanecido en esas condiciones disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico.

Al iniciar la explotación del petróleo por medio de pozos que el hombre construye, esta agua de formación empieza a salir junto con el petróleo hacia la superficie cambiando sus condiciones de presión y temperatura. Al ser la presión y la temperatura cada vez menores, esta agua de formación que se hallaba a condiciones de yacimiento se convierte en sobresaturada con relación a las condiciones de presión y temperatura a lo largo del tubing y la superficie. Por esta razón los iones en solución forman las diferentes sales las mismas que se precipitan en formas de incrustaciones adherentes a lo largo del tubing y los demás equipos de producción. Estas incrustaciones pueden ser diferentes tipos, dependiendo de la composición físico-química del agua que se maneje; por tanto los primeros problemas de sólidos son de incrustaciones a lo largo del tubing hasta la cabeza del pozo reinyector o el mismo productor.

A medida que el agua avanza hacia la superficie llega a los elementos de separación de la mezcla gas-petróleo-agua como son los separadores trifásicos, bota de gas, tanque de lavado. Por último el agua separada del crudo pasa al sistema de reinyección y finalmente es reinyectada a la arena Tiyuyacu que se halla a 7000 pies de profundidad.

Otra causa que incrementa el flujo de sólidos en el sistema es la presencia de arenas y arcillas que provienen de las arenas productoras y que se van depositando a lo largo del sistema, especialmente en los elementos que manejan flujos a baja velocidad y permiten su sedimentación como son: separadores, tanques, piscinas, etc.

Un tercer factor que incrementa el manejo de los sólidos suspendidos en los sistemas de producción y reinyección de agua son los sólidos producto de las diferentes clases de corrosión que se dan en el sistema. El origen de estos sólidos pueden ser de:

- Compuestos de hierro como óxidos y carbonatos originados por una corrosión electroquímica debido a la alta salinidad del agua de formación.
- Compuestos de hierro como el sulfuro de hierro de origen biogénico, causado por una corrosión microbiana localizada (pitting) debido a la acción de bacterias sulfato reductoras.

Todos estos factores contribuyen en mayor o menor grado a causar problemas en el sistema.

El enfoque de esta parte experimental es el monitoreo de la tendencia que tiene el agua de formación para formar incrustaciones debido a sus características especiales en lo que respecta a su composición química y la relación con los cambios de presión y temperatura en los diferentes elementos del sistema. Mediante este análisis se puede diagnosticar con mejor criterio las causas por las que ocurren los problemas en los equipos, siendo las bombas de alta presión las que mayores problemas presentan.

Finalmente se pueden dar alternativas adicionales a las que se usan para bajar esta tendencia del agua a formar incrustaciones.

El agua producida en el campo es altamente corrosiva e incrustante, por lo cual se necesita a parte de un sistema cerrado de un tratamiento químico para evitar corrosión, depósitos de incrustaciones y sobre todo colonias de bacterias; es por eso que el tratamiento debe ser eficiente caso contrario causará problemas en un futuro no muy lejano a los equipos, líneas, completación de pozos y a las formaciones. La tendencia a la formación de depósitos de incrustaciones de las aguas de formación de Shushufindi Aguarico son de tal manera que si el agua no es tratada con anti-incrustante, esta se forma de 4 a 6 horas.

Si el agua ingresa a los equipos por más de 10 horas, sin tratamiento anti-incrustante, se produce el atascamiento de las bombas centrífugas horizontales ocasionando la rotura de los ejes; este problema ocasionaría parar el sistema para el cambio o arreglo de las mismas y gastos. Los sólidos en suspensión (sulfuro de hierro) son arrastrados por el agua y pasan al sistema de bombeo, afectando bombas de transferencia y de alta presión.

El agua de formación contiene diferentes características como: conductividad, turbidez, color, sólidos suspendidos, dureza, alcalinidad y solubilidad.

Conductividad.- Es una expresión numérica de la habilidad de una solución acuosa en transportar la corriente eléctrica. Esta habilidad depende de la presencia de iones, soluciones en las sales y bases inorgánicas, que son relativamente buenos conductores. Inversamente, las moléculas de los compuestos orgánicos que no se disocian en las soluciones acuosas conducen la corriente. La conductividad establece el grado de mineralización y estima el efecto de la concentración total de iones en equilibrio químico y estima la cantidad total de sólidos disueltos en una muestra.

Turbidez.- La claridad en el agua es muy importante cuando los productos son destinados al consumo humano. La turbidez en el agua es causada por la materia suspendida, tal como arcillas, materia orgánica e inorgánica finamente dividida plankton y otros organismos microscópicos.

Color.- Este término trata el color del agua que es causada por el removimiento de la turbidez. El material que produce el color es el resultante del contacto del agua con restos orgánicos.

Sólidos suspendidos.- Es uno de los principales parámetros usados para evaluar la agresividad de las aguas residuales domésticas y para determinar la eficiencia de las unidades de tratamiento; es de esperarse de que ocurra la deposición de este material por medio de los procesos de floculación biológica y química.

Dureza.- Se denominan aguas duras a aquellas que generalmente requieren cantidades considerables de jabón para producir espuma e incrustaciones en calentadores, en tuberías que conducen agua caliente y en otras unidades en las cuales la temperatura del agua se incrementa. La dureza del agua varia de acuerdo al lugar donde se encuentre. La dureza es causada por los cationes divalentes metálicos que son capaces de reaccionar con el jabón para formar precipitados y con ciertos aniones presentes en el agua para formar costras.

Alcalinidad.- Se la define como la cantidad de iones en el agua que reaccionarán para neutralizar a los iones hidrógeno; también puede ser definida como una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos o la capacidad del agua para aceptar protones. Los bicarbonatos representan la forma o especie química principal de la alcalinidad ya que ellos se forman en cantidades considerables a partir de la acción del dióxido de carbono sobre materiales básicos en el suelo:

$$CO_2 + CaCO_3 + H_2O \text{ ------------------------ } Ca(HCO_3)_2$$

La mayoría del agua contiene considerable cantidad de impurezas disueltas, las cuales se presentan como iones, la combinación de estos iones forman compuestos los cuales son pocos solubles en el agua. El agua presenta poca capacidad de mantener estos compuestos en solución y cuando esta capacidad es excedida se precipitan estos compuestos como sólidos.

Solubilidad.- La solubilidad es la cantidad de una sustancia que puede disolverse en determinada cantidad de disolvente.

2.5.- Regulaciones Ministeriales: Ley de Hidrocarburos, Reglamentos existentes.

De acuerdo al registro oficial No. 2982, que especifica el reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador, toda empresa que disponga de agua salada u otro desecho proveniente de su operación, para su eliminación por medio de su reinyección en una formación porosa no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos cumplirá lo siguiente:

Antes de que una formación sea aprobada para ser receptora, el solicitante deberá indicar que las formaciones están separadas de formaciones de agua dulce por estratos impermeables, los cuales brindarán adecuada protección a dichas formaciones de agua dulce. El solicitante confirmará que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en esa área y que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce. Consecuentemente los fluidos podrán ser reinyectados o tratados y dispuestos de acuerdo al plan de manejo ambiental.

CAPITULO III

Sistema de reinyección e instalaciones del Campo Shushufindi-Aguarico

3.1.- Aspectos generales de la Estación Aguarico.

Facilidades de producción:

Manifolds.-

2 múltiples de 5 pozos cada uno.

Separadores de crudo.-

1 trifásico de prueba de 10.000 BFPD.

1 trifásico de producción de 15.000 BFPD.

1 trifásico de producción de 35.000 BFPD

Capacidad nominal de los separadores de producción: 50.000 BFPD.

Capacidad operativa de los separadores de producción 45.000 BFPD.

Tanques.-

Lavado: 16.450 bls de capacidad nominal

Capacidad operativa: 14.805 bls.

Lact's.-

1 unidad A-O SMITH" de 15.000 bls. Bomba Durco con motor US Motors, 50 HP, 650 GPM.

1 unidad A-O SMITH" de 15.000 bls. Bomba Durco con motor General electric, 50 HP, 650 GPM.

Bombas de transferencia.-

1 EA Bomba Durco. 50 GPM. Motor Westinghouse, 75 HP.

1 EA Bomba Durco. 50 GPM. Motor US Motors, 75 HP.

Compresores.-

1 EA de aire:

Motor Lister 25 HP, Compresor Atlas Copco.

Motor Westinghouse, 15 HP, Compresor Atlas Copco.

Equipo contra incendio.-

Consiste en un sistema agua-espuma descrito a continuación:

1 bomba Peerless, 600 GPM, 150 psi. Con motor Detroit, 210 HP, 1800 RPM.

1 bomba Peerless, 600 GPM, 150 psi. Con motor Magnetor, 200 HP, 3565 RPM.

1 tanque de 1.500 bls.

1 bomba presurizadora, 30 GPM, 150 psi.

Sistema de reinyección.-

2 bombas booster de 7.5 HP en serie; 3600 RPM y 50 psi de succión.

2 bombas de alta presión horizontales en paralelo, Centrilift GC-1700, con motor eléctrico TECO, 200 HP; trabaja con 1400 bpd y una presión de descarga 1220 psi.

1 tablero de distribución y control.

3.2.- Sistema cerrado de reinyección

La estación Aguarico consta actualmente en su sistema de reinyección de agua con un pulmón a donde llega el agua que sale del wash tank, el cual alimenta a las dos bombas booster y esta a su vez entrega con la presión necesaria a las bombas horizontales de alta presión. (Ver lámina # 5 y fotografia # 2A, 2B, 2C).

Cabe recalcar que este sistema también funciona con su respectivo tratamiento químico, los cuales se inyectan unos en la tubería antes pulmón y otros en el mismo. Estos químicos son el anti-escala, biocida, detergente y anticorrosivo; este proceso se lo detalla en el capitulo v.

3.3.- Selección de bomba booster

Datos.-

$Q = 9000$ bpd : $0.01289\ m^3/s$

$\rho = 1020\ kg/m^3$

$\mu = 1*10^{-3}$ kg/ms

$\theta = 35°$

Diámetro y longitudes de tuberías que llegan hasta las bombas booster

ϕ 2" = 5.25 cm L = 0.40 cm

ϕ 4" = 10.22 cm L = 6 m

ϕ 6" = 15.40 cm L = 2 m

Rugosidad Relativa (Apéndice A)

Tubería de 2" $\varepsilon/D =$ 0.0009

Tubería de 4" $\varepsilon/D =$ 0.00045

Tubería de 6" $\varepsilon/D =$ 0.0003

Número de Reynolds $Re = \frac{Dv\rho}{\mu}$ Ec.1

Velocidad $v = Q/A$ Ec. 2

Área $A = \pi r^2/2$ Ec. 3

De la Ecuación 3

Tubería (pulg)	Área (m^2)
2	$2.1647*10^{-3}$
4	$8.2033*10^{-3}$
6	$180626*10^{-3}$

Velocidad

De la Ecuación 2

Tubería (pulg)	Velocidad (m/s)
2	5.9546
4	1.5713
6	0.6920

De la Ecuación 1

Tubería (pulg)	Reynolds
2	$3.188*10^5$
4	$1.6379*10^5$
6	$1.0869*10^5$

Factor de fricción **(Apéndice B)**

Con los valores obtenidos del Apéndice A obtendremos:

$f(2") = 0.0255$

$f(4") = 0.027$

$f(2") = 0.028$

Pérdida de carga debido al flujo de fluido $hL = \frac{fLv^2}{D2gn}$ Ec. 4

Tubería (pulg)	HL (m)
2	0.3514
4	0.1996
6	0.0088

Pérdidas por tubería $\Sigma = hL_{(2")} + hL_{(4")} + hL_{(6")} = 0.5598$ m

Pérdidas secundarias

3 Válvulas mariposa 4"

2 Válvulas mariposa 6"

1 Reducción de 6" a 4"

1 Reducción de 4" a 2"

3 Codos 4"

Del Apéndice C

Factor K $K = 45ft$ Ec. 5

$ft\ (2") = 0.019$

$ft\ (4") = 0.017$

$ft\ (6") = 0.015$

Factor de seguridad a todo el proceso de selección 50%

Tubería (pulg)	Factor K	Factor K (50%)
2	0.855	1.2825
4	0.765	1.1475
6	0.675	1.0125

Reducciones **Apéndice D**

$$K_2 = \frac{0.8(\text{sen}\theta/2)^{(1-\beta 2)}}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4} \qquad \text{Ec. 6}$$

$$\beta = (d_1/d_2) \qquad \text{Ec. 7}$$

Diámetro	β	K_2	K_2 (+50%)
6" – 4"	0.666	0.407	0.6105
4" – 2"	0.5	1.924	2.886

Ampliación **Apéndice D**

$$K_2 = \frac{2.6(\text{sen}\theta/2)(1-\beta 2)}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4} \qquad \text{Ec. 8}$$

Diámetro	β	K_2	K_2 (+50%)
4" –6"	0.666	0.4417	0.6625

Codos **Apéndice E**

$$K = 30 f t \qquad \text{Ec. 9}$$

$K(4")_{(+50\%)} = 0.765$

Entrada al pulmón K=1

Pérdidas por accesorios

$$f = \frac{Kv^2}{2g} \qquad \text{Ec.10}$$

Accesorios	**# de válvulas**	***f* (m)**	***ft* (m)**	**Σ*ft* (m)**
Válvulas mariposa 4”	3	0.1445	0.4335	
Válvulas mariposa 6”	2	0.0247	1.0494	
Reducción de 6” a 4”	1	0.0149	0.0149	
Reducción de 4” a 2”	1	0.3635	0.3635	
Ampliación de 4” a 6”	1	0.0161	0.0161	
Codos 4”	4	0.0963	0.3852	
Entrada al pulmón 6”		0.024	0.0244	
Salida del pulmón 4”	2 salidas	0.1259	0.2518	1.5386

$\Sigma_{\text{TODAS LAS PÉRDIDAS}} = \Sigma$ PÉRDIDAS POR TUBERÍA $+ \Sigma$ PÉRDIDAS POR ACCESORIOS

HRS = 0.5598 + 1.5386 = 2.0984

$$\Sigma_1 = \Sigma_2$$

$$\mathbf{\Sigma h + \Sigma p + \Sigma v - Hrs + \Sigma_T = \Sigma h + \Sigma p + \Sigma v}$$

$$2 + 9.5 + 0 - Hrs = 0 + \Sigma p + \frac{1v^2}{2g}$$

$$11.5 - Hrs = \Sigma p + \frac{1v^2}{2g}$$

$$11.5 - Hrs = \frac{P}{\gamma} + \frac{1v^2}{2g}$$

Reemplazando los valores de Hrs, v, y g; se obtiene

P = 24.9 ft

P = 10.78 psi

Q = 260 gpm

Por la resistencia a la corrosión, sales, etc, y por su tolerancia a la temperatura de trabajo de hasta 225 °F y el agua de formación tiene 130 °F (aprox).

Se selecciona con Q =260 gpm

Presión de descarga P = 70 psi

Del Apéndice F y los datos anteriores tendremos:

Bomba: 3*2F-71/2"

Velocidad: 3500 RPM

$NPSH_R$= (Se necesita 14.5 ft ≅ 6.46 psi)

$NPSH_D$= (Tengo 10.78 psi ≅ 24.69 ft)

Como se obtiene más de lo que se necesita entonces la bomba seleccionada es la correcta.

$$\mathbf{NPSH_D > NPSH_R}$$

$$\mathbf{24.7\ ft > 14.5\ ft}$$

Eficiencia: $$\%EFF = \frac{TDH * GPM}{HP*3960} *100 \qquad \text{Ec.11}$$

De la Ecuación 11 tenemos: **52%**

CAPITULO IV

Descripción del proyecto actual.

4.1.- Funcionamiento del sistema de reinyección en el Campo Shushufindi-Aguarico.

- Este sistema consta de cuatro tanques de diferentes capacidades: (Ver lámina # 8).

  * Tk. de agua tratada. Cap. 2.250 Bls.

  * Tk. Sedimentador. Cap. 1.050 Bls.

  * Tk Clarifcador. Cap. 1.250 Bls.

  * Tk. Desnatador o agua cruda.

- Sistema de bombas:

  * Bombas de succión

  * Bombas de captación

  * Bombas de químicos

- Piscina de sólidos.
- Sumidero.
- Oficina de control.
- Transformadores.

El sistema fue diseñado para que el agua que viene del tanque de lavado vaya al tanque desnatador o de agua cruda con el propósito de almacenar agua para poder suministrar al tanque clarificador por medio de dos bombas de alimentación. Esta agua que entrega PPR tiene que tener 20 ppm de aceite en agua. Entre los tanques de agua cruda y sedimentador se encuentra un medidor de turbidez, el cual nos va a indicar de una manera mejor en que condiciones llega el agua a dicho tanque. En este tanque (sedimentador) se van a inyectar coagulantes y floculantes que por medio de agitadores van a permitir que los químicos actúen de mejor manera y los sólidos se asienten en la parte inferior del tanque. El tanque sedimentador y el tanque clarificador van a tener la misma función y van a trabajar en serie o en paralelo si es necesario es decir; que los dos tanques van a mantener por un tiempo determinado el agua mientras los químicos actúan, entre estos dos tanques también se encuentra otro medidor de turbidez. El objetivo del segundo tanque (sedimentador) es que los sólidos que no se asentaron en el primero se asienten en este.

El agua que se almacene en el tanque de agua tratada que es la que viene del tanque clarificador va a ingresar a un pulmón en donde se va a inyectar el inhibidor de corrosión P-1106 y Surfactante D-273, esta agua será enviada a las bombas de alta presión (bombas horizontales) por medio de dos bombas booster; y luego enviada al pozo #7. (Ver lámina # 6).

Los sólidos que se van depositando en la parte inferior de los tanques sedimentador y clarificador se dirigen por medio de un drenaje al sumidero; de este sumidero los sólidos serán transportados a una caseta de sólidos en donde por medio de un mixer encapsularán los sólidos y liego serán llevados para un relleno sanitario. El agua que salga de este sumidero será devuelta a la recirculación en el tanque de agua filtrada por medio de una bomba. (Ver lámina # 7).

El propósito de la reinyección de agua en este campo es no contaminar el medio ambiente; para poder mejorar la calidad y eliminar la materia orgánica, color, y turbidez del agua de formación.

La clave de este sistema son los tanques clarificador y sedimentador que para el caso los dos van a tener la misma función.

¿Qué es Sedimentación?

Este término se refiere a la remoción sin ayuda de coagulantes, de materia suspendida reduciendo la velocidad del agua hasta que sea prácticamente nula. Usualmente la eliminación que se logra es sólo parcial, dependiendo de la materia que se trate, temperatura del agua y la amplitud de los tiempos de retención. Como las partículas pueden variar en un amplio margen, desde material relativamente grueso hasta materia coloidal, es evidente entonces que no hay una línea de demarcación perfecta entre los términos de sedimento y turbidez. Este término también puede referirse a aquellas partículas que después de que la muestra se agite se asienten tan rápidamente que no pueda ser determinada como turbidez.

Obviamente una definición de esta naturaleza es extremadamente grosera, y a menudo no permitir distinguir entre aquellas partículas que después de varios períodos de sedimentación puedan ser eliminadas por sedimentación simple de aquellas que requieren coagulación y asentamiento. Esta diferencia se las hace con las muestras recién tomadas. Debe hacerse una serie de pruebas en las cuales el grado de sedimentación efectuado en ciertos períodos se determine cuidadosamente, así como una serie comparativa de pruebas de coagulación en el agua cruda antes y después de que el agua se halla sedimentado. Estas pruebas servirán para mostrar que tanto el material suspendido puede ser removidos en varios períodos de sedimentación y determinar si puede haber economía en el uso de coagulantes mediante sedimentación primaria.

La sedimentación puede llevarse a efecto en lagos, estanques, depósitos o tanques cuyos tamaños o períodos de retención pueden variar ampliamente estos pueden ser de minutos hasta un mes. Donde se emplean tanques se recomienda el uso de deflectores para evitar los cortos circuitos. (Ver lámina # 11)

4.2.- Tanques de almacenamiento

Tanque de agua cruda o desnatador.- En este tanque se va almacenar el agua que viene del wash tank con el propósito de proveer de agua al siguiente tanque; en este tanque no se va a inyectar ningún químico. (Ver lámina # 8).

Tanque clarificador.- Este tanque tiene una capacidad de almacenamiento de 1250 Bbls; en el cual con la ayuda de un mezclador interno o mixer va a permitir que los químicos que sean inyectados como el coagulante y floculante cumplan su función de una manera mejor y los sedimentos se decanten hacia el sumidero interno del tanque. (Ver lámina # 9).

Tanque sedimentador.- Este tanque tiene una capacidad de almacenamiento de 1050 Bbls; aquí no se va a inyectar ningún químico y los sólidos que no se hallan asentado en tanque clarificador por gravedad se van a asentar en este así mismo hacia el sumidero inferior del tanque. (Ver lámina # 9).

Tanque de agua tratada.- Aquí se va a almacenar el agua que viene de los otros tanques con el propósito de proveer agua al sistema de bombas y ser inyectada al pozo # 7 en la arena Tiyuyacu.

4.3.- Sistema de bombeo

Bombas Booster

Para hablar de las bombas booster es necesario conocer de donde proviene la fuente de alimentación de la misma; es decir el tanque que contiene el agua, el cual va proveer.
La función en si de una booster es mejorar o adaptar las condiciones que se exige o requiere en un sistema determinado en este caso el de alimentar a las bombas de alta presión, que requieren de un cierto caudal para cumplir con su función.

En esta estación se usan dos bombas booster que trabajan en paralelo, las cuales tienen una presión de descarga de 40 psi. La estación Aguarico consta de dos bombas con las siguientes características:

Equipo	Marca	Modelo	Motor	Capacidad
Bomba centrífuga	Durco	1K3x2-62/53 RV	Eléctrico	7.5 HP
Bomba centrífuga	Durco	1K1.5x1-62/53 RV	Eléctrico	7.5 HP

Bombas de alta presión (HPS)

Una bomba es una máquina que convierte la energía mecánica aportada por cualquier tipo de motor en energía hidráulica, capaz de realizar un trabajo. Cuando se escoge una bomba, se debe tomar en cuenta la necesidad y el uso que le vamos a dar, así como también las siguientes características:

El Fluido: aunque normalmente nuestras bombas manejan agua, estas pueden contener impurezas, sólidos en suspensión, aceites, deshechos químicos, etc. Para ello, hay diferentes opciones a ofrecer:

- De impulsor semiabierto, para aguas sucias.
- Con impulsor cerrado, para aguas limpias.
- Con impulsor de dos alabes inatascable, para aguas negras.

La Fuente: ¿Cuál es la fuente de agua a bombear?

- De un río o quebrada.
- De un aljibe o pozo profundo.
- De un lago.
- De un tanque de almacenamiento.
- Del mar.

También se deben saber datos acerca del líquido:

- Con arena, si es de río.
- Limpia, si es de un tanque.
- Salada, si es de mar.

El Trabajo Real: el siguiente paso es conocer el trabajo real de la bomba. Esto consiste en determinar

- Bombas de Cavidad Progresiva para líquidos viscosos y/o con alto contenido de sólidos, aplicaciones industriales, manejo de lodos, procesamiento de alimentos y productos farmacéuticos.
- Bombas de Cavidad Progresiva para aplicaciones de dosificación donde se requieran flujos variables a presión constante.

4.4.- Sistema de inyección de químicos

Bactericida.- Para que la colonia bacteriana no sea uno de los factores que vayan a aportar elementos que aumenten la velocidad de corrosión, se ha diseñado un químico Biocida para atacar a las bacterias sulfatoreductoras que son las que generan corrosión. Este biocida es el **Bac 95** y esta compuesto de una mezcla de Quats de un amplio espectro; este bactericida disuelve el sulfuro de hierro e inhibe y mata a las bacterias. Para su monitoreo se empleará el método de cultivos de bacterias, mediante bactil bottles sulfato reductoras y totales, antes y después de la aplicación.

El punto de aplicación será antes del tanque de lavado, porque las bacterias se proliferan en sistemas que tengan espacios muertos, transformando en un foco infeccioso.

La dosificación será en forma de Batch con choques de 200 ppm con el biocida antes mencionado.

Surfactante o Detergente.- Este químico **D-273** afecta a la tensión superficial y ayuda a que las partículas sólidas no se acumulen manteniéndolas en suspensión.

Anti-incrustante o anti-escala.- Debido a los diferentes métodos de obtención de petróleo, las condiciones físicas del agua de producción son alteradas, resultando en condiciones inestables del agua, debido a esta inestabilidad, los compuestos indeseables precipitaran, formando incrustaciones o depósitos sobre los diferentes equipos. Los depósitos en términos simples, son la acumulación de sedimentos o sólidos asentados que se fijan en algún punto de un sistema donde la velocidad del agua disminuye a un nivel tan bajo que no es capaz de arrastrar al material en la corriente. Es raro que un deposito este compuesto por una sola sustancia, y casi siempre es una acumulación de materiales. Si el agua se halla al borde de la inestabilidad de $CaCO_3$ los sólidos asentables pueden actuar como iniciadores de mecanismo de incrustaciones al obstruir todavía mas el flujo, y se formará un depósito. Este será entonces una combinación de limo e incrustaciones. Para el tratamiento de estas incrustaciones se ha diseñado un producto que es una mezcla de fosfonatos y poliacrilatos, el cual tendrá dos funciones a la vez; el uno cambiara la estructura del cristal y el otro dispersaría los sólidos; como resultado de esto obtendríamos la no-precipitación de los sólidos que están disueltos en el agua. El nombre de este inhibidor de escala es MX-505.

Anti-corrosivo.- El fenómeno de la corrosión puede definirse como el ataque químico o electroquímico que sufren los materiales metálicos por acción del medio ambiente, siempre y cuando conlleve un deterioro de dicho material.

Los materiales de construcción pueden ser afectados por acciones químicas o electroquímicas pero también por efectos puramente físicos tales como golpes, tensiones, erosión, etc; sin que se produzca transformación química alguna. En este último caso no puede hablarse de corrosión pues este término implica transformación química del material. Sin embargo, frecuentemente se puede observar el efecto de acciones físicas y químicas conjuntas. Como se ve la definición esta limitada a los materiales metálicos.

Queda bien claro que el causante de la corrosión es el medio que rodea y esta en contacto con el material metálico. A veces el medio en contacto es el mismo en todas sus partes y otras veces no, pudiendo presentar grandes diferencias en cuanto a agresividad. Se destaca el hecho de que este ataque debe conducir a un deterioro o destrucción del material o equipo, es decir, debe producirse una disminución de su valor de uso acortándose por tanto la vida útil del mismo.

Con frecuencia se acostumbra a definir también al fenómeno de corrosión como un proceso de retorno de los materiales metálicos a formas similares a aquellas de las cuales fueron obtenidas de la naturaleza, o sea el proceso inverso al de la metalurgia. Así el acero al corroerse se convierte en óxidos de hierro en la naturaleza.

Después de controlar las variables que puedan aumentar la velocidad de corrosión en los sistemas de Reinyección, se ha visto la necesidad de utilizar un químico que sea capaz de formar una película de protección como el inhibidor de corrosión Proterquim W107, para su monitoreo se utilizará cupones de corrosión. Para lograr un buen resultado en cuanto a cualquier anti-corrosivo se debe hacer:

- Control bacteriano
- Control de sulfuro de hierro
- Control del oxígeno disuelto en agua
- Control de incrustaciones

El papel principal para el funcionamiento de este sistema son el **coagulante y el floculante.**

Coagulante.- El coagulante como su nombre mismo lo indica permite que los sólidos que no se han precipitado por su propio peso por ser muy pequeños se acumulen y formen coágulos más grandes y con ayuda del floculante se decanten.

Objetivo de la coagulación

Las aguas superficiales que normalmente se encuentran en la naturaleza, contienen proporciones variables de sólidos suspendidos relativamente gruesos, sólidos más finos que aparecen como turbidez y color, y algunos otros materiales coloidales. La coagulación en el tratamiento del agua reducirá las concentraciones de estos materiales a limites que puedan ser tolerados. Cuando el agua se emplea para generar vapor, la coagulación se utiliza normalmente para remover sólidos suspendidos y turbidez, que son las impurezas más comúnmente presentes. Sin embargo, existen casos en los que la coagulación se lleva a cabo fundamentalmente para remover color y otros materiales del agua con el objeto de hacerla adecuada para cualquier uso.

La sedimentación natural removerá sólidos suspendidos relativamente gruesos, pero existe un límite práctico definido de la longitud del período de sedimentación.

Efecto del pH sobre la coagulación

La cantidad de coagulante requerida para efectuar una buena coagulación varia con la naturaleza y cantidades de sólidos suspendidos y en solución contenidos en el agua. El trabajo fundamental de Clark y Theriault, Miller y otros en la formación de flóculos por solución de alumbre ha probado que la acidez del agua, medida por la concentración de iones hidrógeno de la mezcla final de alumbre y de agua, es de gran importancia en la producción de flóculos. Aun cuando bajo condiciones controladas se puede obtener floculación máxima con alumbre a un pH de 5.5, existen factores que pueden acarrear ciertas desviaciones de este punto. Además, una floculación máxima no asegura la solubilidad mínima de los iones residuales que permanecen en el agua tratada. En general, los iones de mayor valencia, tales como los sulfatos, se ha encontrado que ejercen una influencia mayor a este respecto que los iones de valencia menor como los cloruros.

Floculante.- Este floculante permite que los coágulos que se han formado ganen peso para que así se puedan decantar e ir al sumidero para su respectivo tratamiento.

Objetivo del floculante

Puede ser que el flóculos formado por la aglomeración de varios coloides no sea lo bastante grande como para asentarse o desecarse con la rapidez deseada. Un floculante reúne partículas floculadas en una red, formando puentes de una superficie a otra y enlazando las partículas individuales en aglomerados. El alumbre, las sales de hierro y los polímeros de peso molecular alto son floculantes comunes. La floculación es estimulada por un mezclado lento que junta poco a poco los flóculos; un mezclado demasiado intenso los rompe y raramente los vuelven a formar en su tamaño y fuerza óptimos. La floculación no sólo incrementa el tamaño de las partículas del flóculo, sino que también afecta su naturaleza física. Los lodos y las lechadas cuando han sido floculados, se desecan con mayor rapidez sobre capas de arena y en el equipo mecánico de desecamiento, en virtud de la estructura menos gelatinosa del flóculo

CAPITULO V

Aspectos básicos y control de calidad del tratamiento del agua de reinyección

5.1.- Aspectos generales del agua de reinyección

Consideraciones básicas sobre la calidad del agua de reinyección

Las consideraciones básicas que se deben tener con respecto al agua de formación en las operaciones de reinyección son:

- Contenido de petróleo
- Contenido de sólidos en suspensión, mayores a 10 micrones
- El agua debe ser compatible con las rocas del reservorio y con los fluidos que se encuentran en la formación a la cual va ha ser reinyectada
- Tiene que ser estéril
- No debe producir incrustaciones ni corrosión

La presencia de estos contaminantes puede producir dentro del sistema las siguientes dificultades:

- Corrosión
- Colonias de bacterias
- Incrustaciones
- Taponamientos

Además de estos contaminantes tenemos:

- Contaminantes que se introducen involuntariamente como es el oxígeno que ingresa a través de las fugas de los sellos de las bombas y escotillas abiertas en los tanques
- Contaminantes que son intencionalmente añadidos como oxígeno disuelto, inhibidores de corrosión mal seleccionados, los cuales no son suficientemente solubles en el agua.

5.2.- Puntos de inyección

Los puntos de inyección de los químicos en este sistema se lo a hecho de la siguiente manera:

Wash tank.-

Descarga.- Aquí se inyecta un **clarificador** el cual realiza la función de desmulsificante inverso es decir recoge gotas de crudo y a medida que se van acumulando por densidad van subiendo.

Hay dos puntos de inyección de **coagulante**, uno antes de la válvula de seguridad (esta válvula permite la conexión directa del agua del tanque de lavado y el pulmón) y otro a la salida del tanque de agua cruda (Ver lámina # 10).

Tanque sedimentador.-

Ingreso.- Dos puntos de inyección de **floculante**, esto es para darle más peso al flóculo. (Ver lámina # 10).

Tanque clarificador.-

Ingreso.- Un punto de inyección: **floculante**. (Ver lámina # 10)

Tanque de agua tratada.-

Ingreso.- Dos puntos de inyección: anti-escala, biocida. (Ver lámina # 10).

Descarga.- Inhibidor de corrosión. (punto H; ver lámina # 9)

Pulmón.- Dos puntos de inyección de surfactante. (Ver lámina # 10).

5.3.- Puntos de muestreo

Monitoreo

Entre los tanques clarificador y sedimentador se encuentra un panel que mide la turbidez de todas las salidas de los tanques.

Tanque sedimentador

Entrada.- Un punto de medidor de turbidez. (Ver lámina # 10)

Entre el tanque clarificador y sedimentador hay un punto de medición de turbidez y entre el tanque sedimentador y de agua tratada hay otro punto.

Tanque de agua tratada

Salida.- Un punto de medidor de turbidez.

Muestreo

Salida:

- Tanque de agua cruda
- Tanque sedimentador
- Tanque clarificador
- Tanque de agua tratada.

5.4.- Tipos de análisis

Existen diferentes tipos de análisis para el agua de reinyección como:

- Análisis físico-químicos del agua de reinyección.
- Análisis bactereológico
- Control de corrosión
- Determinación de espesores de escala en tuberías

5.4.1.- Análisis físico-químico del agua de reinyección

Los análisis físico-químicos más importantes son:

- Turbidez
- Dureza calcica
- Dureza magnésica
- Dureza total
- Cloruros
- Hierro total
- Alcalinidad total

- CO_2 disuelto en agua
- Sulfatos
- Aceite en agua
- PH
- Sólidos suspendidos.
- Temperatura
- H_2S disuelto en agua

Turbidez.- Esta prueba mide la claridad del agua de reinyección; esta agua tiene que tener como máximo 15 NTU.

Dureza calcica.- Mide la cantidad de carbonato de calcio que se encuentra en el agua.

Dureza magnésica.- El magnesio soluble reacciona en el agua en forma parecida al hierro y sus depósitos son difíciles de removerlos.

Dureza total.- La cuantificación de este ión es importante ya que el calcio y el magnesio juntos son los que mayor tienden a formar incrustaciones. En la mayoría de condiciones encontradas las sales de calcio son menos solubles que las de magnesio.

Cloruros.- Estos son la primera indicación de salinidad o fortaleza de agua salina o la presencia de una agua dulce. El ión cloruro es normalmente el mayor anión presente en aguas salinas producidas y también un buen constituyente en aguas dulces.

Hierro total.- Es la cantidad de hierro presente en el agua; pequeños valores de hierro son deseables en cualquier tipo de agua y su conocimiento ayuda a estimar la cantidad de corrosión y el tratamiento necesario para su reinyección; este hierro es normal entre los agentes que taponan los pozos reinyectores.

Alcalinidad total.- Este parámetro en la mayoría de aguas es una medida de hidróxidos, iones de carbonatos y bicarbonatos; dado que su presencia en aguas a reinyectarse es muy normal, esta puede tomarse como medida de carbonatos y bicarbonatos. Es la tendencia del agua a contener CO_2 y H_2S.

CO_2 disuelto en agua.- Es la cantidad de CO_2 disuelto en el agua la cual depende de la presión parcial de este gas en la atmósfera cerca del agua. El dióxido de carbono que se disuelve en el agua, forma ácido carbónico el cual hace bajar el pH del agua provocando un incremento de la corrosividad.

Sulfatos.- Son los de mayor interés desde el punto de vista de deposición y merecen tener en cuenta; un valor normal o de cero en una agua salina, sugiere la presencia de bario.

Aceite en agua.- Es la cantidad de aceite que se encuentra en el agua de reinyección siendo 30 ppm el valor máximo con que se debe reinyectar el agua.

pH.- El pH es una medida de alcalinidad o acidez, que permite determinar su tendencia a formar escala o a corroer. La mayoría de aguas asociadas al crudo tienen pH entre 4 y 8 con tendencia a ser alcalinas ($pH > 7$).

H_2S disuelto en agua.- El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en agua y cuando se disuelve su comportamiento es como un ácido débil; el grado de disolución esta en función del pH.

Sólidos suspendidos.- Son materiales en el agua que están suspendidos o precipitados que deben ser removidos para evitar taponamientos.

¿Cómo se remueven estos sólidos?

El método de purificación de agua más antiguamente conocido es la remoción de sólidos suspendidos mediante sedimentación. Se ha llevado a cabo muchas investigaciones tendientes a establecer principios básicos que intervienen en la remoción de sólidos del agua por sedimentación simple. La velocidad de sedimentación de cuerpos sólidos en el agua depende de la gravedad específica, la forma y tamaño de las partículas, la viscosidad del agua y de las corrientes dentro del recipiente. Manteniendo los demás factores iguales, se obtendrá una remoción máxima de los sólidos suspendidos más gruesos en un tiempo dado cuando el agua se mantenga perfectamente inmóvil. Las partículas de materia finamente dividida pueden permanecer en suspensión durante semanas y solamente son removidas por sedimentación cuando han sido aglomeradas. Los cuerpos esféricos se sedimentan con mayor velocidad que los de cualquier otra forma de la misma gravedad específica. Cuando el agua fluye por embalses, estanques o almacenamientos, no es posible obtener porcentaje de remoción de sólidos suspendidos que pueda lograrse manteniendo el agua en reposo, aun cuando se mantengan los mismos tiempos de retención en los estanques.

Para mantener el control de estos sólidos, dentro del tratamiento, se ha diseñado un floculador que tenga un tiempo de residencia de dos horas, como ayudante de la floculación se utilizará polímeros. Los sólidos que se obtengan en la purga del floculador se los va a tratar mecánicamente con un filtro prensa para eliminar el agua, luego secarlos para poder depositarlos en un relleno sanitario de esta forma no se contaminara el medio ambiente.

La cantidad de sólidos suspendidos en un sistema cerrado revelan valores altos en puntos donde existe acumulación de sólidos por el régimen laminar del fluido, elementos como el tanque de lavado, tanque de pulido presentan este fenómeno. Por lo tanto en el manejo de sólidos suspendidos tanto el sistema cerrado como el abierto presentan valores altos a la salida del wash tank.

Este análisis establece la manera en que se determina el contenido de sólidos en suspensión presente en el agua, se utiliza tanto para agua cruda como para agua tratada.

Esta instrucción se basa en el método No. 2540D del " Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater", Edición decimonovena 1995.

Existen otros tipos de análisis dentro de los análisis físico-químicos y estos son los residuales que determinan la presencia de los químicos en el sistema.

- Residual de fosfonatos (anti-incrustante)
- Residual de inhibidores de corrosión en agua
- Residual biocida (THPS)

5.4.2.- Análisis bactereológico

Para el control de las bacterias sulfato reductoras es necesario realizar un estimado de la población bacteriana ya que en las paredes de los equipos como la carcasa e impulsores de las bombas, asociado a la presencia de carbonatos se encuentra sulfuro de hierro de origen biogénico. Para este análisis se toma una muestra a la salida del wash tank de 1 cm^3 .

Una población bacteriana mayor a 10^3 bacterias por mililitro de agua de formación constituye un gran problema para los sistemas.

5.4.3.- Control de corrosión

Monitoreo de la velocidad de corrosión

Cuatro técnicas son usadas comúnmente para evaluar los efectos y velocidad de corrosión, inspección, ensayos de velocidad de corrosión, ensayos químicos y registros históricos a través de químicos.

1. **Inspección visual.-** Al salir fuera de inspección un equipo, debe ser inspeccionado para observar el daño por corrosión existente. Se debe escudriñar todas las áreas y de requerirse utilizar otras técnicas. Es esencial llevar un registro de las descripciones reañadas, para tener un punto de referencia para futuras comparaciones.

2. **Ensayos de velocidad de corrosión**

Cupones de corrosión.- Los testigos de corrosión se emplean para verificar la corrosión de los componentes metálicos en sistemas acuosos o de hidrocarburos, son un medio excelente para obtener una indicación de la velocidad de corrosión, o en su defecto de la protección que se obtiene mediante el uso de los inhibidores de corrosión, sin que exista la necesidad de examinar el equipo.

Los testigos o cupones deberán mantenerse en un porta cupones de plástico, la posición del cupón deberá ser paralela al flujo del líquido pero sin tocar las paredes del tubo; deberá encontrarse totalmente sumergido y sujeto a una velocidad de flujo adecuada. La exposición deberá ser lo suficientemente prolongada para reducir los efectos de la elevada velocidad de corrosión inicial ya que la superficie del testigo proporciona un área muy activa que se corroe inicialmente con rapidez o reacciona con el inhibidor empleado, por esto se requiere de un mínimo de 30 días de exposición para minimizar los efectos indicados y proporcionar resultados correctos. Después de su exposición se examinan visualmente los testigos, se limpian y se determinan la velocidad de corrosión.

3. Ensayos químicos de monitoreo

Análisis del agua de formación.- El análisis de contenido de hierro sirve de referencia o aproximación. En el análisis de los resultados se debe tener en cuenta si el pozo ha estado fluyendo normalmente antes del muestreo, si el pozo fue sometido a algún tipo de trabajo, si esta produciendo de una misma zona, etc.

4. Registros Históricos

El conocimiento del historial e inspecciones de los equipos o tuberías del pozo y su interpretación serán de gran utilidad para determinar :

- evaluación cualitativa de las perdidas del metal
- cambios estructurales (pitting, fracturas, etc.)
- índice aproximado de los niveles de corrosión
- acciones correctivas en cuanto a la selección de materiales, de inhibidores, condiciones de operación etc.

Evaluación de cupones de corrosión

- Se selecciona el pozo donde se encuentra colocado el cupón
- En el laboratorio de corrosión, se prepara el "retrive" (aparato que sirve para recuperar los cupones de las líneas de fluido, sin cerrar la producción del pozo).
- Es importante conocer el manejo del retrive, caso contrario hay que trasladarse al pozo con una persona que lo sepa manejar adecuadamente.
- Una vez recuperado el cupón hay que guardarlo en un lugar adecuado hasta llegar al laboratorio.
- En el laboratorio el cupón debe lavarse previamente con un solvente (xileno o tolueno), para remover grasas o aceite; y se secan al aire.
- Posteriormente se lava con una solución acuosa con surfactante o detergente.
- A continuación se sumerge en una solución de HCl al 10 o 15 % inhibido, se lava con agua y se seca.
- Finalmente se lava con acetona previo a ser secados en la estufa a 105° C por una hora.
- Se enfrían en un desecador, se pesa en una balanza analítica.
- Se calcula la velocidad de corrosión en milésimas por año.

$$\text{Mpy} = \frac{\text{factor de área} * \text{pérdida de peso}}{\text{días de exposición}}$$

La fórmula indicada para un cupón de hierro dulce de 2" que se usa generalmente en los sistemas de control de corrosión de petróleo se expresa como:

$$\text{mpy} = 534 \frac{W}{D.A.T.}$$

w: pérdida de peso del cupón en mg.

D: densidad del material del cupón 7.86 g/cm^3

A: área expuesta del cupón

- para el de 2” = 5.18 pul^2
- para el de 1” = 2.919 pul^2

T: tiempo de exposición en horas.

Los valores de mpy obtenidos pueden clasificarse así:

0 - 0.9	Corrosión baja
1 - 4.9	Corrosión moderada
5 - 9.9	Corrosión severa
> 10	Corrosión muy severa

La velocidad de corrosión obtenida es representativa de la corrosión promedio del sistema.

5.4.4.- Incrustaciones más comunes

De las incrustaciones posibles a formarse en el agua solamente una es la más importante en este sistema de reinyección que es el carbonato de calcio. Este tipo de incrustaciones se puede observar y palpar haciendo corte en las tuberías. En las fotografías se puede observar los problemas de incrustación que se presentan en algunas líneas y como se mide su espesor. (Ver fotografía # 3A y 3 B)

A continuación se presenta una tabla con las incrustaciones más comunes en los sistemas que manejan petróleo y agua de formación. (Ver Tabla N° 3)

Formación de Carbonato de calcio

El carbonato de calcio como escala puede ser formado por la combinación de iones calcio con cantidades de iones carbonato o bicarbonato como:

$$Ca^{++} + CO_{3(aq)}^{=} \longrightarrow CaCO_{3(s)} \qquad \text{Ec. N° 1}$$

$$Ca_{(aq)}^{++} + 2(HCO)_{(aq)} \longrightarrow CaCO_{3(s)} + CO_{2(g)} + H_2O_{(l)} \qquad \text{Ec. N° 2}$$

Factores que influyen en la formación de carbonato de calcio como incrustaciones

Efecto de la presión parcial del $CO_{2(g)}$

La presencia del $CO_{2(g)}$ incrementa la solubilidad del $CaCO_{3(s)}$. Cuando el $CO_{2(g)}$ se halle disuelto en el agua forma en ella ácido carbónico que se ioniza de acuerdo a las siguientes serie de reacciones:

$$CO_{2(g)} + H_2O_{(l)} \longleftrightarrow H_2CO_{3(aq)} \qquad \text{Ec. N° 3}$$

$$H_2CO_3 \longleftrightarrow H^+ + HCO_3^- \qquad \text{Ec. N° 4}$$

$$HCO_3^- \longleftrightarrow H^+ + CO_3^= \qquad \text{Ec. N° 5}$$

De acuerdo a las leyes de equilibrio químico un aumento en la cantidad de $CO_{2(g)}$ hace que el equilibrio se revierta a la formación de $HCO_{3(aq)}$ de acuerdo a la reacción N° 2, aumentando el grado de acidez de la solución , es decir bajando el valor del pH.

En la figura N°1 se muestra las curvas de equilibrio de disociación del ácido carbónico ($H_2CO_{3(aq)}$) al aumentar la cantidad de $CO_{2(g)}$ en la solución, es decir bajando el valor del pH.

En la figura N° 1 se presentan las curvas de equilibrio de disociación del ácido carbónico ($H_2CO_{3(aq)}$) al aumentar la cantidad de $CO_{2(g)}$ en la solución, en función del pH. Aquí se observa un pequeño porcentaje de los iones bicarbonato se hallan disociados a valores de pH menores a 7, siendo más bien alta la cantidad de iones carbonato que se hallan disueltos.

Los iones carbonato raramente superan el número de iones carbonato bajo condiciones normales.

Este equilibrio es utilizado para estabilizar aguas de formación, siendo una solución bajar el valor del pH, mediante la inyección de un ácido adecuado y evitar así que las especies iónicas como los carbonatos, puedan reaccionar con especies catiónicas como el calcio y formar incrustaciones como las de carbonato de calcio.

Efecto del pH

La cantidad de $CO_{2(g)}$ presente en el agua afecta el valor del pH y la solubilidad del pH nos indica que la precipitación esta por ocurrir.

Efecto de la Presión Total

La solubilidad del $CaCO_{3(s)}$ en un sistema bifásico se incrementa con el aumento de la presión por dos razones:

- Si se incrementa la presión total directamente se incrementa la presión parcial $CO_{2(g)}$ dándose el fenómeno ya explicado es decir a mayor presión parcial del $CO_{2(g)}$ la solubilidad aumenta.
- Al incrementarse la presión total, la solubilidad aumenta debido a consideraciones termodinámicas.

Variaciones o picos en los valores de presión es una de las principales causas para la formación de $CaCO_{3(s)}$ y su deposición en los sistemas de producción. Adicionalmente la solubilidad del $CaCO_{3(s)}$ decrece por la pérdida de $CO_{2(g)}$ del sistema y el efecto termodinámico de la presión.

Variaciones de la presión, por choques a través de las válvulas, codos, etc, en donde ocurre una turbulencia que afecta al punto de sobresaturación y hace que la precipitación se inicie.

Efecto de la Temperatura

En forma contraria a lo que ocurre con la mayoría de sustancias, el carbonato de calcio es menos soluble a medida que la temperatura se incrementa. El aumento en la temperatura del agua hace que una mayor cantidad de carbonato de calcio se forme.

Así un tipo de agua que no tiene una tendencia incrustante en la superficie puede formar incrustaciones al reinyectarse a un pozo si el incremento de temperatura es demasiado alto. Esta es la razón para que a menudo se encuentre $CaCO_{3(s)}$ en los equipos de calentamiento por tubos de fuego.

Efecto de sales disueltas

La solubilidad del $CaCO_{3(s)}$ se incrementa a medida que la concentración de sal en el agua se incrementa. Como ejemplo un incremento de 200000mg/lt de NaCl al agua destilada incrementa la solubilidad del $CaCO_{3(s)}$ desde 100 mg/lt a 250 mg/lt.

En conclusión las condiciones para la formación del $CaCO_{3(s)}$ como escala son:

- Incremento de la temperatura
- Decrementos de la presión parcial del $CO_{2(g)}$
- Incremento del valor del pH
- Decrementos en la concentración de sales disueltas
- Decrementos de la Presión

Compuestos de hierro

Los iones de hierro presentes en el agua pueden ser de origen natural o el producto de la corrosión. Las aguas de formación normalmente contienen pocos mg/lt de hierro natural y valores altos como de 100 mg/lt son raros.

Alto contenido de hierro es invariablemente el resultado de la corrosión. Los compuestos de hierro precipitados son la causa para la formación de depósitos en los equipos de superficie y el taponamiento de los pozos reinyectores.

La corrosión es usualmente el resultado de la acción de $CO_{2(g)}$, $H_2S_{(g)}$y $O_{2(g)}$ disuelto en el agua. La mayoría de las incrustaciones conteniendo hierro son producto de esta corrosión, sin embargo compuestos de hierro se pueden formar por precipitación del hierro disuelto.

Efecto del $CO_{2(g)}$ disuelto en el agua

El $CO_{2(g)}$ puede reaccionar para formar carbonato de hierro. La condición para la formación de incrustaciones de hierro depende directamente del pH en el sistema siendo mucho más probable la formación de incrustación para pH cercanos a 7.

Efecto del $H_2S_{(g)}$ disuelto en el agua

El H_2S formará sulfuro de la corrosión, que es bastante insoluble y forma una capa delgada y adherente de incrustación. El sulfuro de hierro suspendido es la causa del color negro que a menudo toma el agua.

La figura N° 7 muestra la relación de la concentración de iones hierro que esta en solución a un valor de pH determinado y concentración de $H_2S_{(g)}$.

Efecto del $O_{2(g)}$ disuelto en el agua

El oxigeno se combina con los iones hierro para formar varios componentes como: Hidróxido ferroso $Fe(OH)_{2(g)}$’ hidróxido férrico $Fe(OH)_{3(s)}$ y óxido férrico son escalas comunes que resultan del contacto con el aire.

5.5.- Conclusiones y Recomendaciones para la optimización del proceso de reinyección del agua de formación al Campo Shushufindi-Aguarico; Estación Aguarico.

El presente trabajo tiene por objeto mejorar el proceso en el sistema de reinyecciòn de agua con el propósito de evitar la contaminación del medio ambiente mejorando las facilidades de superficie en el proceso de reinyección de agua, tomando en cuenta todos o por lo menos la mayoría de los móviles que traen como consecuencia el desequilibrio en el ecosistema.

El agua de formación como componente asociado al petróleo se considera de vital importancia para la industria y el hombre, aunque no represente ingresos económicos a las compañías petroleras. Este fluido sin el tratamiento adecuado y puesto a la naturaleza es un ente devastador para el ecosistema y el hombre.

Este tipo de proyectos que surgen debido al aumento considerable de la producción de agua de formación, se debe realizar de una manera fiel, con la seriedad y respeto que merece el hábitat del cual somos partícipes todos; ya que el agua de formación es un problema latente en nuestro entorno.

Para darle solución a este problema en Ecuador hace algunos años se tomo la decisión de crear un sistema de reinyección de agua de formación para proteger al medio ambiente. Este sistema en su debido tiempo funcionó con los parámetros que para ese entonces existía; pero al pasar de los años la producción de agua aumenta y con ella sus características como el contenido de aceite en agua, bacterias, sólidos suspendidos, etc., y se vio la necesidad de mejorar este sistema.

Se recomienda a este sistema mejorado optimizarlo con la ayuda de un filtro ASW US FILTER, el cuál si bien es cierto no va a bajar los parámetros de aceite en agua y turbidez a 0, pero logrará obtener niveles bajos de dichos parámetros; esto significa no sólo ingresos para la compañía encargada sino también una protección en los equipos y en todo el sistema ya que con la ayuda de los químicos de buenas bases y el filtro se obtendrán altos resultados, mejores de los esperados.

En cuanto a una mejor acción de los químicos se podría elaborar un intercambiador de calor a la salida del wash tank con el propósito de bajar la temperatura y que los químicos utilizados como el coagulante y el floculante puedan reaccionar mejor y de esta manera atrapar los sólidos eficientemente.
Sin embargo sólo con el uso de un filtro ayudaría bastante a la obtención de parámetros bajos. (ver lámina # 12).

BIBLIOGRAFÍA

- SHEPPARD T POVELL, Manual de Aguas Para Usos Industriales (Tomo IV, Ediciones Ciencia y Tecnología 1995)
- SHEPPARD T POVELL, Manual del Agua su Naturaleza, Tratamiento y Aplicaciones. (Tomo II, Primera Edición)
- DR. CHARLES C. PATTON, Applied Water Technology (Volume 1, Campbell Petroleum Series, Dallas Texas, 1986).
- CRANE, Flujo de Fluidos en Válvulas y Accesorios, (Tercera Edición, 1995).
- DURCO, Durco Mark SRP Pumps, (Stadard and Self Trinning, bulletin P-17-101b, marzo 1979).
- CARLOS A. CASTRO, Tesis Facultad de Ingeniería Química – Politécnica Nacional, (Quito, febreo/2000)

Tabla Nº 1 .- Valores del POES Y FR

YACIMIENTO	API	POES	Boi	FR	RESERVAS	PRODUCCIÓN	RESERVAS	RECUPERADO
		YACIMIENTO	BY/BN	%	ORIGINALES	ACUMULADA	REMANENTES	% POES
		BLS			**(BN)**	**@ ABR-2002**	**@ ABR-2002**	**@ DIC-2002**
BT	28.9	40,000,000	1.20	15	5,000,000	1,405,656	3,960,174	3.1
U + G2	31.2	1,818,800,496	1.17	52	808,355,775	445,047,522	357,583,327	28.0
T	31.7	1,823,377,472	1.22	53	792,123,000	558,449,827	254,526,035	36.0
TOTAL	31.4	3,682,177,968	1.20	52	1605478775	1,004,903,005	584,343,536	31.6

Tabla N° 2.- Límites permisibles de descarga del agua de formación

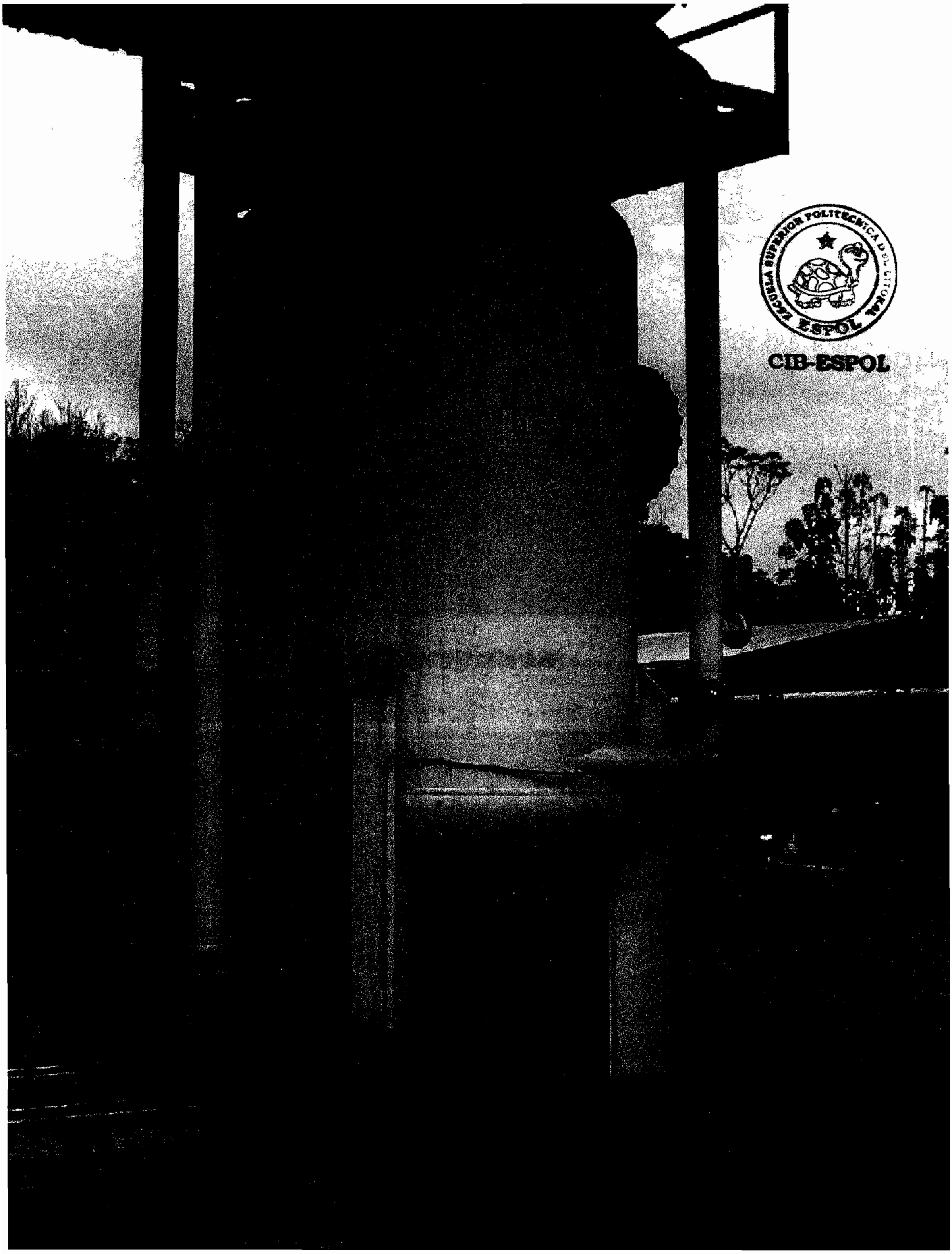
PH	PH		5 a 9
*Temperatura	° C	° C	*
Material flotante			Ausencia
Hidrocarburos y grasas		Mg/lt	<15
Sólidos totales disueltos	STD	Mg/lt	<2500
Cloruros	Cl	Mg/lt	<2500
Sulfatos	Sulfatos	Mg/lt	<1200
Sólidos en suspensión	SS	Mg/lt	Remoción<80%carga<40
**Demanda química de O_2	DBO	Mg/lt	<80
Cadmio	Cd	Mg/lt	<0.1
Zinc		Mg/lt	<0.5
Cobre		Mg/lt	<3.0
Cromo		Mg/lt	<0.5
Fenoles		Mg/lt	<0.15
Fluoruros		Mg/lt	<5.0
Mercurio		Mg/lt	<0.01
Niquel		Mg/lt	<2.0
Plomo		Mg/lt	<0.5
Vanadio		Mg/lt	<1.0
Sólidos sedimentados		Mg/lt	<40

* Los límites para la temperatura serán fijados por el Instituto de Obras Sanitarias (IEOS) teniendo en cuenta el caudal del cuero receptor, zona de dilución, temperatura ambiental del área donde va ha ser descargado el efluente.

** Las muestras serán tomadas del volumen del líquido de descarga

Tabla N° 3 Variables que producen incrustaciones

Nombre	**Formula química**	**Variables que producen incrustaciones**
Carbonato de calcio	$CaCO_3$	Presión parcial del CO_2, pH, temperatura, presión total, sólidos totales disueltos.
Sulfato de calcio(gypsum) Semihidrato Anhidrido	$CaSO_4\ 2H_2O$ $CaSO_4$ $CaSO_4$	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión.
Sulfato de Bario	$BaSO_4$	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión.
Sulfato de Estroncio	$SrSO_4$	Temperatura, sólidos totales disueltos, presión
Compuestos de Hierro: Carbonato de hierro Sulfuro de hierro Hidróxido ferroso Hidróxido férrico Óxido férrico	 $FeCO_3$ FeS $Fe(OH)_2$ $Fe(OH)_3$ Fe_2O_3	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión.



Fotografía 1

Fotografía 2A

Fotografía 2B

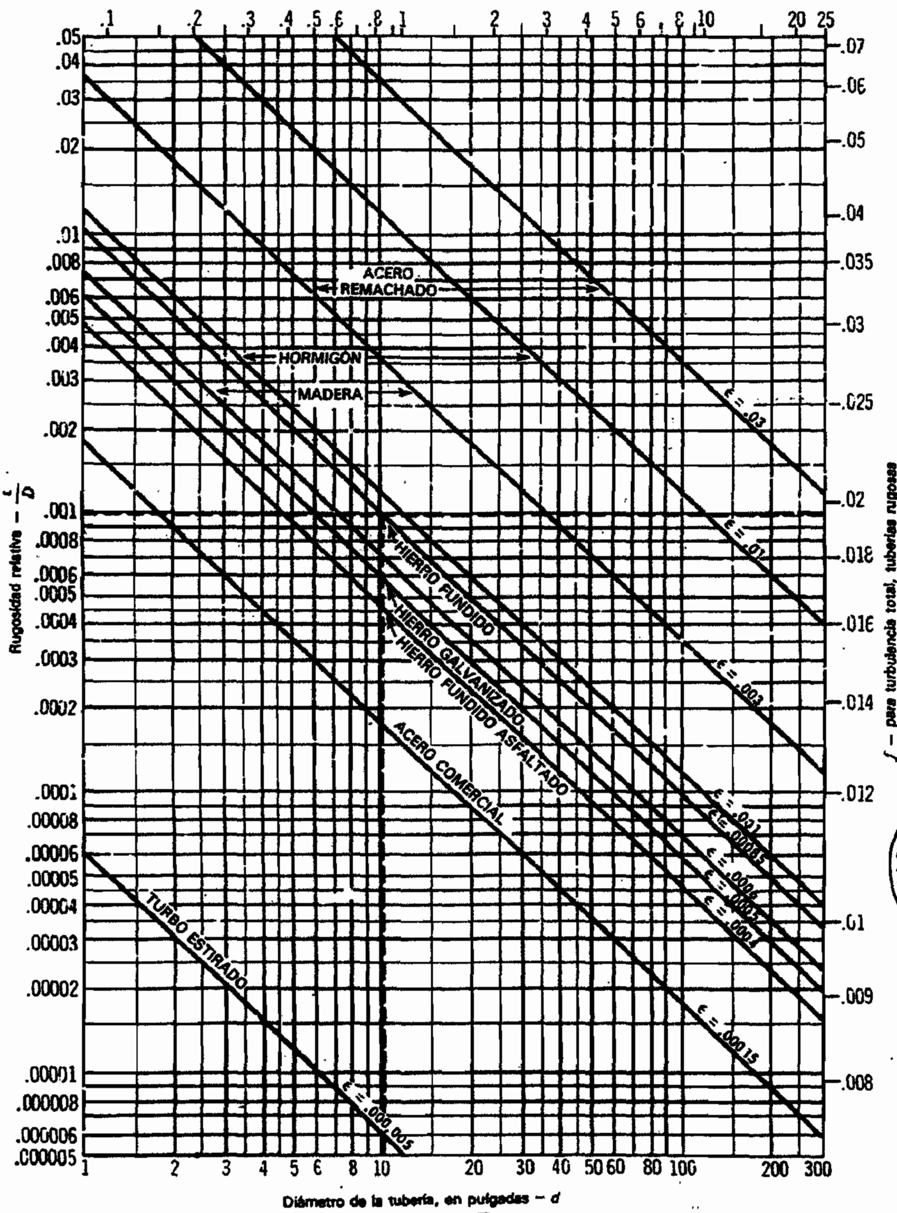
Fotografía 2C

Fotografía 3A

Fotografía 3B

APENDICE A

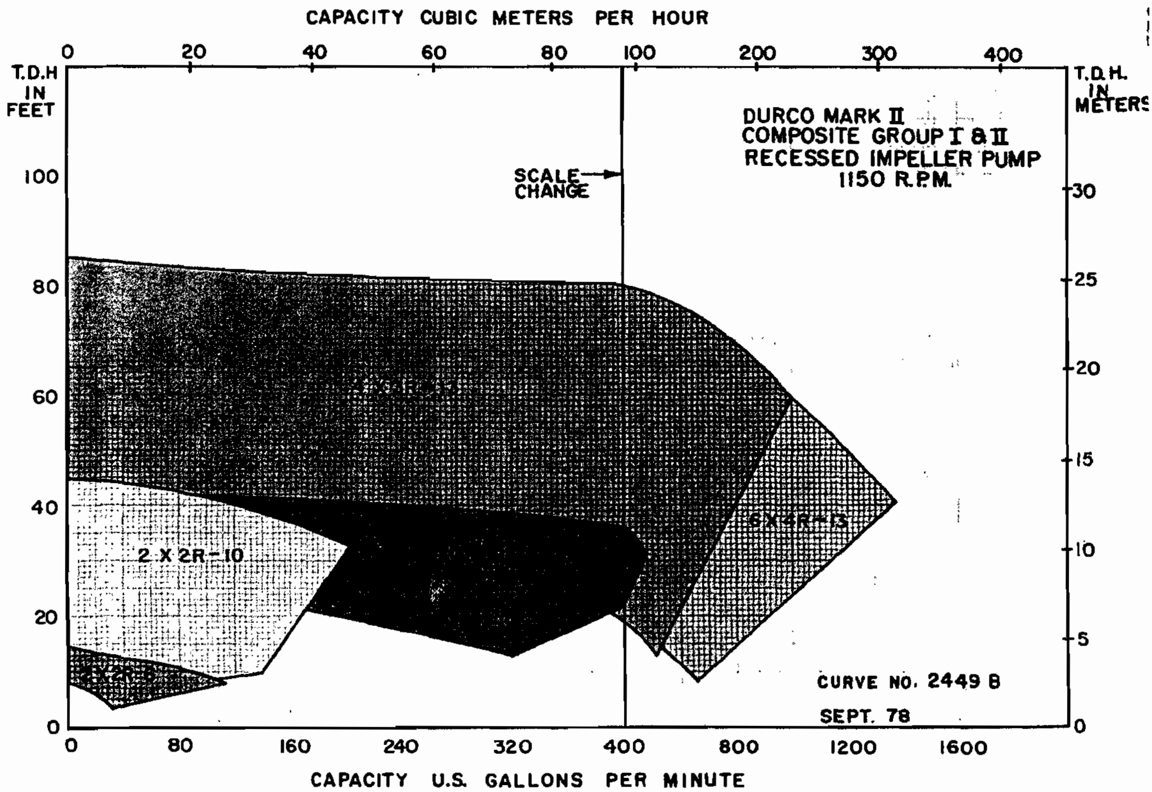
A-21b. Rugosidad relativa de los materiales de las tuberías y factor de fricción para flujo en régimen de turbulencia total



Adaptación de datos extraídos de la referencia 18 de la Bibliografía, con autorización.

Problema: *Determínense las rugosidades absoluta y relativa y el factor de razonamiento para* flujo en turbulencia total, en una tubería de hierro fundido de 10 pulg. de diámetro interior.
Solución: La rugosidad absoluta (ε) = 0.26... Rugosidad relativa (ε/D) = 0.001 ... Factor de fricción para flujo en régimen de turbulencia total (f) = 0.0196

APENDICE B

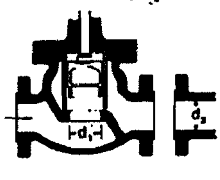


CAPACITY CUBIC METERS PER HOUR
T.D.H IN FEET
T.D.H. IN METERS
DURCO MARK II
COMPOSITE GROUP I & II
RECESSED IMPELLER PUMP
1150 R.P.M.
SCALE CHANGE
2 X 2R-10
6X4R-13
CURVE NO. 2449 B
SEPT. 78
CAPACITY U.S. GALLONS PER MINUTE

APENDICE C

A-24. TABLA DEL FACTOR "K" (página 3 de 4)
Coeficientes de resistencia (K) válidos para válvulas y accesorios

VÁLVULAS DE RETENCIÓN Y CIERRE
(Tipos recto y angular)



Si:

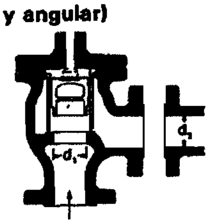
$\beta = 1 \ldots. \; K_1 = 400 f_T$

$\beta < 1 \ldots. \; K_2 =$ Fórmula 7

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

m/seg $= 70\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$

pie/seg $= 55\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$



Si:

$\beta = 1 \ldots. \; K_1 = 200 f_T$

$\beta < 1 \ldots. \; K_2 =$ Fórmula 7

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

$= 95\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$

$= 75\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$

VÁLVULAS DE PIE CON FILTRO

Obturador ascendente

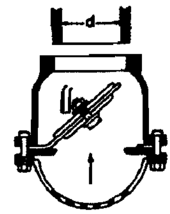
$K = 420 f_T$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

m/seg $= 20\,\sqrt{\bar{V}}$

pie/seg $= 15\,\sqrt{\bar{V}}$

Obturador oscilante

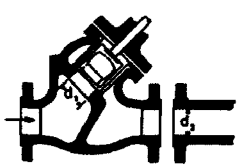


$K = 75 f_T$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

$= 45\,\sqrt{\bar{V}}$

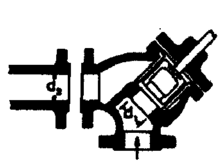
$= 35\,\sqrt{\bar{V}}$



Si:

$\beta = 1 \ldots. \; K_1 = 300 f_T$

$\beta < 1 \ldots. \; K_2 =$ Fórmula 7



Si:

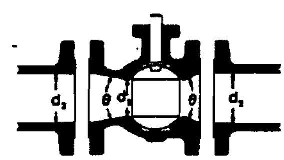
$\beta = 1 \ldots. \; K_1 = 350 f_T$

$\beta < 1 \ldots. \; K_2 =$ Fórmula 7

velocidad mínima en la tubería para abrir totalmente el obturador

m/seg $= 75\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$ pie/seg $= 60\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$

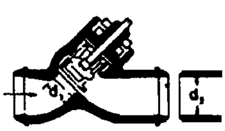
VÁLVULAS DE GLOBO



Si: $\beta = 1, \theta = 0 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \; K_1 = 3 f_T$

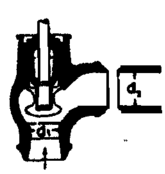
$\beta < 1$ y $\theta \leq 45° \ldots\ldots\ldots\ldots \; K_2 =$ Fórmula 5

$\beta < 1$ y $45° < \theta \leq 180° \ldots\ldots \; K_2 =$ Fórmula 6



$\beta = 1 \ldots. \; K_1 = 55 f_T$

$\beta < 1 \ldots. \; K_2 =$ Fórmula 7



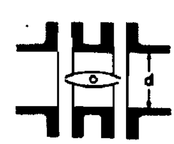
$\beta = 1 \ldots. \; K_1 = 55 f_T$

$\beta < 1 \ldots. \; K_2 =$ Fórmula 7

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

mg/seg $= 170\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$ (pie/seg) $= 140\,\beta^2\,\sqrt{\bar{V}}$

VÁLVULAS DE MARIPOSA



Diámetro 50 mm (2") a 200 mm (8")...... $K = 45 f_T$

Diámetro 250 mm (10") a 350 mm (14")... $K = 35 f_T$

Diámetro 400 mm (16") a 600 mm (24")... $K = 25 f_T$

A-24. TABLA DEL FACTOR "K" (página 1 de 4).
Coeficientes de resistencia (K) válidos para válvulas y accesorios

("K" está basado en el uso de las tuberías cuyos números de cédula se dan en la página 2-10

FACTORES DE FRICCIÓN PARA TUBERÍAS COMERCIALES, NUEVAS, DE ACERO, CON FLUJO EN LA ZONA DE TOTAL TURBULENCIA

Diámetro Nominal mm	15	20	25	32	40	50	65, 80	100	125	150	200, 250	300-400	450-600
pulg	½	¾	1	1¼	1½	2	2½, 3	4	5	6	8, 10	12-16	18-24
Factor de fricción (f_T)	.027	.025	.023	.022	.021	.019	.018	.017	.016	.015	.014	.013	.012

FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR "K" PARA VÁLVULAS Y ACCESORIOS CON SECCIONES DE PASO REDUCIDO

Fórmula 1

$$K_2 = \frac{0.8\left(\operatorname{sen}\frac{\theta}{2}\right)(1-\beta^2)}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 2

$$K_2 = \frac{0.5\,(1-\beta^2)\sqrt{\operatorname{sen}\frac{\theta}{2}}}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 3

$$K_2 = \frac{2.6\left(\operatorname{sen}\frac{\theta}{2}\right)(1-\beta^2)^2}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 4

$$K_2 = \frac{(1-\beta^2)^2}{\beta^4} = \frac{K_1}{\beta^4}$$

Fórmula 5

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 1} + \text{Fórmula 3}$$

$$K_2 = \frac{K_1 + \operatorname{sen}\frac{\theta}{2}\,[0.8\,(1-\beta^2) + 2.6\,(1-\beta^2)^2]}{\beta^4}$$

Fórmula 6

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}$$

$$K_2 = \frac{K_1 + 0.5\sqrt{\operatorname{sen}\frac{\theta}{2}}\,(1-\beta^2) + (1-\beta^2)^2}{\beta^4}$$

Fórmula 7

$$K_2 = \frac{K_1}{\beta^4} + \beta\,(\text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}), \text{ cuando } \theta = 180°$$

$$K_2 = \frac{K_1 + \beta\,[0.5\,(1-\beta^2) + (1-\beta^2)^2]}{\beta^4}$$

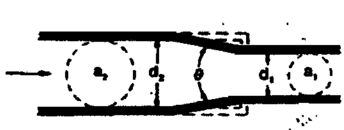
$$\beta = \frac{d_1}{d_2}$$

$$\beta^2 = \left(\frac{d_1}{d_2}\right)^2 = \frac{a_1}{a_2}$$

El subíndice 1 define dimensiones y coeficientes para el diámetro menor. El subíndice 2 se refiere al diámetro mayor.

*Úsese el valor de K proporcionado por el proveedor, cuando se disponga de dicho valor

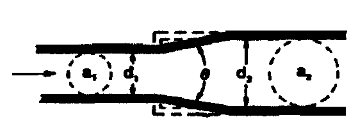
ESTRECHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



Si: $\theta \leq 45°$ .... K_2 = Fórmula 1

$45° < \theta \leq 180°$ .... K_2 = Fórmula 2

ENSANCHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



Si: $\theta \leq 45°$ .... K_2 = Fórmula 3

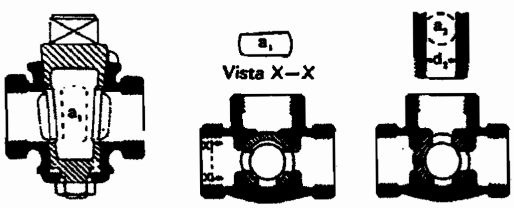
$45° < \theta \leq 180°$ .... K_2 = Fórmula 4

APENDICE E

A-24. TABLA DEL FACTOR "K" (página 4 de 4)
Coeficientes de resistencia (K) válidos para válvulas y accesorios

VÁLVULAS DE MACHO Y LLAVES

Paso directo **tres entradas**



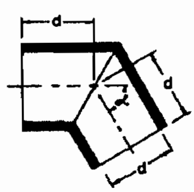
Si: $\beta = 1$, $K_1 = 18 f_T$

Si: $\beta = 1$, $K_1 = 30 f_T$

Si: $\beta = 1$, $K_1 = 90 f_T$

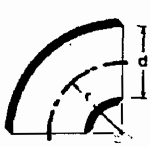
Si: $\beta < 1$ K_2 = Fórmula 6

CURVAS EN ESCUADRA O FALSA ESCUADRA



α	K
0°	$2 f_T$
15°	$4 f_T$
30°	$8 f_T$
45°	$15 f_T$
60°	$25 f_T$
75°	$40 f_T$
90°	$60 f_T$

CURVAS Y CODOS DE 90° CON BRIDAS O CON EXTREMOS PARA SOLDAR A TOPE



r/d	K	r/d	K
1	$20 f_T$	8	$24 f_T$
1.5	$14 f_T$	10	$30 f_T$
2	$12 f_T$	12	$34 f_T$
3	$12 f_T$	14	$38 f_T$
4	$14 f_T$	16	$42 f_T$
6	$17 f_T$	20	$50 f_T$

El coeficiente de resistencia K_{B}, para curvas que no sean de 90° puede determinarse con la fórmula:

$$K_B = (n-1)\left(0.25\,\pi f_T \frac{r}{d} + 0.5\,K\right) + K$$

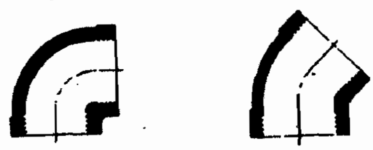
n = número de curvas de 90°
K = coeficiente de resistencia para una curva de 90° (según tabla)

CURVAS DE 180° DE RADIO CORTO

$K = 50 f_T$

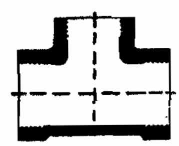
CODOS ESTÁNDAR

90° 45°



$K = 30 f_T$ $K = 16 f_T$

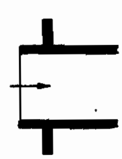
CONEXIONES ESTÁNDAR EN "T"



Flujo directo .... $K = 20 f_T$
Flujo desviado a 90°.. $K = 60 f_T$

ENTRADAS DE TUBERÍA

Con resalte hacia el interior



$K = 0.78$

r/d	K
0.00*	0.5
0.02	0.28
0.04	0.24
0.06	0.15
0.10	0.09
0.15 y más	0.04

*de cantos vivos

A tope

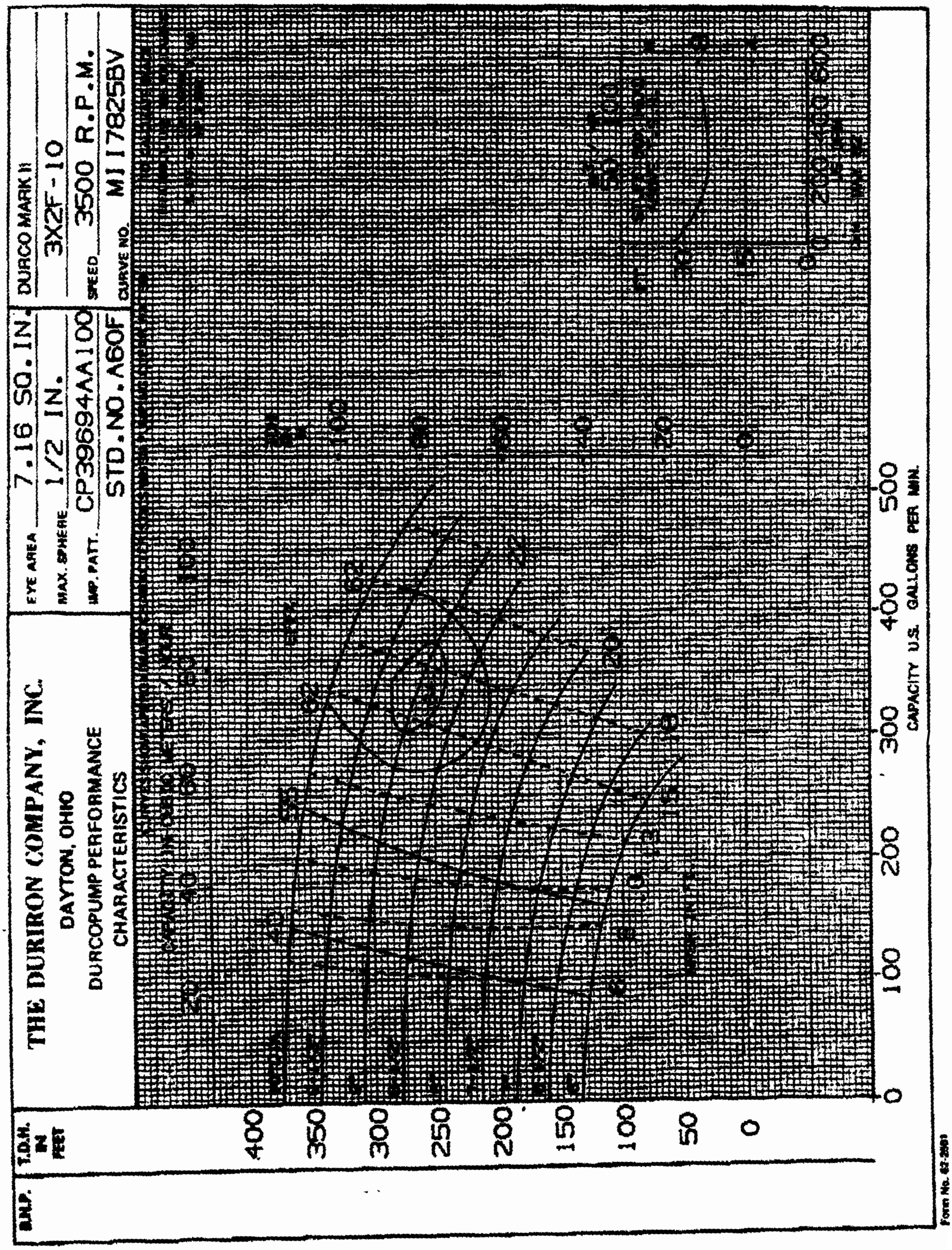
Véanse los valores de K en la tabla

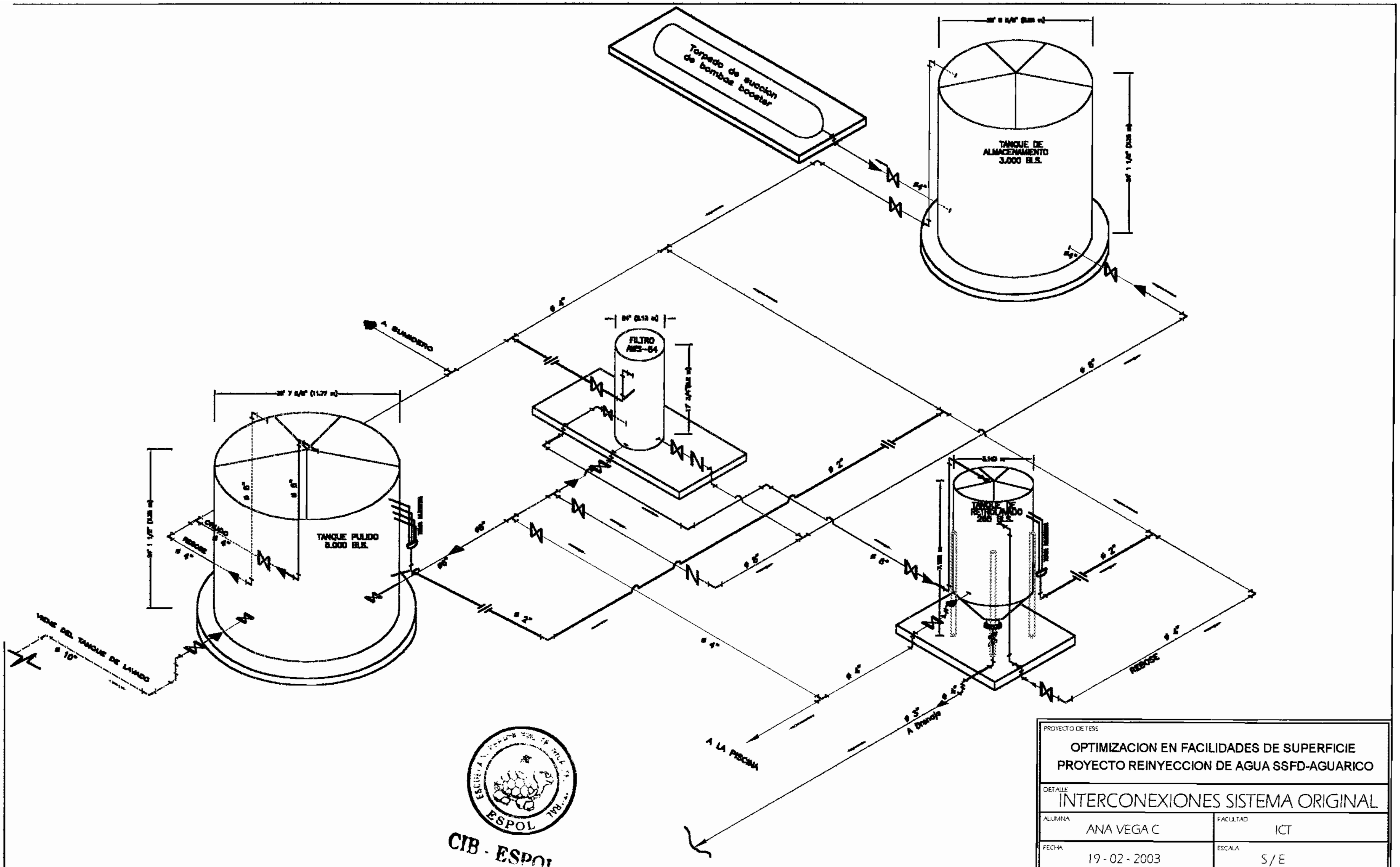
SALIDAS DE TUBERÍA

Con resalte **De cantos vivos** **Redondeada**

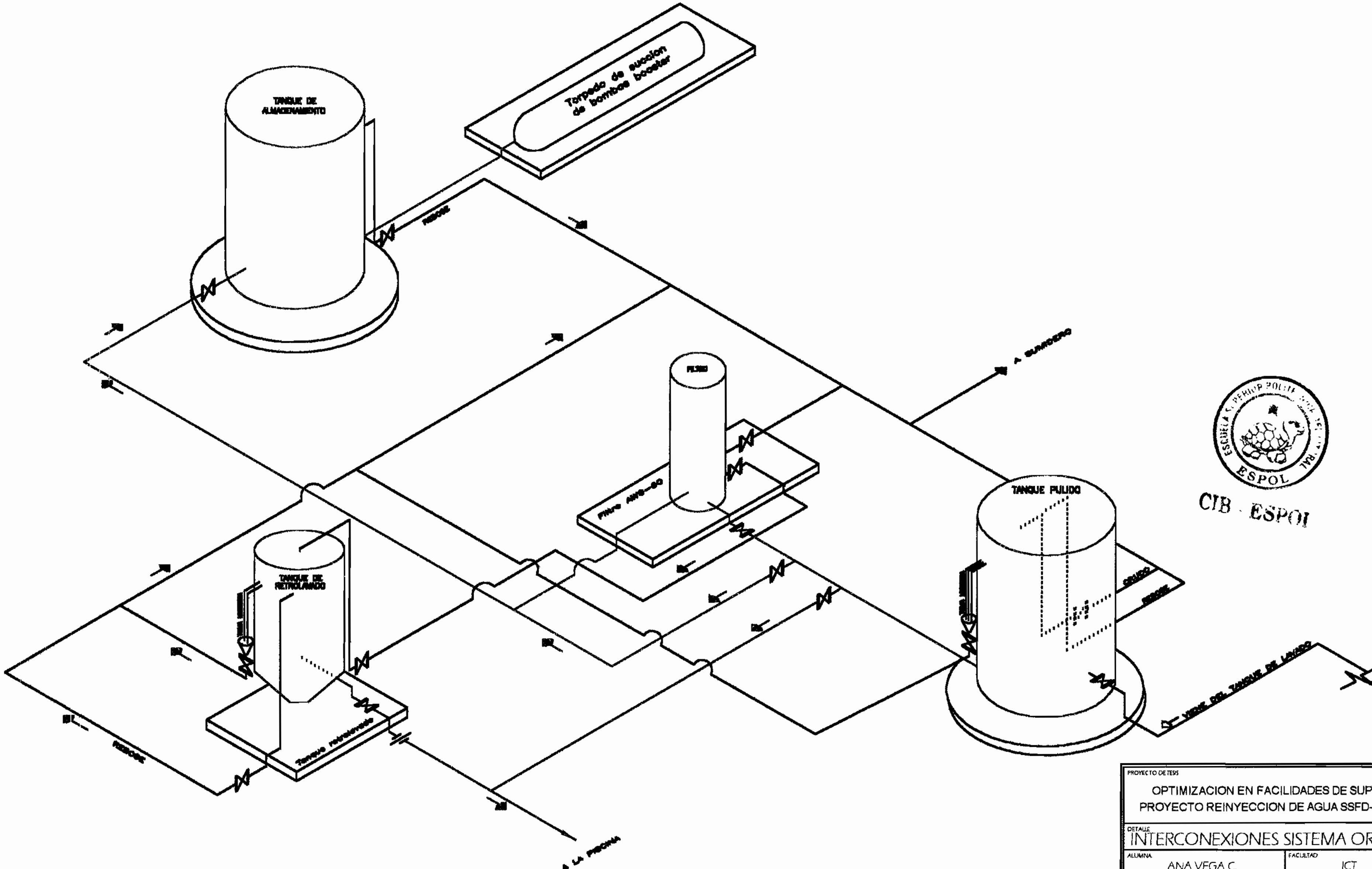
$K = 1.0$ $K = 1.0$ $K = 1.0$

APENDICE F


THE DURIRON COMPANY, INC.
DAYTON, OHIO
DURCOPUMP PERFORMANCE
CHARACTERISTICS
EYE AREA 7.16 SQ. IN.
MAX. SPHERE 1/2 IN.
IMP. PATT. CP39694AA100
STD.NO.A60F
DURCO MARK II
3X2F-10
SPEED 3500 R.P.M.
CURVE NO. M117825BV
B.H.P.
T.D.H. IN FEET
400
350
300
250
200
150
100
50
0
0
100
200
300
400
500
CAPACITY U.S. GALLONS PER MIN.



PROYECTO DE TESIS: OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO	
DETALLE: INTERCONEXIONES SISTEMA ORIGINAL	
ALUMNA: ANA VEGA C	FACULTAD: ICT
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E
SOLIPET / ESPOL	LAMINA: 04

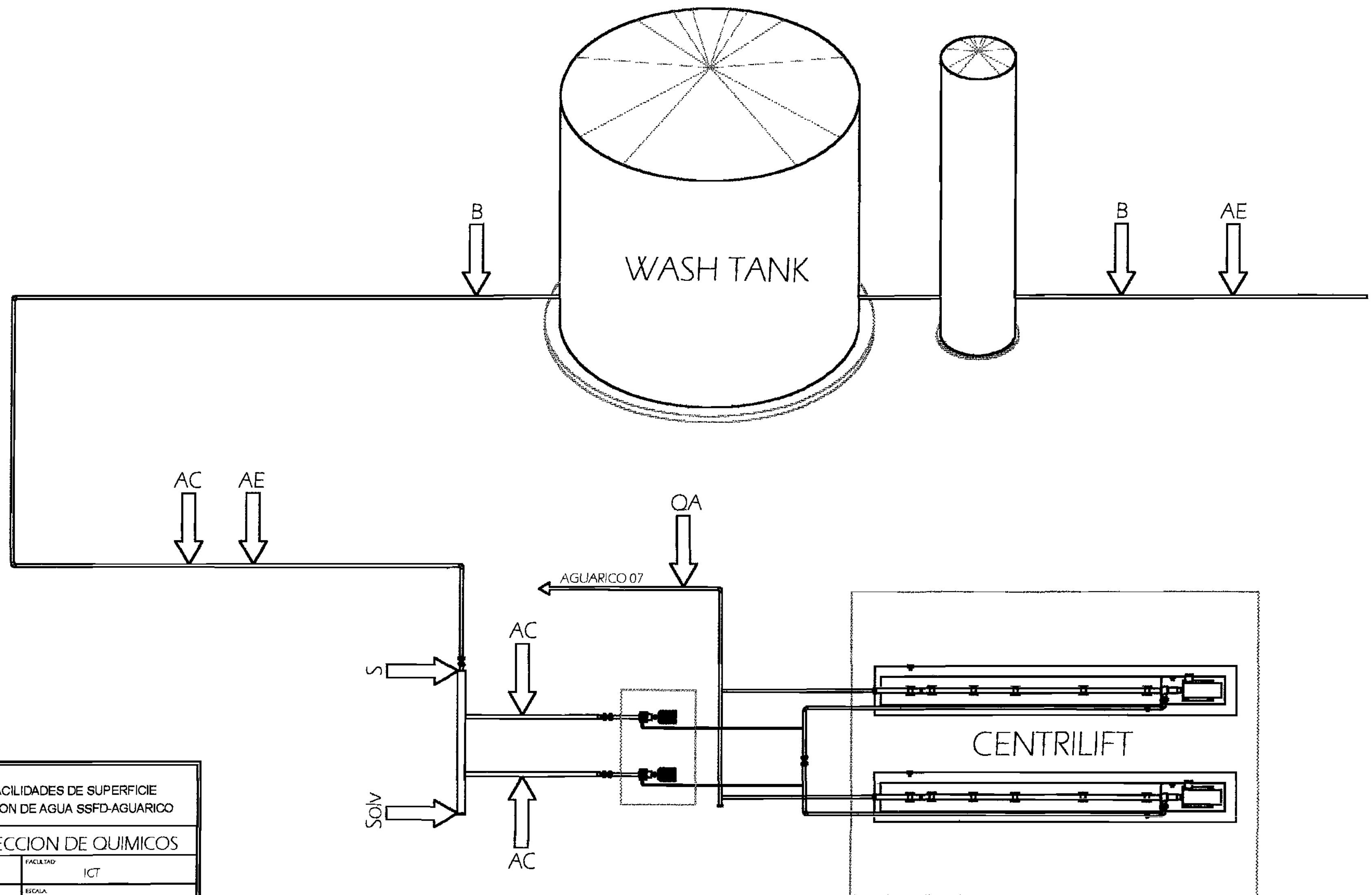


PROYECTO DE TESIS

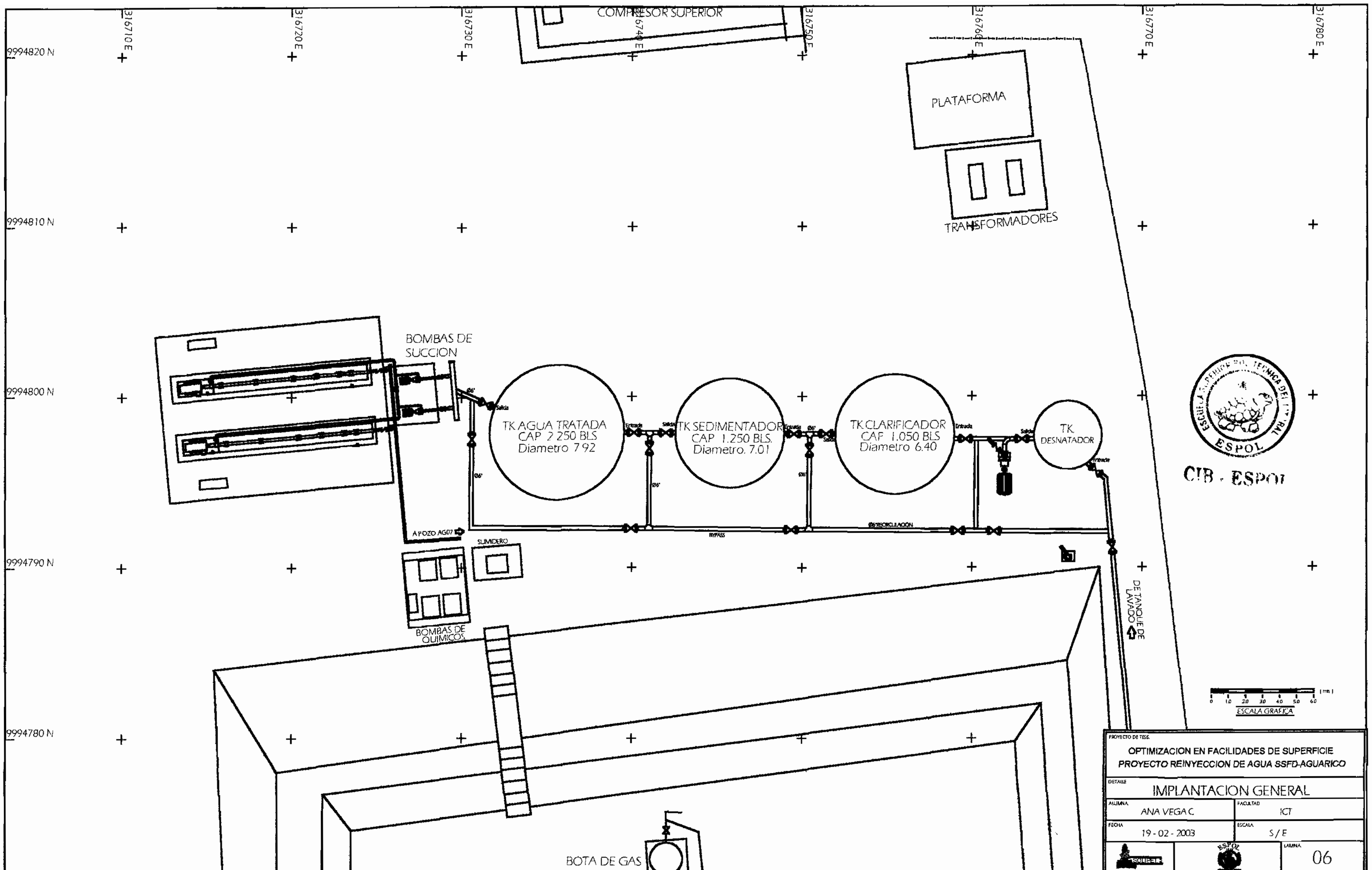
OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE
PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO

DETALLE	INTERCONEXIONES SISTEMA ORIGINAL 2
ALUMNA: ANA VEGA C.	FACULTAD: ICT
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E
	LAMINA: 04A

SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA ESTACION AGUARICO



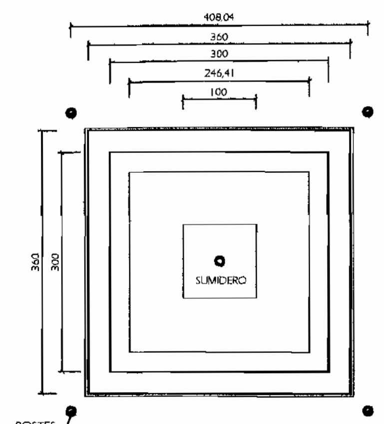
PROYECTO DE TESIS: OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO		
DETALLE: DIAGRAMA INYECCION DE QUIMICOS		
ALUMNA: ANA VEGA C	FACULTAD: ICT	
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E	
SOLIPET	ESPOL	LAMINA: 05



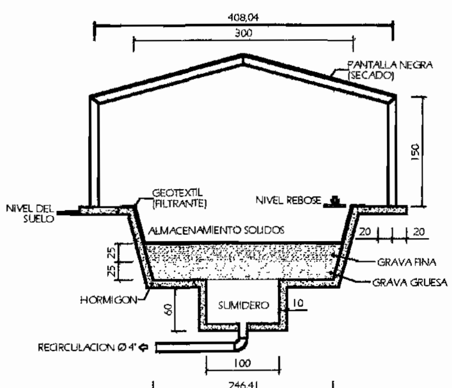
PROYECTO DE TESIS

OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE
PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO

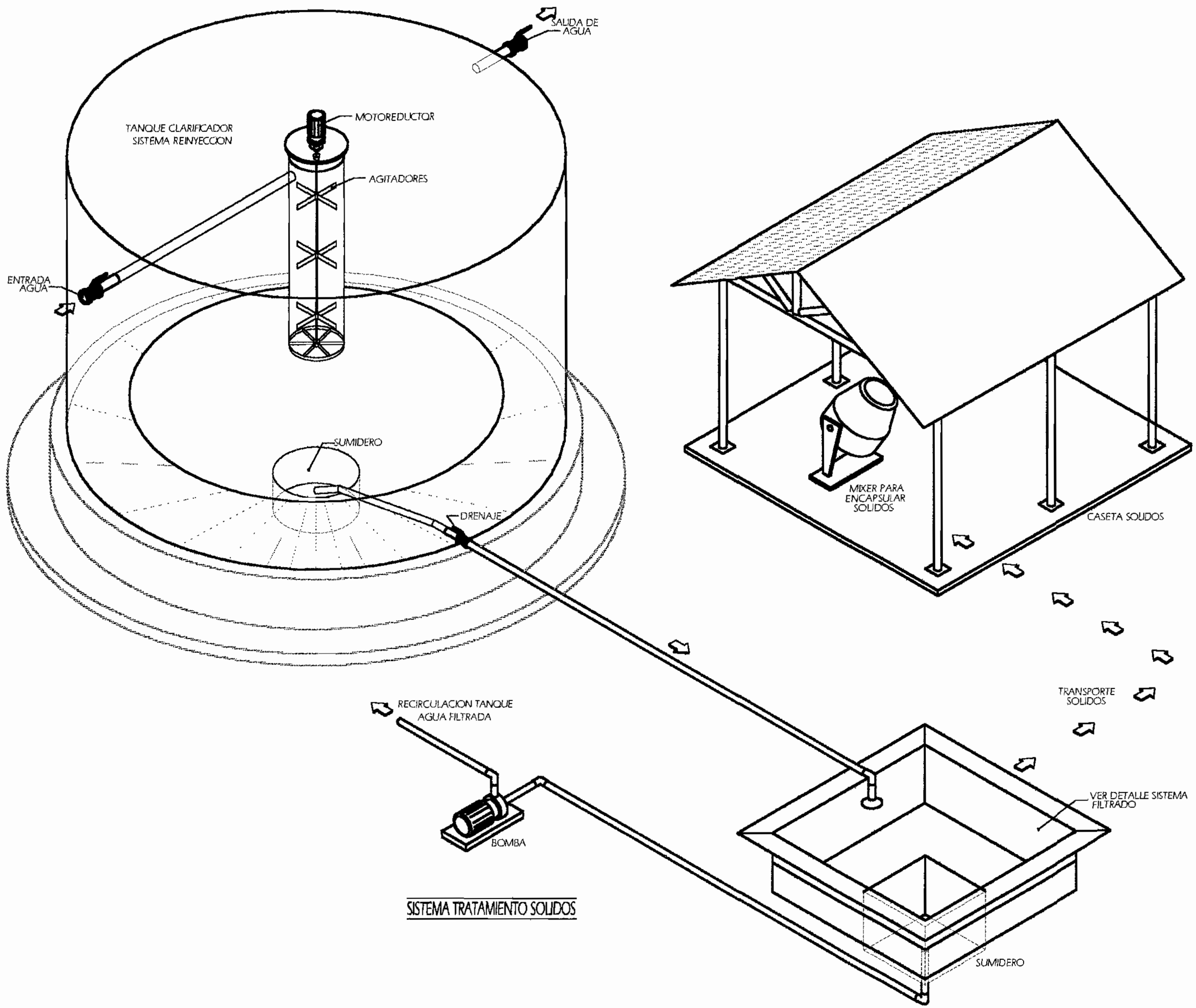
DETALLE: IMPLANTACION GENERAL	
ALUMNA: ANA VEGA C	FACULTAD: ICT
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E
	LAMINA: 06



PLANTA
ESC 1:50

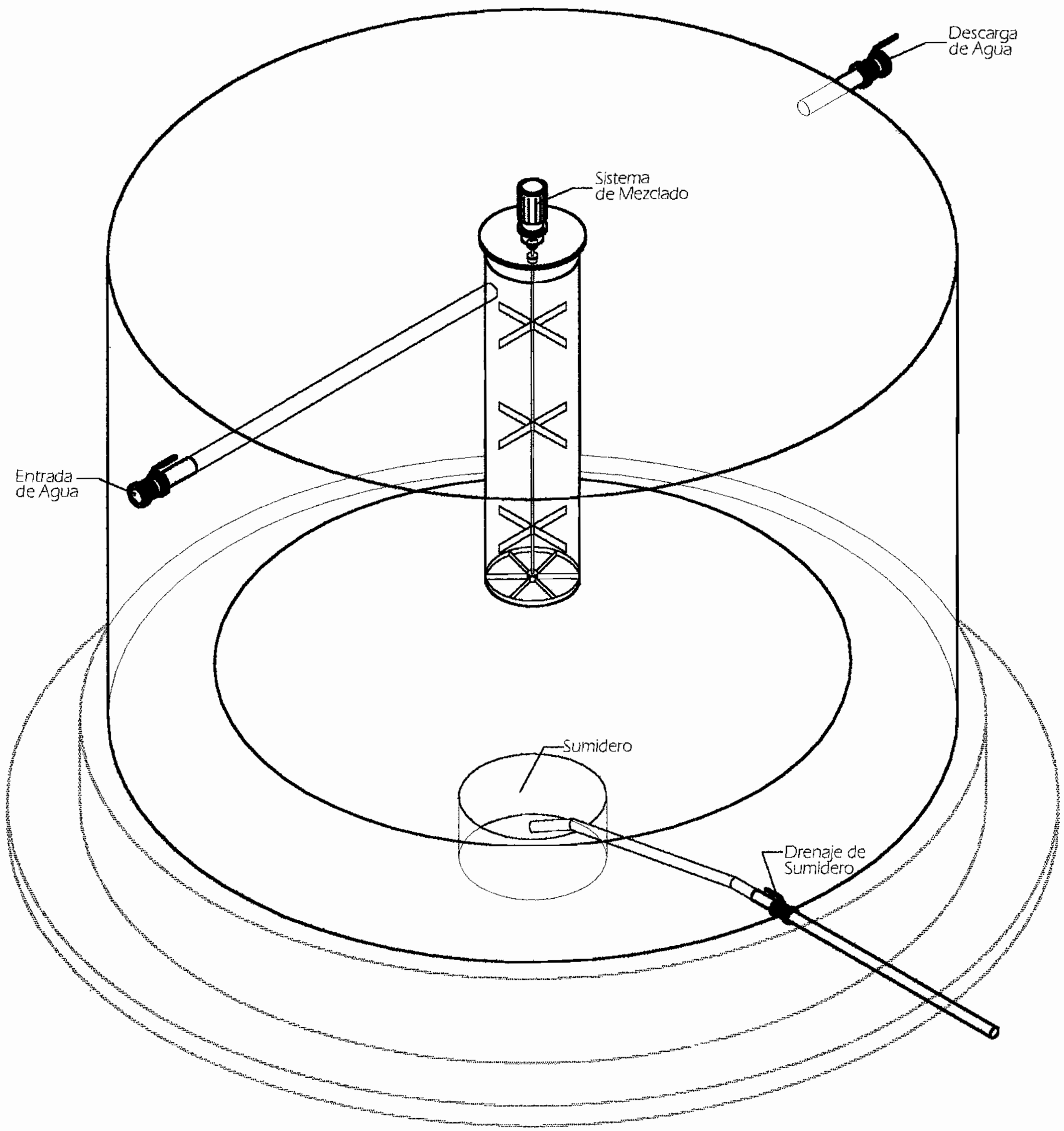


PISCINA SISTEMA FILTRADO
CORTE LATERAL
ESC 1:50



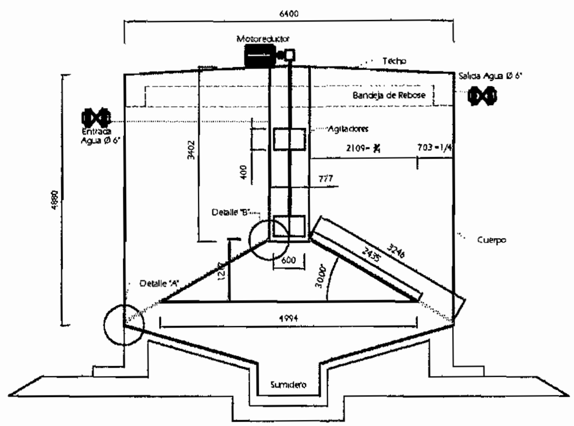
SISTEMA TRATAMIENTO SOLIDOS

PROYECTO DE TESIS: OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO	
DETALLE: SISTEMA TRATAMIENTO SOLIDOS	
ALUMNA: ANA VEGA C	FACULTAD: ICT
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E
SOLIPET / ESPOL	LAMINA: 07

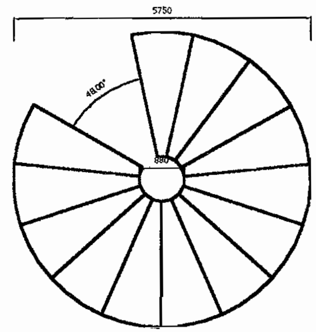


PROYECTO DE TESIS	OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO
DETALLE	ISOMETRIA CLARIFICADOR TIPO
ALUMNA	ANA VEGA C.
FACULTAD	ICT
FECHA	19 - 02 - 2003
ESCALA	S / E
LAMINA	09

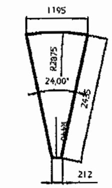
SOLIPET S.A.



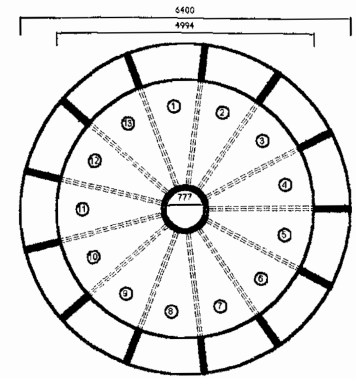
VISTA FRONTAL ESTRUCTURA



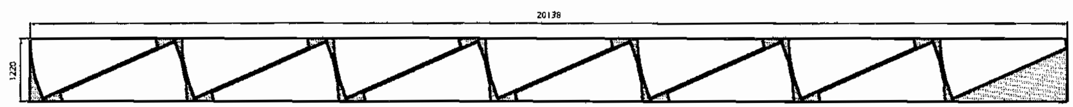
DESAROLLO DE BAFFLES



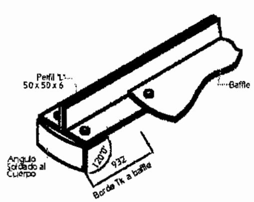
SECTOR CIRCULAR BAFFLE



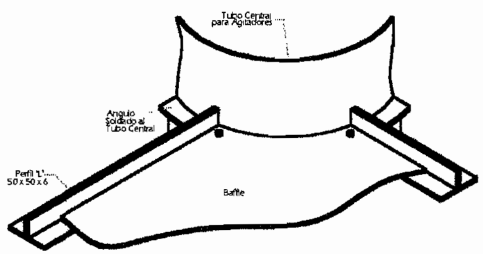
PLANTA ESTRUCTURA Y BAFFLES



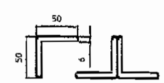
AFECTACION DE LAMINAS



DETALLE A



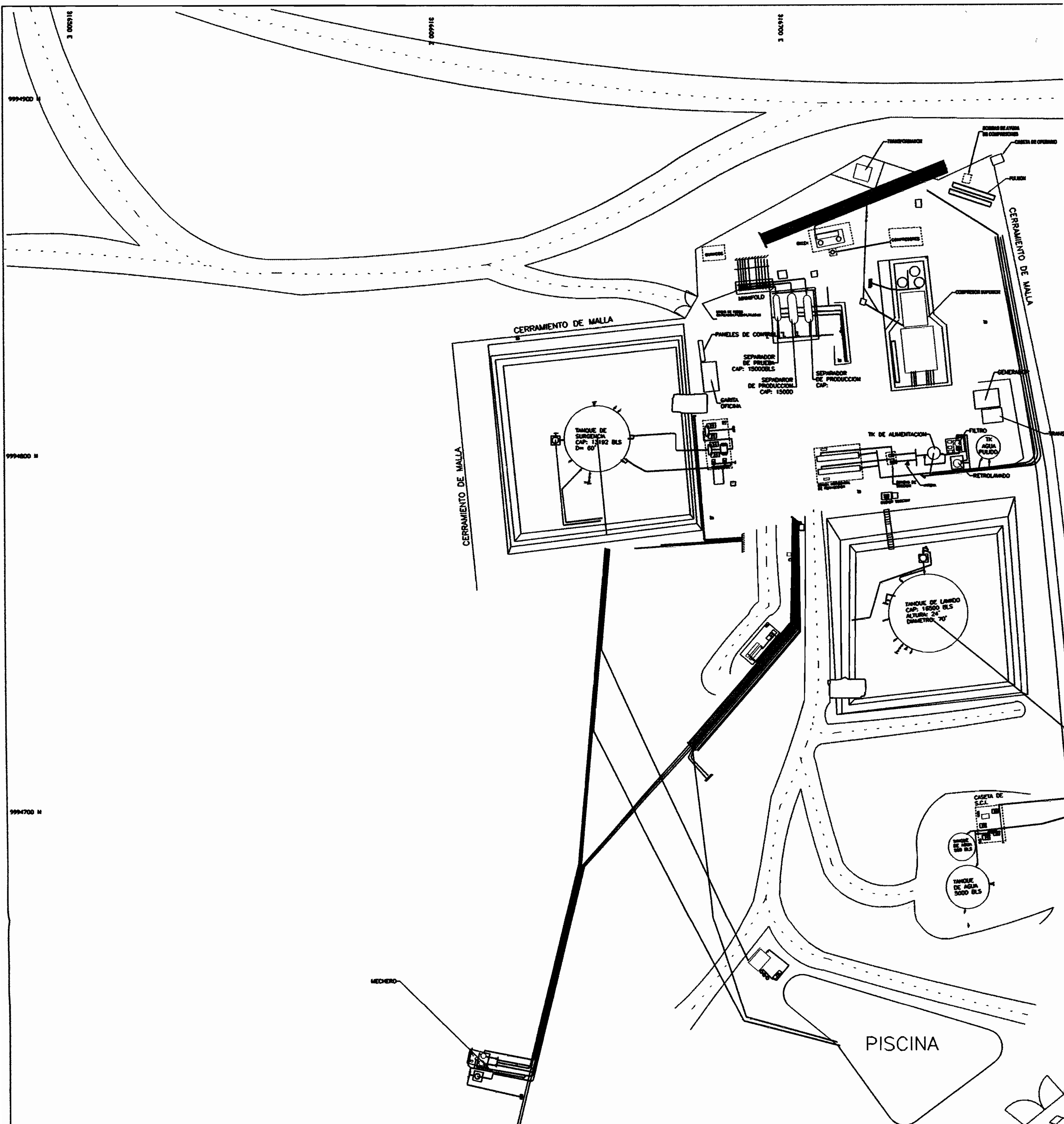
DETALLE B



DETALLE UNION ANGULO

CIB - ESPOL

PROYECTO DE TESIS: OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO	
DETALLE: DETALLES CONSTRUCTIVOS CLARIFICADOR	
ALUMNA: ANA VEGA C.	FACULTAD: ICT
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E
SOLIPET · ESPOL	LAMINA: 11



PROYECTO DE TESIS

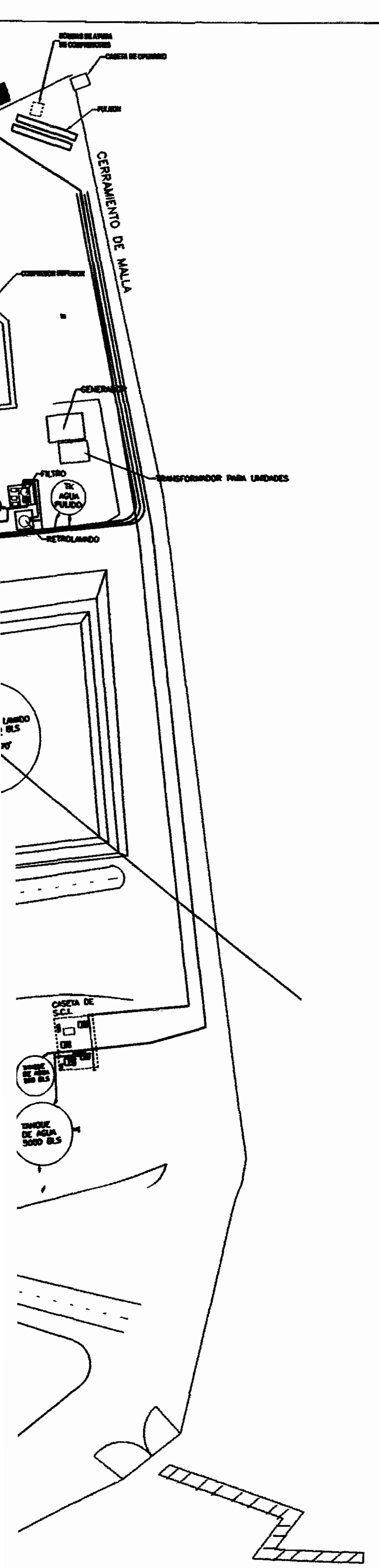
OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE
PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO

DETALLE

LEVANTAMIENTO ESTACION AGUARICO

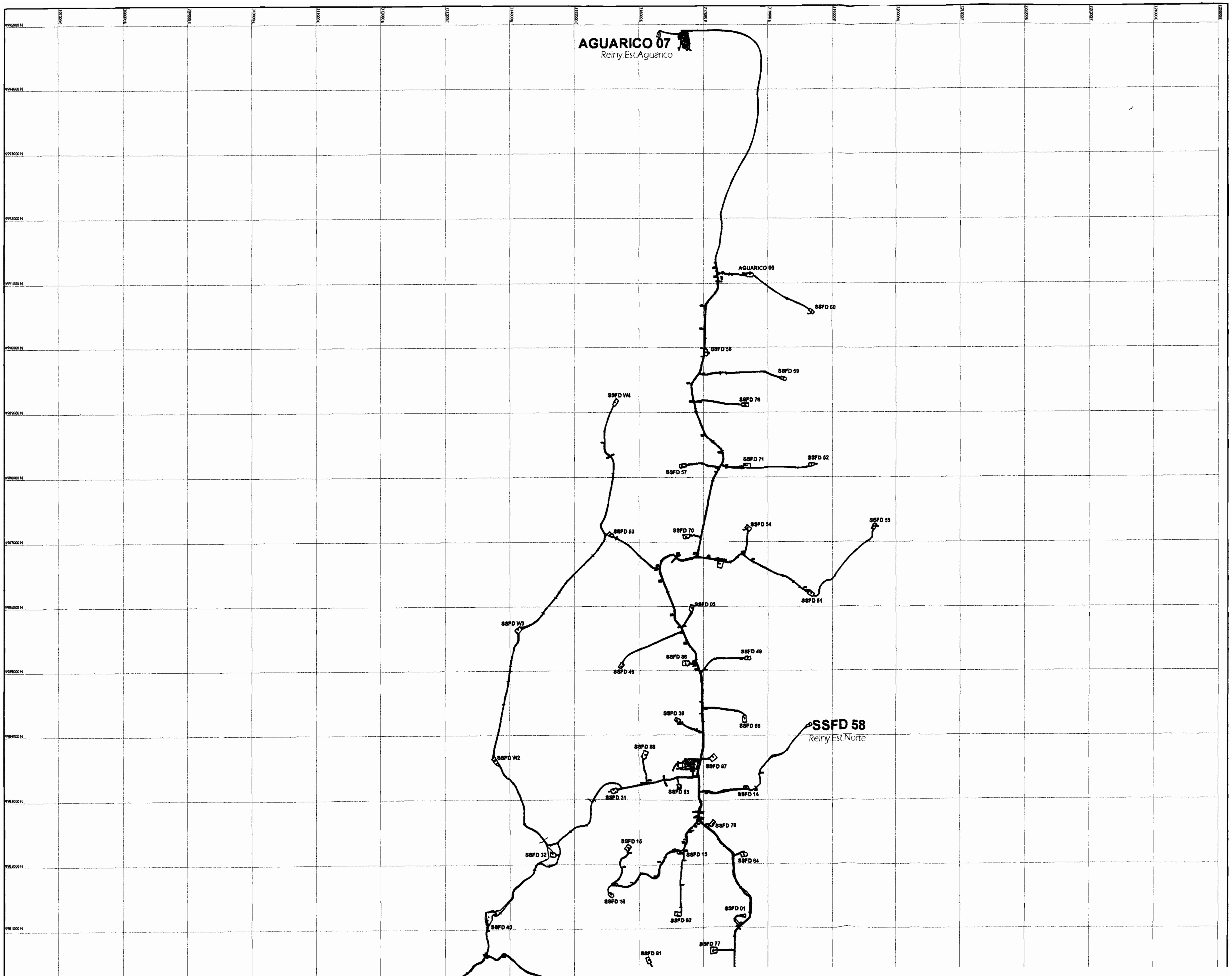
ALUMNA	FACULTAD
ANA VEGA C.	ICT
FECHA 19 - 02 - 2003	ESCALA S / E

SOLIPET S.A. — ESPOL 1958 — LAMINA 01

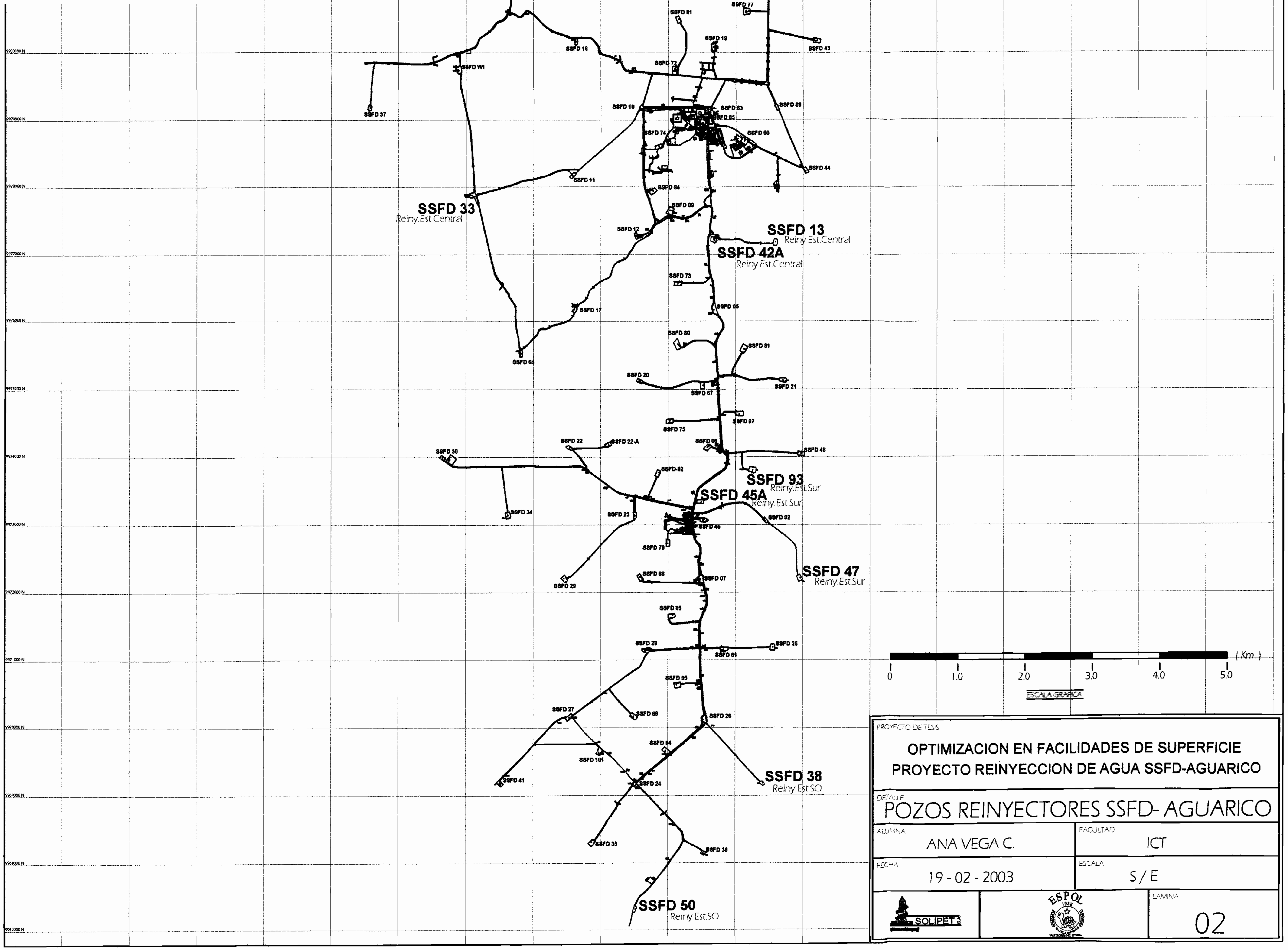


SIMBOLOGIA

No	SIMBOLO	DASECRIPCION
1		POSTE DE LUZ
2		HIDRANTE(SISTEMA CONTRA INCENDIO)
3		VALVULA
4	—	TIERRA(oculto)
5	□	CAJA DE REVISION
6		PANEL DE CONTROL
7		MANOMETRO
8	—	CANAL DE DRENAJE
9		BARTON
10		BOMBA
11	⊠	DANIEL
12		EXTINGUIDOR DE INCENDIOS
13		FISHER
14		FILTRO



AGUARICO 07
Reiny.Est.Aguarico
AGUARICO 09
SSFD 60
SSFD 56
SSFD 59
SSFD 76
SSFD W4
SSFD 71
SSFD 52
SSFD 57
SSFD 55
SSFD 54
SSFD 53
SSFD 70
SSFD 51
SSFD 03
SSFD W3
SSFD 49
SSFD 86
SSFD 46
SSFD 38
SSFD 66
SSFD 58
Reiny.Est.Norte
SSFD 88
SSFD W2
SSFD 87
SSFD 83
SSFD 31
SSFD 14
SSFD 79
SSFD 16
SSFD 32
SSFD 15
SSFD 64
SSFD 18
SSFD 82
SSFD 01
SSFD 40
SSFD 77
SSFD 81



PROYECTO DE TESIS

OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE
PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO

DETALLE

POZOS REINYECTORES SSFD- AGUARICO

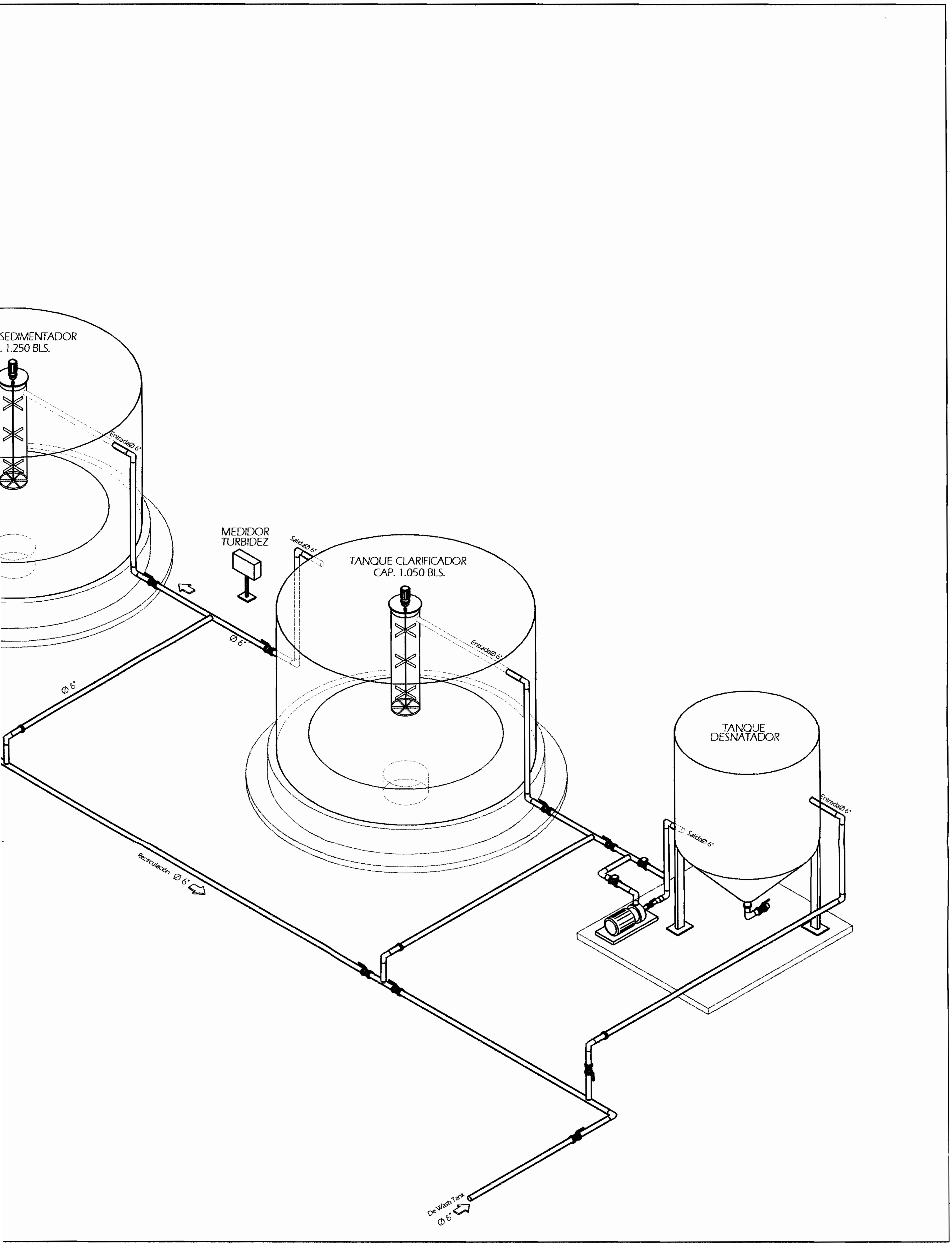
ALUMNA	FACULTAD
ANA VEGA C.	ICT
FECHA	ESCALA
19 - 02 - 2003	S / E

SOLIPET

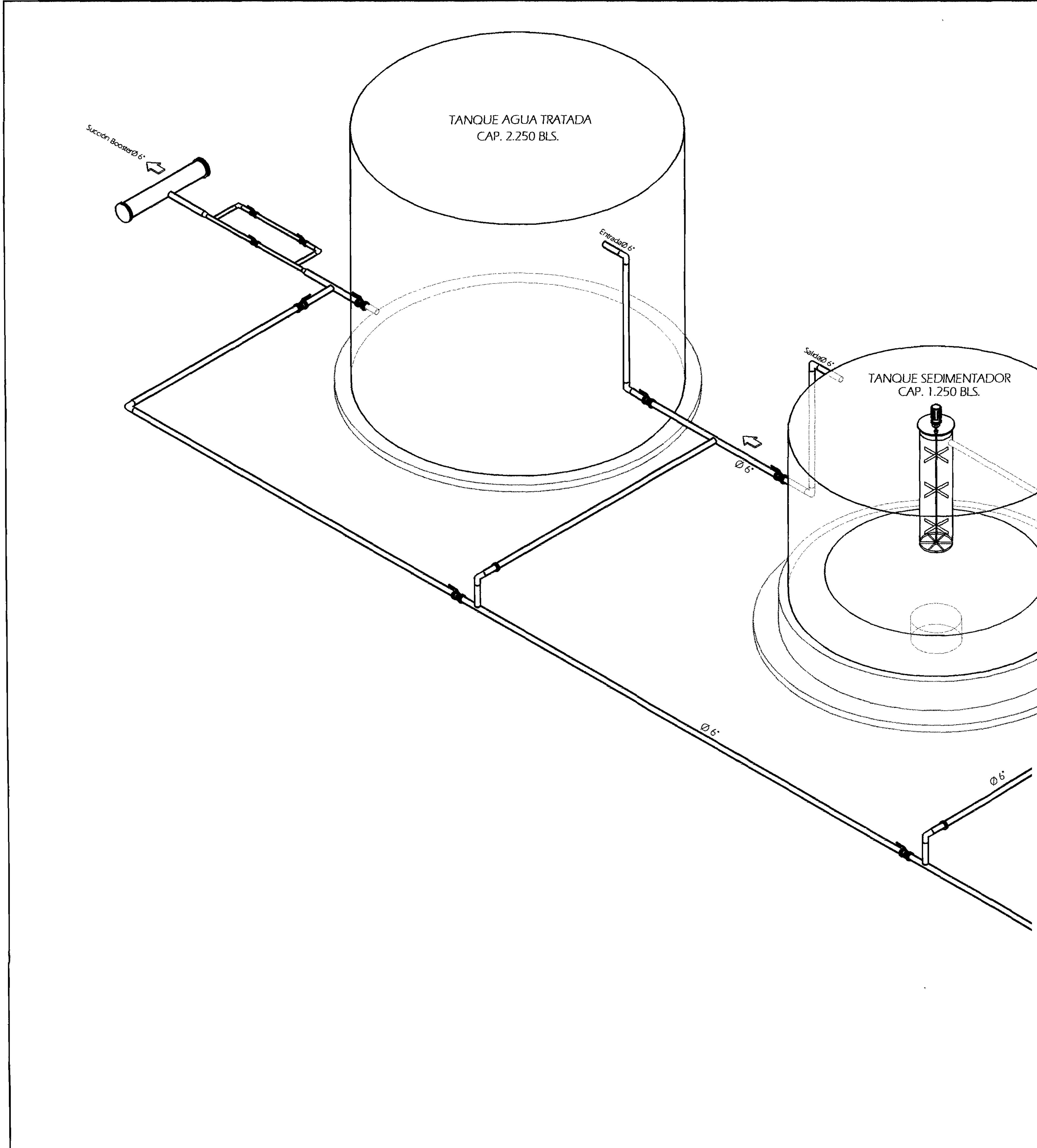
ESPOL 1958

LAMINA

02



SEDIMENTADOR
. 1.250 BLS.
Entrada Ø 6"
MEDIDOR
TURBIDEZ
Salida Ø 6"
TANQUE CLARIFICADOR
CAP. 1.050 BLS.
Entrada Ø 6"
Ø 6"
Ø 6"
TANQUE
DESNATADOR
Entrada Ø 6"
Salida Ø 6"
Recirculación Ø 6"
De Wash Tank
Ø 6"

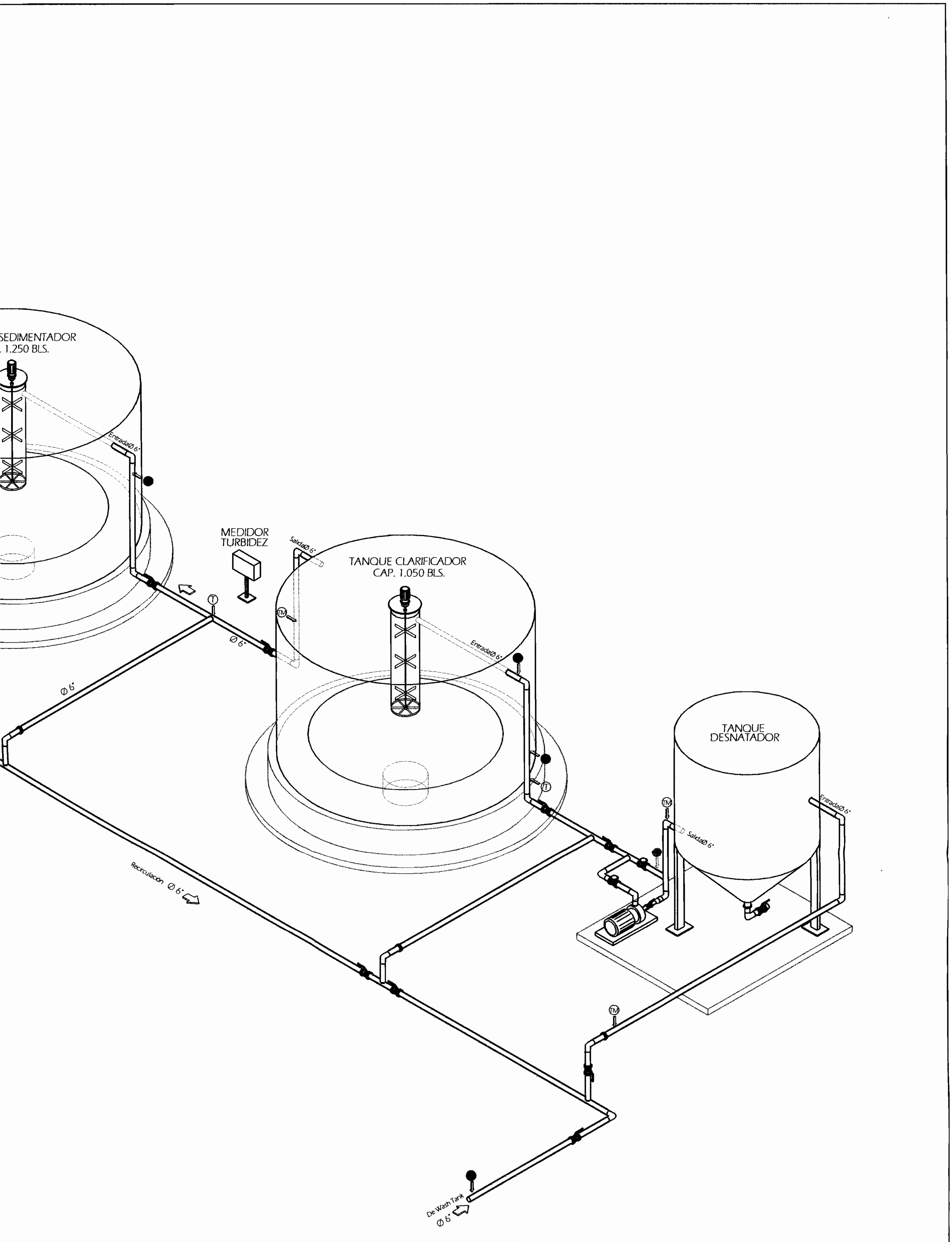


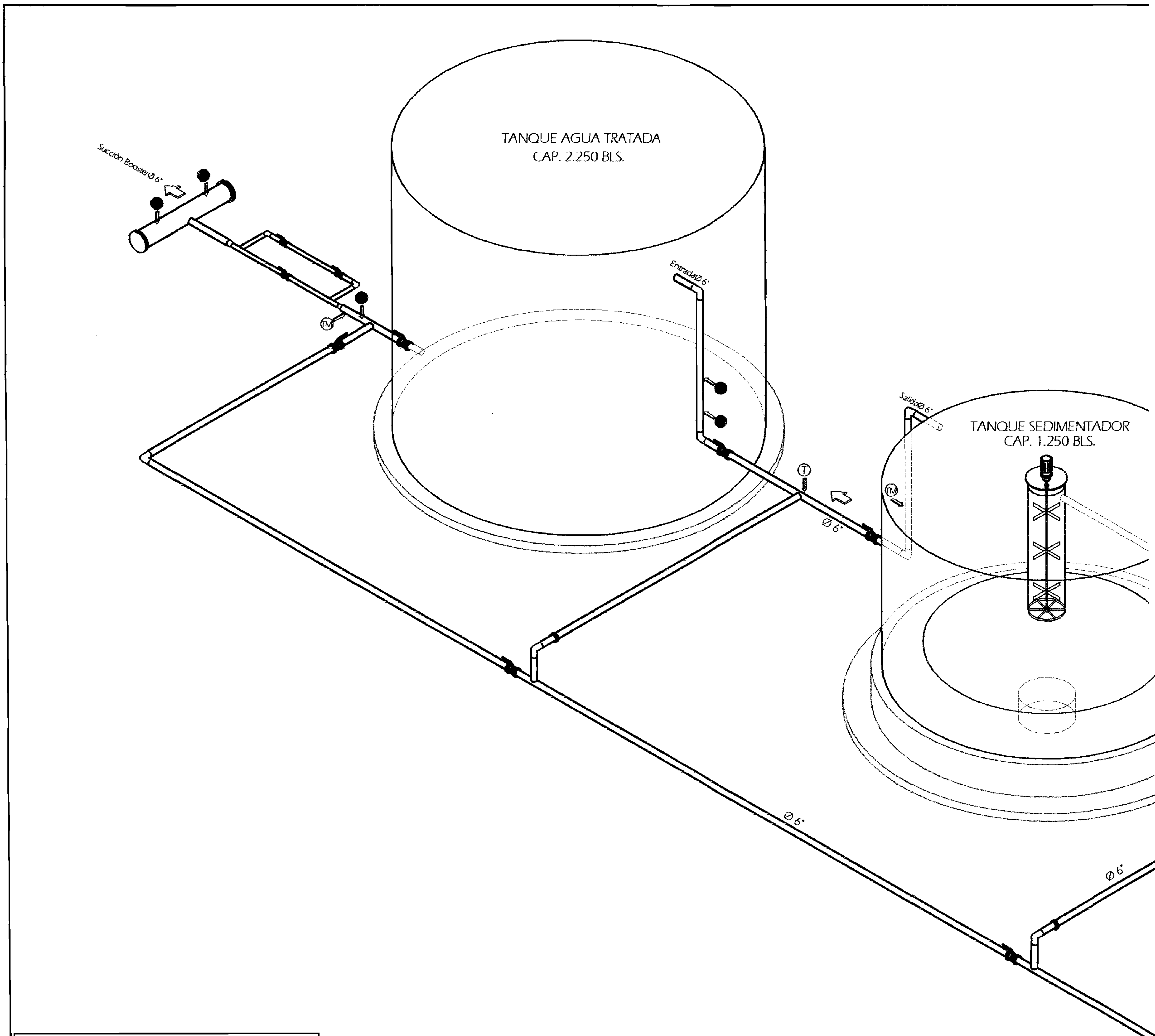
PROYECTO DE TESIS

OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE
PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO

DETALLE
IMPLANTACION GENERAL - ISOMETRIA

ALUMNA	FACULTAD
ANA VEGA C.	ICT
FECHA 19 - 02 - 2003	ESCALA S / E
SOLIPET / ESPOL	LAMINA 08


SEDIMENTADOR
. 1.250 BLS.
Entrada Ø 6"
MEDIDOR
TURBIDEZ
Salida Ø 6"
TANQUE CLARIFICADOR
CAP. 1.050 BLS.
Entrada Ø 6"
Ø 6"
Ø 6"
TANQUE
DESNATADOR
Entrada Ø 6"
Salida Ø 6"
Recirculación Ø 6"
De Wash Tank
Ø 6"



SIMBOLOLOGIA INYECCION QUIMICOS	
No.	DETALLE
T	LINEAS PARA MEDIDOR DE TURBIDEZ
TM	TOMAMUESTRAS
●	CLARIFICADOR
●	COAGULANTE
●	FLOCULANTE
●	ANTIESCALA
●	BIOCIDA
●	INHIBIDOR CORROSION
●	SURFACTANTE

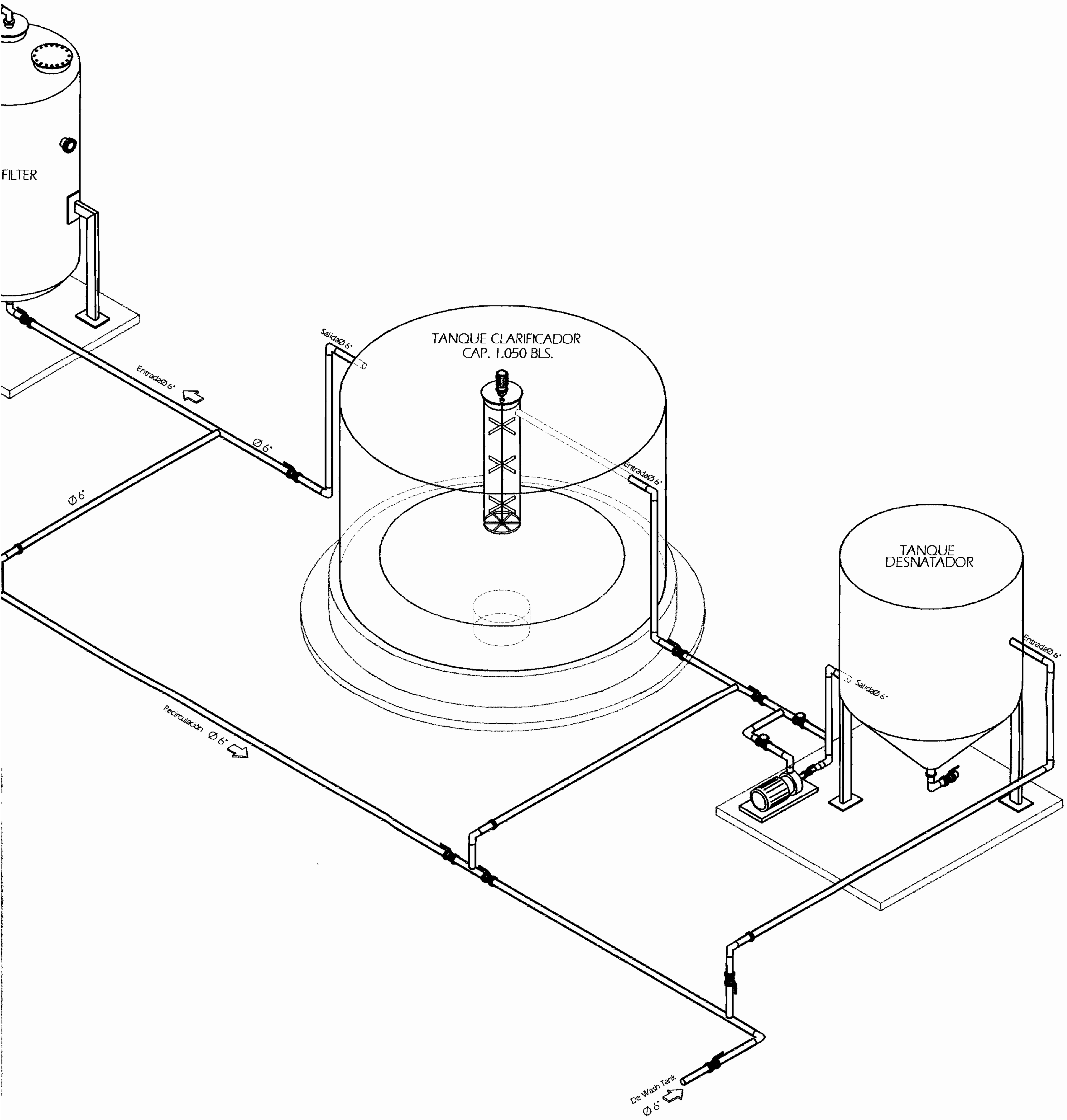
PROYECTO DE TESIS

OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE
PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO

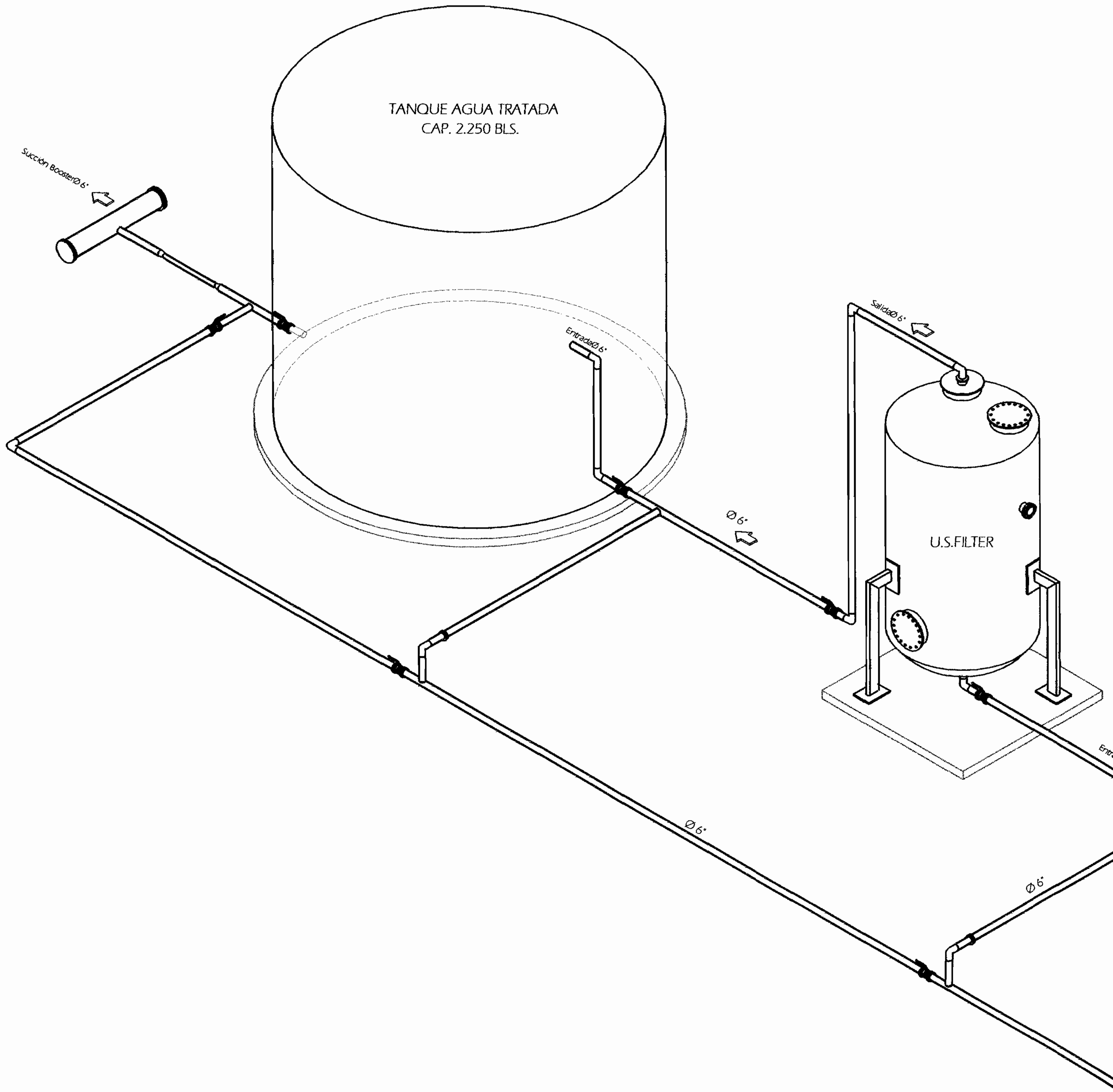
DETALLE
UBICACION INYECCION QUIMICOS

ALUMNA	FACULTAD
ANA VEGA C.	ICT
FECHA	ESCALA
19 - 02 - 2003	S / E

SOLIPET S.A. | ESPOL 1958 | LAMINA 10



FILTER
TANQUE CLARIFICADOR
CAP. 1.050 BLS.
TANQUE
DESNATADOR
SalidaØ 6"
EntradaØ 6"
Ø 6"
Ø 6"
EntradaØ 6"
EntradaØ 6"
SalidaØ 6"
Recirculación Ø 6"
De Wash Tank
Ø 6"



PROYECTO DE TESIS		
OPTIMIZACION EN FACILIDADES DE SUPERFICIE PROYECTO REINYECCION DE AGUA SSFD-AGUARICO		
DETALLE: ISOMETRIA PROPUESTA FINAL		
ALUMNA: ANA VEGA C.	FACULTAD: ICT	
FECHA: 19 - 02 - 2003	ESCALA: S / E	
SOLIPET	ESPOL 1958	LAMINA: 12