

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la
Producción**

“Diseño de una Planta de Reinyección de Agua de Formación en la Estación
Central del Campo Shushufindi – Aguarico”.

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO MECÁNICO

Presentada por:

Lister Orlando Miranda López.

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2004

RESUMEN.

Con el fin de preservar el medio ambiente algunas empresas petroleras del país, se han visto en la necesidad de adaptar un sistema eficiente para la evacuación de agua de formación que se obtiene de las extracciones de crudo; razón por la cual el presente trabajo de tesis de grado tendrá como objetivo diseñar un sistema de reinyección de agua de formación y que de hecho reemplazaran a los diferentes métodos utilizados por algunas empresas petroleras, las cuales no contribuyen en nada a la preservación del medio ambiente.

Anteriormente el agua de formación se almacenaba en piscinas de tierra y luego se las evacuaba a los esteros, ríos, lagunas; al pasar el tiempo debido al cambio de los mecanismos de producción en todo yacimiento de crudo, el corte de agua se incrementó significativamente haciendo que el manejo de agua producida sea cada vez más problemática. De allí nace la necesidad de instalar un sistema para eliminar esta clase de agua, inyectándole a niveles cercanos a los 8000 pies; evitando el peligro para el hombre y su medio.

La metodología a seguir para el desarrollo de los capítulos de la tesis, es lograr hacer uso de informaciones recopiladas por la empresa, como es el caso de los Manuales y diagramas experimentales de operación los cuales nos servirán como guía práctica para el desarrollo de la tesis, además se tendrán muy en cuenta las experiencias personales de campo.

Con la aplicación de esta metodología y experiencia práctica del personal involucrado en el área, se esperará a futuro que esta investigación contribuya al desarrollo de este sistema ya que lograra mitigar en algo la contaminación que existe actualmente en las empresas de extracción de crudo.

INDICE GENERAL

	Pág
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	IV
ABREVIATURAS.....	VII
SIMBOLOGÍA.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ÍNDICE DE PLANOS.....	XIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1.	
1. CONSIDERACIONES GENERALES.....	3
1.1 Proceso de Extracción del Crudo.....	3
1.2 Tratamiento actual del agua de formación.....	13
1.3 Problemas Ambientales a causa del agua de formación.....	16
1.4 Planteamiento del Problema.....	21
1.5 Alcance del Proyecto.....	23

CAPITULO 2

2. ALTERNATIVA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.....	24
2.1 Procedimiento a seguir en la Reinyección del Agua de Formación.....	25
2.2 Ventajas y Desventajas del Sistema de Reinyección del Agua de Formación.....	47
2.3 Análisis de Prueba de Fall of Test.....	49
2.4 Daño de Formación en Pozos Reinyectores.....	53

CAPITULO 3

3. ESTIMACIÓN ESTADÍSTICA DE LA PRODUCCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	58
3.1 Recolección y Depuración de Datos de la Producción histórica.....	58
3.2 Análisis Actual de la Producción de Agua de formación.....	60
3.3 Proyección del Incremento de la Producción del Agua de formación.....	72

CAPITULO 4.

4. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....	75
4.1 Equipo de Superficie.....	76
4.1.1 Sistema de Conducción.....	76

4.1.2 Líneas de Conducción.....	77
4.1.3 Inyección de Químicos.....	88
4.1.4 Sistemas de Bombeo.....	98
4.1.5 Variador de frecuencia.....	119
4.1.6. Sistemas de Almacenamiento.....	122
4.1.7 Equipamiento en el Cabezal del Pozo.....	166
4.2. Equipo de Subsuelo.....	168
4.2.1 Tubing.....	170
4.2.2 Empacadura.....	172
4.2.3 Accesorios.....	172

CAPÍTULO 5.

5. COSTOS DEL PROYECTO.....	174
5.1 Estudio Técnico Económico Ambiental.....	174

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	189
---	------------

APÉNDICES.

ANEXOS.

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

A:	Amperios.
Atm:	Atmósfera
BAPD:	Barriles de agua por día.
Bbl/psi:	Barriles por libras por pulgadas cuadradas.
Hp:	Caballos de fuerza.
CaCO ₃ :	Carbonato de Calcio
cm:	Centímetros
Cps:	Centipoise.
NaCl:	Cloruro de Sodio.
STB/N.B:	Condiciones estándar por condiciones de yacimiento en barriles
ρ :	Densidad del material
CO ₂ :	Dióxido de Carbono
gpm:	galones por minuto.
°F=	Grados Fahrenheit.
°C=	Grados Centígrados.
Gr. /cm ³ :	Gramos por centímetros cúbicos.
Kg:	Kilogramos.
Kg. / m ³ :	Kilogramos por metro cúbicos
KVA:	Kilovoltios por amperios
Lb/pies ³ :	Libras por pies cúbicos.
m:	metro
M ³ / sg:	metros cúbicos por segundo.
m/sg:	metros por segundo
$\mu\Omega$:	Micro ohmios
mA / m ² :	mili amperios por metro cuadrado.
md:	mili darcys.
Mg/ lt :	miligramos por litro
N:	Newton
Onz/pulg ² :	onza por pulgadas cuadradas.
O ₂ :	Oxígeno.
ppm:	Partes por millón
Ft:	pies.
MPY:	Porta Cupones de Corrosión
Pulg:	Pulgadas
sg:	Segundos.
SDT:	Sólidos Disueltos Totales.
H ₂ S:	Sulfuro de Hidrógeno.
V:	Voltios

SIMBOLOGÍA

Hd:	Altura del deflector
A:	Área de flujo en la tubería
A _d :	Área de flujo en la mezcladora
A _F :	Área del filtro.
A _S :	Área expuesta del cupón
H _T :	Altura del tanque
TDH:	Cabezal de la bomba.
NPSH _R :	Cabeza Neta Positiva de Succión requerido
NPSH _D :	Cabeza Neta Positiva de Succión disponible
ΔP:	Caída de presión a través de la línea
Cc:	Capacidad de corriente del ánodo.
Q _A :	Carga hidráulica máxima.
V _{bw} :	Cantidad de agua para Retrolavado.
K:	Coefficientes de Resistencia para válvulas y accesorios.
C:	Constante de Hazen William
I:	Corriente de entrega del ánodo.
I _{CR} :	Corriente de Protección
ρ :	Densidad.
D _C :	Densidad de Corriente.
D _{ee} :	Diámetro exterior de tubo en la campana
D _{ie} :	Diámetro interior de tubo en la campana
D:	Diámetro de la tubería.
D _T :	Diámetro del tanque
D _a :	Diámetro del ánodo
D _V :	Diferencia de Potencial útil en el ánodo.
D _{MEZCLADOR} :	Diámetro del Mezclador
t _a :	Distancia entre la superficie del terreno y la profundidad del Ánodo
Δh:	elevación del terreno.
td :	Espesor de pared
St :	Esfuerzo Hidrostático:
tp :	Espesor del piso
ed :	Espesor del deflector
f _a :	Factor de eficiencia en la vida útil del ánodo.
f :	Factor de fricción en la tubería
f _t :	Factor de fricción en los accesorios de las tubería
Q _{bw} :	Flujo de agua para Retrolavado.
G:	Gradiente de Velocidad.

L_a : Longitud del ánodo
 L : Longitud de la línea
 L_m : Longitud de la mezcladora
 L_e : Longitud de tubo de entrada
 M : Masa anódica.
 Z : Nivel de Altura en las bombas.
 N_R : Número de Reynolds
 γ : Peso específico
 P_m : Perímetro mojado
 W_1 : Pérdida de peso del cupón
 H_{LM} : Pérdidas Mayores de fricción en tuberías.
 H_{Lm} : Pérdidas menores de fricción en accesorios.
 H_f : Pérdida total de energía en tuberías y accesorios debida a la fricción
 MHP : Potencia del motor eléctrico.
 BHP : Potencia de la bomba de alta presión.
 P_o : Presión atmosférica
 P_1 : Presión en la succión de la booster.
 P_2 : Presión en la descarga de la booster.
 P_v : Presión de vapor
 P_{HPS} : Presión de succión HPS
 P_d : Presión de Descarga de la bomba horizontal.
 P_F : Presión de descarga a la formación receptora.
 WHP : Presión en la cabeza del pozo.
 T_2 : Presión ejercida en el Tanque de agua cruda.
 P_v : Presión de vapor
 H_a : Profundidad del ánodo.
 R : Radio hidráulico
 R_v : Resistencia de puesta a tierra de un ánodo en posición vertical
 ρ_a : Resistividad del medio electrolítico existente entre ánodo y cátodo
 ϵ/D : Rugosidad relativa
 dd : Separación entre deflectores.
 Q_w : Tasa de flujo en barriles
 T : Temperatura del fluido.
 t : Tiempo
 T_c : Tiempo de coagulación.
 T_f : Tiempo de floculación.
 t_r : Tiempo de retención.
 T_{fc} : Tiempo de floculación en la campana
 T_{fe} : Tiempo de floculación en el tubo de entrada
 T_{ft} : Tiempo de floculación total

V_U : Tiempo de vida útil
 V_{SD} : Variador de frecuencia.
 V : Velocidad
 V_q : Velocidad del fluido coagulante
 MPY : Velocidad de corrosión.
 V_F : Velocidad del fluido en el mezclador.
 μ : Viscosidad dinámica.
 V_D : Volumen del depósito.
 V_{CL} : Volumen del Clarificador
 V_{SD} : Volumen del Sedimentador
 V_c : Volumen de la campana
 V_e : Volumen del tubo de entrada

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1	Esquema de una Extracción de crudo.....4
Figura 2	Manifold o Distribuidor de flujo.....8
Figura 3	Separador de Producción.....8
Figura 4	Bota de gas.....9
Figura 5	Tanque de Lavado.....10
Figura 6	Piscina de Almacenamiento.....14
Figura 7	Método de Reinyección de Agua.....15
Figura 8	Reinyección de Agua en los Pozos.....20
Figura 9	Desestabilización de Partículas.....44
Figura 10	Gráfica de Pruebas de Inyección de agua..... 56
Figura 11	Gráfica de la Curva Derivada..... 56
Figura 12	Gráfico de la Curva de Horner 57
Figura 13	Producción de Agua Reinyectada.....59
Figura 14	Producción de Agua Reinyectada en el mes.....63
Figura 14.13	Barriles de Agua Reinyectados en el año 2003.....72
Figura 14.14	Producción de Agua Estimada Anualmente73
Figura 15	Esquema de la Planta de Tratamiento.....77
Figura 16	Pre cámara de Químicos.....81
Figura 17	Equipo Pruebas de Jarras.....92
Figura 18	Fotografía de una tubería con incrustaciones.....94
Figura 19	Fotografía de Portacupones en tuberías.....97
Figura 20	Sistema Booster.....106
Figura 21	Fotografía de la Bomba Horizontal Centrifuga.....111
Figura 22	Transferencia de Fluido en el Sistema.....115
Figura 23	Intercepción de la Curva de Bomba y Motor.....121
Figura 24	Depósito de Agitación en los tanques de Clarificación.....137
Figura 25	Clarificación del Agua.....139
Figura 26	Estructura Interior de la Campana.....142
Figura 27	Recuperación de Sólidos.....145
Figura 28	Fotografía de una Piscina de Sólidos.....146
Figura 29	Cabezal del Pozo.....167
Figura 30	Esquema Típico de un Pozo.....171
Figura 31	Empacaduras en un Pozo.....172

INDICE DE TABLAS

	Pág
Tabla 1 Composición Elemental del Petróleo.....	3
Tabla 2 Constituyentes Primarios y Propiedades del Agua en Campos.....	30
Petroleros.	
Tabla 3 Características del Agua de Reinyección en la Estación Central.....	36
Tabla 4 Límites permisibles de descarga de agua de formación en los pozos.....	37
Tabla 5 Producción histórica de la Reinyección de Agua por año.....	58
Tabla 6 Lecturas de Presiones en los Pozos.....	61
Tabla 7 Reporte mensual en el año 2003.....	62
Tabla 8 Dosificación de Químicos en la Estación Central.....	93
Tabla 9 Interpretación de Cupones.....	98
Tabla 10 Parámetros de Control.....	98
Tabla 11 Rugosidad Relativa de las tuberías.....	103
Tabla 12 Pérdidas de Energía en Accesorios.....	104
Tabla 13 Tipos de Bombas de Químicos.....	114
Tabla 14 Dimensiones y Capacidades de Tanques Atornillados según las.....	126
Normas API.	
Tabla 15 Tamaños de Tanques Soldados según las Normas API.....	127
Tabla 16 Medidas Típicas y Capacidades Nominales de los Tanques.....	127
Tabla 17 Espesor de Planchas para Medidas Típicas.....	128
Tabla 18 Espesor de la base del tanque.....	128
Tabla 19 Esfuerzos permisibles en las planchas.....	129
Tabla 20 Valores usuales de gradientes de velocidad.....	148
Tabla 21 Resistencia Vertical en un Ánodo Comercial.....	164
Tabla 22 Cantidad de Ánodos en los Tanques.....	166
Tabla 23 Estimación de Producción de Agua en la Estación Central.....	182
Tabla 24 Costos de Operación.....	183
Tabla 25 Estimación de Costos por Inversión.....	185
Tabla 26 Costo total Estimado.....	186
Tabla 27 Costo de Tratamiento químico en el Campo Shushufindi.....	187
Tabla 28 Costo de Tratamiento químico con Filtros en el Campo Shushufindi....	188

INDICE DE PLANOS

Plano 1	Sistema de Bombeo.
Plano 2	Interconexiones entre Tanques.
Plano 3	Diseño del Clarificador.
Plano 4	Cálculo de Baffles y Estructura Interna.
Plano 5	Cálculo de Láminas de Techo del Clarificador.
Plano 6	Cálculo de Láminas de Cuerpo.
Plano 7	Cálculo de Láminas de Fondo.
Plano 8	Motor Reductor – Detalles Constructivos.
Plano 9	Cálculo de Estructura de Techo.
Plano 10	Detalles del Sumidero.

BIBLIOGRAFÍA.

1. BLUM LOZADA CARLOS FRANCISCO: "EVALUACIÓN TÉCNICA ECÓNOMICA DE LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS REALIZADOS EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO, TESIS: FACULTAD DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO, GUAYAQUIL, 1991.
2. CRANE, FLUJO DE FLUIDOS EN VÁLVULAS, ACCESORIOS Y TUBERÍAS, EDITORIAL Mc. GRAW – HILL PRIMERA EDICIÓN, INTERAMERICANA DE MÉXICO, 1989.
3. Dr. PATTON CHARLES APPLIED WATER TECHNOLOGY, CAMPBELL PETROLEUM SERIES SECOND EDITION, NORMAN OKLAHOMA USA, SEPTEMBER 1995.
4. ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCIÓN EN PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA, GUAYAQUIL 1995
5. KERN, PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR, EDITORIAL Mc. GRAW – HILL, PRIMERA EDICIÓN, KANSAS 1975.
6. LIPEQSA ECUADOR, SEMINARIO DE TRATAMIENTO DE AGUA, AÑO 2000.
7. MAINCO, DISEÑO Y MANUFACTURA DE RECIPIENTES SOMETIDOS A PRESIÓN, NORMAS VIGENTES PRIMERA PARTE, ESTADOS UNIDOS 1983.
8. PARÍS DE FERRER MAGDALENA, INYECCIÓN DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLÍFEROS, EDITORIAL ASTRO DATA, SEGUNDA EDICIÓN, MARACAIBO VENEZUELA, 2001.

9. PETROPRODUCCIÓN, RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE AGUA, LAGO AGRIO, JULIO 1995.
10. PLAN DE CONTINGENCIAS, SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN EL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO, LAGO AGRIO, 2002
11. SCHLUMBERGER REDA PRODUCTION SYSTEMS, APLICACIÓN DE LOS VARIADORES DE FRECUENCIA, SHUSHUFINDI – ECUADOR, MAYO 2001.
12. TEXACO PETROLEUM COMPANY: “PRACTICAL ENGINEERING ASPECTS OF WATER FLOODING”, JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY, JULY, 1964.

INTRODUCCIÓN.

Con el fin de suplir los volúmenes de agua requeridos por la expansión del programa de inyección y además de eliminar el vertimiento del agua de producción al medio ambiente, se evalúa la factibilidad de reinyectarla.

Es por esta razón que el objetivo de esta tesis es básicamente describir el procedimiento de diseño y dimensionamiento de los equipos principales necesarios que constituyen la estación reinjectora de agua de formación a pozos no productores.

Uno de los problemas más significativos durante la extracción de petróleo, es el agua de formación que sale con el petróleo en las operaciones petroleras. La cantidad de agua es mayor cuando el pozo empieza a declinar. En los estudios últimos de producción la cantidad de agua puede ser varias veces mayor que la de petróleo extraído.

La composición del agua de producción varía de acuerdo a las características del campo, pero en términos generales contiene hidrocarburos, materiales radioactivos que ocurren naturalmente, químicos de producción, sales inorgánicas, sales metálicas y sólidos disueltos.- Otra fuente de contaminación

son los químicos utilizados en el proceso de extracción, muchos de los cuales son altamente tóxicos y otros de toxicidad desconocida.

Para lograr nuestro propósito, inicialmente se hace una revisión de las características del yacimiento, tales como permeabilidad relativa, porosidad y sensibilidad de la formación determinadas en estudios de análisis de núcleos.

Posteriormente, se caracteriza el agua de producción, realizando análisis físico-químico y otras pruebas, encaminadas a determinar su calidad y factibilidad como fuente de agua para su reinyección.

Es por esta razón que para realizar el dimensionamiento de los equipos del sistema, se debe analizar primeramente la producción de agua de formación diaria del campo en mención mediante un estudio estadístico.

Finalmente, con base en estos análisis se especifican las facilidades necesarias para obtener un agua de buena calidad apta para su reinyección, también se realizara una estimación de los costos que demandaría la ejecución del proyecto.

SIMBOLOGÍA

ΔP :	Caída de presión a través de la línea
L:	Longitud de la línea
Qw:	Tasa de flujo en barriles
C:	Constante de Hazen William
D:	Diámetro de la tubería.
Δh :	elevación del terreno.
A:	Área de flujo en la tubería
V:	Velocidad del fluido.
ρ :	Densidad.
μ :	viscosidad dinámica.
$\mu\Omega$:	Conductividad.
T _c :	Tiempo de coagulación.
V _q :	velocidad del fluido
N _R :	Número de Reynolds
dd :	Separación entre deflectores.
hd .	Altura del deflector
ed :	espesor del deflector
L _m :	Longitud de la mezcladora
P _m :	Perímetro mojado
R :	Radio hidráulico
A _d :	Área de flujo en la mezcladora
W ₁ :	Pérdida de peso del cupón
D :	Densidad del material del cupón
A _s :	Área expuesta del cupón
MPY :	Velocidad de corrosión.
T:	Temperatura del fluido.
P _v :	presión de vapor
H _T :	altura del tanque de agua tratada
P _{HPS} :	presión de succión HPS
ϵ / D :	Rugosidad relativa
f :	factor de fricción en la tubería
f _t :	factor de fricción en los accesorios de las tubería
K:	Coefficientes de Resistencia para válvulas y accesorios.
H _{LM} :	Pérdidas Mayores de fricción en tuberías.
H _{Lm} :	Pérdidas menores de fricción en accesorios..
H _f :	Pérdida total de energía en tuberías y accesorios debida a la fricción
P _o :	Presión atmosférica
P1:	Presión en la succión de la booster.

P2: Presión en la descarga de la booster.
Z: Nivel de Altura en las bombas.
TDH: Cabezal de la bomba.
 γ : Peso específico
NPSHR: Cabeza Neta Positiva de Succión requerido
NPSHD: Cabeza Neta Positiva de Succión disponible
Pd : Presión de Descarga de la bomba horizontal.
PF: Presión de descarga a la formación receptora.
WHP: Presión en la cabeza del pozo.
D_{MEZCLADOR} : Diámetro del Mezclador
V_F: Velocidad del fluido en el mezclador.
T₂: Presión ejercida en el Tanque de agua cruda.
Pv: Presión de vapor
VSD: Variador de frecuencia.
MHP : Potencia del motor eléctrico.
BHP: Potencia de la bomba de alta presión.
V_D: Volumen del depósito.
t_r : Tiempo de retención.
D_T : Diámetro del tanque
H_T : Altura del Tanque
td : Espesor de pared
St : Esfuerzo Hidrostático:
tp : Espesor del piso
t : tiempo
V_{CL} : Volumen del Clarificador
V_{SD} : Volumen del Sedimentador
Le : Longitud de tubo de entrada
D_{ee}: Diámetro exterior de tubo en la campana
D_{ie} : Diámetro interior de tubo en la campana
V_c : Volumen de la campana
T_f : Tiempo de floculación.
T_{fc} : Tiempo de floculación en la campana
V_e : Volumen del tubo de entrada
T_{fe} : Tiempo de floculación en el tubo de entrada
T_{ft} : Tiempo de floculación total
G: Gradiente de Velocidad.
Rv: Resistencia de puesta a tierra de un ánodo en posición vertical
Dv: Diferencia de Potencial útil en el ánodo.
Dv: Corriente de entrega del ánodo.
 ρ_a : Resistividad del medio electrolítico existente entre ánodo y cátodo

L_a : Longitud del ánodo
 D_a : Diámetro del ánodo
 t_a : Distancia entre la superficie del terreno y la profundidad del Ánodo
 H_a : Profundidad del ánodo.
 M : Masa anódica.
 Q_A : Carga hidráulica máxima.
 V_U : Tiempo de vida útil
 C_c : Capacidad de corriente del ánodo.
 C_c : Factor de eficiencia en la vida útil del ánodo.
 A_F : Área del filtro.
 V_{bW} : Cantidad de agua para Retrolavado.
 Q_{bW} : Flujo de agua para Retrolavado.
 I_{CR} : Corriente de Protección
 D_C : Densidad de Corriente.

Abreviaturas

%: Porcentaje.
ppm: partes por millón
mg/l: miligramos por litro.
pH: Potencial de Hidrógeno.
CaCO₃: Carbonato de Calcio.
Is: Salinidad o Índice de Langelier.
 $\mu\Omega$: Micro ohmios
O₂: Oxígeno.
m : metros
pulg: pulgadas
Cs: Constante de almacenaje
Pwf: Presión fluyente.
Pws: Presión estática.
Psi: Libras por pulgadas cuadradas.
CO₂: Dioxido de Carbono
NaCl: Cloruro de Sodio.
cps: viscosidad
BAPD: barriles de agua por día.
STB: Gas que sale de la solución.
N.B: Gas que se encuentra en la superficie.
M.P.M: Mantenimiento preventivo del motor.
NTU:
ft/sg: pies por segundo.
m/s: metros por segundo.
Min: minutos
Sg: segundos.
Kg: Kilogramo
M³: metros cúbicos.
N: Newton

INTRODUCCIÓN.

Con el fin de suplir los volúmenes de agua requeridos por la expansión del programa de inyección y además de eliminar el vertimiento del agua de producción al medio ambiente, se evalúa la factibilidad de reinyectarla.

Es por esta razón que el objetivo de esta tesis es básicamente describir el procedimiento de diseño y dimensionamiento de los equipos principales necesarios que constituyen la estación reinyectora de agua de formación a pozos no productores.

La producción del agua de formación es uno de los problemas más significativos durante la extracción de petróleo, ya que esta sale junto con el gas. La cantidad de agua es mayor cuando el pozo empieza a declinar. Las características físico químico del agua es altamente contaminante y su derrame en los ríos o esteros causan grandes daños al medio ambiente, produciendo la muerte de la flora y fauna.

Petroproducción, acogiéndose a leyes implantadas por el Estado ha concedido bajo licitación internacional a la Empresa Nacional SOLIPET S.A en Shushufindi, para que se encargue del proyecto durante 4 años; esta empresa podrá hacer

uso de todos los equipos usados anteriormente para el bombeo de agua, como también de una extensión de terreno donde se ubicará la planta de tratamiento.

Para lograr nuestro propósito, inicialmente se hace una revisión de las características del yacimiento, tales como permeabilidad relativa, porosidad y sensibilidad de la formación determinadas en estudios de análisis de núcleos.

Posteriormente, se caracteriza el agua de producción, realizando análisis físico-químico y otras pruebas, encaminadas a determinar su calidad y factibilidad como fuente de agua para su reinyección.

Para el diseño y selección de los equipos del sistema, se debe analizar primeramente la producción de agua de formación diaria del campo en mención mediante un estudio estadístico.

Finalmente, con base en estos análisis se especifican las facilidades necesarias para obtener un agua de buena calidad apta para su reinyección, también se realizara una estimación de los costos que demandaría la ejecución del proyecto.

CAPITULO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES.

1.1 Proceso de Extracción de Crudo.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente.- La composición elemental del petróleo se indica en la tabla 1

Elemento	Peso. %
Carbono	84 – 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre.	0 - 2
Nitrógeno.	0.2

Tabla 1: Composición elemental del petróleo

Mientras mayor sea el contenido de carbono en relación al del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos

El esquema de las plantas de extracción y tratamiento de hidrocarburos depende sobre todo de que predomine el petróleo o el gas natural.- Los hidrocarburos no se suelen encontrar en la misma zona en la que se formaron hace millones de años, sino que, al ser más ligeros que el agua, han ido migrando hacia la superficie a través de estructuras porosas hasta topar con capas impermeables que impidieron su progresión como se muestra en la figura 1(8).- De no haber encontrado estas capas, hubiesen escapado a la atmósfera, de allí que quedaron atrapados segregándose por densidades, de forma que la parte más baja está ocupada por agua, la intermedia por crudo y la superior por gas. Aunque en unos yacimientos predomine el petróleo y en otros el gas natural, en todos ellos se dan ambos tipos de hidrocarburos. La relación entre el gas y el petróleo, es uno de los datos clave de todo yacimiento, se denomina GOR (Gas/ oil Ratio).

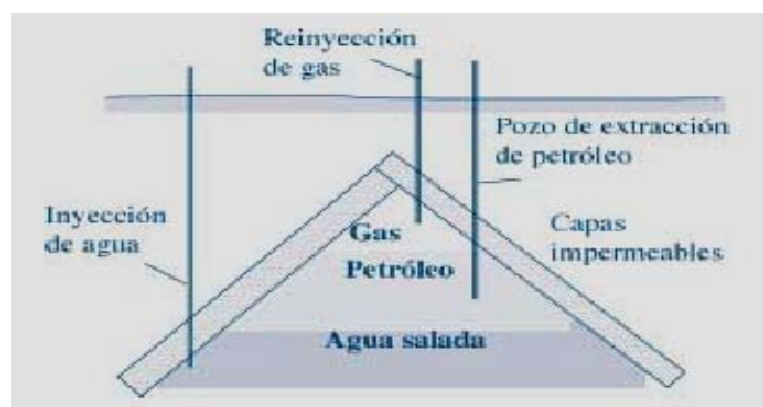


Figura 1: Esquema de la Extracción de Crudo

Al principio, la propia presión del yacimiento será suficiente para que el petróleo fluya hacia la superficie, pero con el tiempo esa presión declina haciéndose necesario la implementación de algún tipo de levantamiento artificial.- Esta presión puede llegar a la presión de burbuja, en donde el gas de la solución se separa y el fluido se comporta como un fluido multifásico. (9)

Uno de los problemas más significativos durante la extracción de petróleo en una formación, es **el agua de formación** el cual se produce junto con el gas. En los últimos estudios de producción, la cantidad de agua puede ser varias veces mayor que la de petróleo extraído; la cantidad de agua es mayor cuando el pozo empieza a declinar, debido al avance de un acuífero lateral como es el caso de los yacimientos del Campo Shushufindi, ver el apéndice A.

El agua de formación casi siempre es de naturaleza corrosiva o salobre y tendera a corroer el metal y el equipo en contacto con ella.- El agua producida a menudo esta sobresaturada de compuestos o sales incrustantes (principalmente de carbonatos de calcio), esto causa depósitos duros y muy difíciles de remover que afectan al flujo a través de tuberías y redes superficiales. Finalmente el agua algunas veces en

grandes cantidades debe ser eliminada en forma tal que no cause daños al medio ambiente circundante.

1.1.1 Características de las Rocas que forman los yacimientos.

Es importante señalar las principales características petrofísicas de las rocas productivas o potencialmente productivas ⁽⁹⁾:

A. Porosidad.- Por porosidad se entiende como la habilidad de una roca para almacenar un fluido, y físicamente es la fracción de volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. Se expresa en % o en fracción decimal:

$$\text{Porosidad, \%} = \text{Volumen de poros} * 100 / \text{Volumen Total.}$$

La propiedad de la roca es muy variable: algunas veces oscila desde 10 hasta 35% en una zona individual; otras como calizas y dolomitas, puede variar desde 2 hasta 11% debido a fracturas; y en rocas llenas de agujeros como paneles de abejas y porosidades cavernosas, puede ir desde 15 hasta 35%.- Para establecer el promedio de porosidad, es razonable tomar el promedio aritmético de las medidas de porosidades de un núcleo de arena.

B. Permeabilidad.- Puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca

no están interconectados no existe permeabilidad natural.- La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla, en un alto grado, la tasa de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de reinyección para una determinada presión en la cara de la arena.

1.1.2 Configuración básica de una estación de producción de crudo

Una planta de Extracción de Crudo está conformado por los siguientes elementos del sistema, y dispuestos en este orden:

Cabezal del pozo.- Esta compuesto por dos juegos de válvulas, principalmente. Las válvulas superiores, localizadas a los costados, sirven para conducir el fluido desde el fondo del pozo por el tubing hasta la superficie; mientras que las inferiores están conectadas al espacio anular formado por el casing y el tubing, permaneciendo cerradas si el pozo produce a flujo natural, pero si se emplea levantamiento artificial adquieren diferentes flujos.- En el medio del cabezal se localiza la llamada válvula master, que sirve como primer bloqueo del pozo en superficie.

Manifold o distribuidor.- Son líneas recolectoras de mayor diámetro; las cuales direccionan el flujo de los pozos a los separadores de producción o de prueba, mediante válvulas de bloqueo individualizado y de tres vías.-

Para evitar contrapresiones entre líneas de flujo, se coloca al ingreso de cada pozo una válvula check.



Figura 2: Manifold o Distribuidor de flujo

Separadores de Producción.- Es el equipo más importante de una estación de producción, aquí se realiza la separación mayor de las tres fases: gas, emulsión (mezcla agua – petróleo), y agua salina internamente.



Figura 3: Separador de Producción

Bota de gas.- Está formada de dos cilindros verticales concéntricos y sirve para eliminar una cantidad adicional de gas que todavía permanece en solución. Por el cilindro interno sube el petróleo y agua, hasta chocar con un deflector en forma de sombrero chino, descendiendo por el espacio anular para ingresar al tanque de lavado.



FIGURA 4: Bota de GAS

Tanque de Lavado.- Cumple la función principal de eliminar el agua, primeramente atrapando las gotas separadas en el colchón de agua formado en el fondo y luego proporciona un tiempo de tratamiento o residencia suficientemente grande, para que el desmulsificante actúe rompiendo el resto de la emulsión. Por la parte inferior se drena agua libre, mientras que por la parte superior rebosa el petróleo hacia el tanque de reposo, con un contenido de agua menor al 1 %.



Figura 5: Tanque de Lavado.

Tanque de Surgencia.- Es un tanque de almacenamiento principalmente, en el cual se recibe el petróleo con un BSW máximo del 1%. En este equipo se realiza la medición de nivel de petróleo y cantidad bombeada para determinar la producción de una estación.

Tanques de Oleoducto.- Es el destino final del petróleo sin agua y con la mínima cantidad de gas y que será almacenada en el interior de un tanque.- De aquí se bombeara la producción de crudo al Oleoducto Ecuatoriano

1.1.3 Características del Agua de formación en los Campos de Producción

El agua que está en la formación se halla a la misma presión y temperatura del yacimiento, y al ser el agua un disolvente universal disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico .

Al iniciar la explotación del petróleo por medio de la perforación de pozos, está agua de formación empieza a fluir 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 en 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 forma de incrustaciones adherentes a lo largo del tubing y los demás equipos de producción. Estas incrustaciones pueden ser de diferentes tipos, dependiendo de la composición físico químico del agua que se maneje, por lo tanto los primeros problemas de sólidos son de incrustaciones a lo largo del tubing hasta la cabeza del pozo.

1.1.4 Producción del Agua de formación asociada a la producción de petróleo en el campo Shushufindi

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 llega a 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 años.

En 1998 se produjeron 75.172 BPPD y 51.820 BAPD, perforándose el pozo SSF-99 al Norte, cerca al pozo SSF – 70.- Los resultados son no satisfactorios, el yacimiento T está 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 produjeron 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, considerada un área poco drenada y de 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 se ha incrementado 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 1999 en adelante se instalan 13 bombas eléctricas de alto caudal por parte de PETROPRODUCCIÓN, incrementándose los fluidos de 31.000 a 53.000 BAPD y de petróleo en 80.000 BPPD por un mes, para luego decaer la producción de petróleo y mantenerse el incremento del agua.

En el año 2000 se implementó el convenio YPF con PPR y se instalaron 10 bombas eléctricas de alta capacidad. El propósito fue incrementar la producción en 14.000 BPPD durante dos años, pero este incremento fue de 6.000 BPPD. El promedio de producción para el año 2000 fue de 72.948 BPPD, esta producción fue menor que la del año 1999. En el año 2000, la producción de agua subió de 63.500 BAPD en enero a 78.000 BAPD en noviembre, en diciembre la producción de petróleo disminuyó a 65.476 BPPD y el agua a 69.554 BAPD.

1.2 Tratamiento actual del agua de formación.

El tratamiento que se le da al agua de formación es variado dependiendo del volumen que se obtiene en la producción bruto de cada pozo o de varios pozos, en la actualidad algunas empresas petroleras realizan este tratamiento de la siguiente manera:

1. Para cada sub. estación se han construido piscinas con una capacidad de almacenamiento según el volumen de producción del agua de formación; Estas piscinas son excavaciones hechas en el terreno y delimitadas con muros de contención utilizando maquinarias para obras civiles, además estas piscinas se recubren con un tipo de membrana impermeable que comúnmente se lo llama “lainer”, formando así una piscina de almacenamiento. Está agua de formación almacenada se espera que se evapore de forma natural.



FIGURA 6: Piscina de Almacenamiento

2. Al llenar el tanque de almacenamiento después de la operación se espera cierta cantidad de tiempo para que en reposo se puedan separar las fases de agua y petróleo, y entonces drenar o abrir la válvula para desalojar el agua de formación en terrenos aledaños al pozo, donde está se evapora cuando existe algún tipo de erosión en el terreno. Por lo general el volumen obtenido de agua es muy pequeño en comparación al volumen de agua obtenido en las estaciones de producción de la Estación Central.
3. El agua de formación se la conduce por separadores gravitacionales y luego es inyectada a una formación receptora por medio de un sistema de bombeo (ver la figura 7).- La formación receptora del agua de formación es una zona subterránea, generalmente arenisca porosa, dentro de la cual las aguas producidas son descargadas o evacuadas.

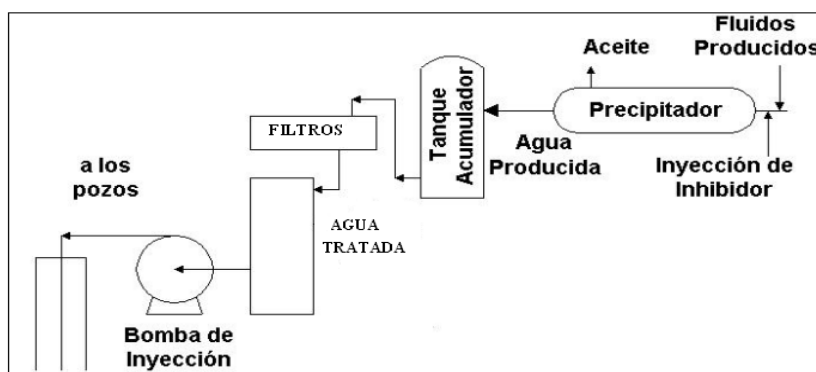


FIGURA 7: Método de Reinyección de Agua

Esta zona puede ser un yacimiento de petróleo agotado ó areniscas que contienen solamente agua salada con propiedades que permiten que los volúmenes de agua requeridos sean inyectados a largo plazo.

En la mayoría de todos estos sistemas el agua entra en contacto rápido con el oxígeno, con la adquirirá está una agresividad brusca; provocando corrosión y deterioro en tuberías, como también de los diferentes medios de conducción.- En la estación Central se está empleando la reinyección de agua hacia una formación receptora, con método de evacuación

El terciario en el Ecuador esta representado por la formación Tiyuyacu. Esta formación receptora esta formada por conglomerados bloques angulosos redondeados de cuarzo y sílice lo que le da una alta porosidad y permeabilidad; estas características hacen de esta formación la más aceptada para la evacuación de agua de formación para el confinamiento.- En el apéndice B se muestra la litología de la formación de Tiyuyacu

1.3 Problemas ambientales a causa del agua de formación.

La política actual de las compañías petroleras está encaminada a minimizar el impacto ambiental que puedan causar todas aquellas actividades asociadas a la recuperación secundaria de petróleo y de manera igual a los

procesos de reinyección de agua, por lo que se ha elaborado un plan de contingencias.

El plan de contingencias realizado, constituye un instrumento para la planificación de eventualidades propias de la actividad petrolera, cuyo ámbito de aplicación está dado por el área de influencia, tanto de las actividades petroleras como de las ambientales

Es importante puntualizar que este Plan estará orientado exclusivamente a siniestros derivados de fallas en el sistema de Re-inyección de agua de formación a cargo de Solipet, cuyo contenido de Hidrocarburos se asume como mínimo y tolerable para el sistema y la formación receptora.

La primera fase de este plan es la de diagnóstico y se determina la vulnerabilidad tanto tecnológica como ambiental y las amenazas sobre que estas existen, tales como derrames, incendios y explosiones, en base a la información proporcionada por PETROPRODUCCIÓN y la levantada por el grupo interdisciplinario de la Consultora en las actividades de campo.

La segunda fase consiste en la realización del análisis de riesgos, basado en la evaluación cualitativa y cuantitativa (análisis probabilística) de las amenazas y su contraste con la vulnerabilidad. Y la tercera fase

consistente en la estructuración propia del Plan de Contingencias que fundamentará su accionar en los aspectos de organización e implementación de las contingencias (ver el apéndice C) ⁽¹⁰⁾.

1.3.1 Aspectos Ambientales:

1. Manejo y tratamiento de descargas líquidas.

Los desechos líquidos y las aguas deberán ser tratados y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido; siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobada por la dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

2. Reinyección de aguas y desechos líquidos.

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

- Que la formación receptora este separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindaran adecuada protección a estas formaciones.
- Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área.
- Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contengan Agua dulce.
- Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es porque contienen sólidos totales disueltos mayores a 5000 ppm.

3. Instalaciones de Producción.

Las empresas petroleras en la actividad hidrocarburífera, para el cumplimiento de la Operación de producción, deben tener presente lo siguiente.

- Pozos para Inyección.-

En general existen tres opciones disponibles para inyectar aguas producidas a una formación de subsuelo:

La opción más simple y económicamente efectiva es la de inyectar agua a una zona de producción agotada a través de un pozo existente. Alternativamente un pozo existente puede ser recompletado y el agua puede ser inyectada en una formación no agotada, siempre y cuando la formación tenga una saturación de gas significativa o que sea lo suficientemente grande para aceptar los volúmenes de desecho sin una aparente incompresibilidad.- En algunos casos, puede ser necesario perforar un nuevo pozo para cumplir con los requisitos de: Compatibilidad de roca y fluidos, inyectividad y volumen de formación aceptable.

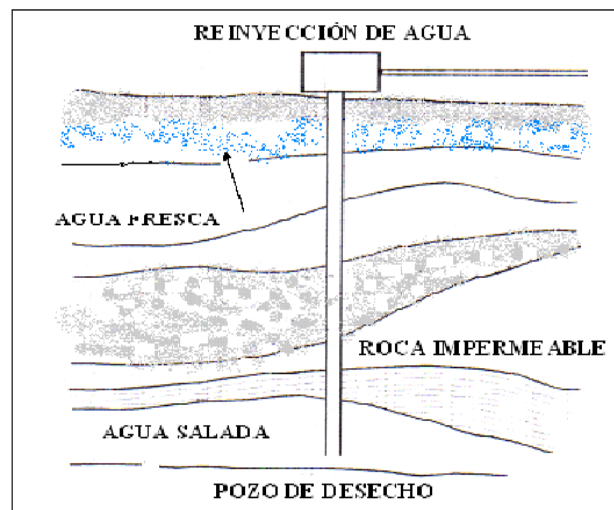


FIGURA 8: Reinyección de Agua en los pozos

- Multas y otras sanciones.-

Las infracciones a La ley de Hidrocarburos o a los reglamentos en que incurran en materia socio ambiental, durante las actividades hidrocarburíferas, son sujetos de control por el Subsecretario de Protección Ambiental y este someterá a conocimiento y resolución del Director Nacional de Hidrocarburos, según la gravedad de la falta, además de la indemnización por los perjuicios o la reparación de los daños producidos.

De las sanciones: La infracción a la ley de Hidrocarburos a quienes incurran en materia ambiental, señala en los reglamentos que durante las actividades hidrocarburíferas podrán ser sancionados por este con una multa de 20 a 500 salarios mínimos vitales generales según la gravedad de la falta, además a la indemnización por los perjuicios o reparación de los daños producidos.

En el apéndice D se detalla el reglamento de protección ambiental que debe cumplir la contratista para la realización de este proyecto.

1.4 Planteamiento del Problema.

Desde el punto de vista operacional las metas que se deben seguir en la instalación de un sistema para el manejo de agua son:

- Cumplir con las estrictas regulaciones ministeriales del Registro Oficial No. 2982 para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.
- Tener claro que el objetivo primordial en lo que respecta al agua de formación es de no eliminarla libremente.
- 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 un control de los parámetros de corrosión, depósitos de incrustaciones, formación de colonias de bacterias, etc; garantizando la operación y vida útil del sistema de reinyección.
- 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.
- También es necesaria la compatibilidad del agua de reinyección con la roca de formación, ya que el agua podría variar sus propiedades químicas a causa de los cambios o alteraciones que sufre en su trayectoria.- El daño puede causar hinchamientos de las arcillas o taponamientos de la roca debido a los sólidos suspendidos en el agua de reinyección .
- El agua que es reinyectada debe contener la menor cantidad posible de petróleo

1.5 Alcance del Proyecto.

Este proyecto tiene como principal objetivo eliminar el daño que se hace al medio ambiente por la contaminación ambiental, tanto en terrenos cercanos a los pozos productores, a las Estaciones de producción, y a los sitios en que se desaloja el agua de formación; con lo que se permitirá de esta manera dejar un medio ambiente con buenas perspectivas para los futuros proyectos a realizarse en la agricultura, ganadería y por supuesto garantizar de una buena salud a los seres humanos; todo esto cuando la producción de crudo en el Ecuador se agote.

En base a los parámetros esperados se procederá a diseñar y dimensionar los equipos de una planta de tratamiento para la Reinyección de agua de formación en las Estaciones de bombeo del Campo Shushufindi Aguarico, la misma que me servirá de base o guía práctica de diseño para implantarla a otras estaciones de bombeo que no posean un tipo de sistema adecuado para evacuar el agua de formación.

CAPITULO 2

2. ALTERNATIVA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA.

Existen dos opciones disponibles para eliminar estas descargas de agua al medio ambiente.

1. Tratando el agua antes de la descarga para eliminar todos los hidrocarburos y metales.
2. Reinyectando el agua producida a la formación de donde proviene o a cualquier formación adecuada.

El tratamiento del agua para la eliminación de metales puede realizarse por electro-precipitación, Osmosis Inversa, Intercambio Iónico, Reducción electrónica, etc. Ninguno de estos métodos resultan económicos dado el volumen de agua a ser tratado; es por esta razón que se opta por un proceso de reinyección de agua.

El tratamiento por Reinyeccion de aguas producidas en campos petroleros es una práctica común, implementada desde hace mucho tiempo por las empresas petroleras alrededor del mundo, e inclusive utilizada como un método de recuperación secundaria: inyección de agua en los pozos, logrando un empuje del banco de petróleo permitiendo un incremento de la presión en el yacimiento.

La principal diferencia entre el agua de reinyeccion para desecho más que para incremento de recobro de petróleo (por inyección de agua), es que el agua de eliminación reinyectada al pozo no retorna a la superficie.

2.1 Procedimiento a seguir en la Reinyección del agua de formación

La proximidad del nivel freático y pozos de agua para consumo humano es tal vez la llave de consideración más práctica en su sistema de reinyección de agua, debido a que la preservación de las fuentes de agua potable es el objetivo ecológico de estos proyectos. La separación requerida de las fuentes de agua potable depende de la calidad de la formación rocosa en capa, la presencia de fallas conductivas y los requisitos del gobierno local respecto a lo mismo. En general, es aconsejable sobreestimar el espesor requerido de la capa rocosa y la distancia mínima a la fuente de agua potable más cercana.

Desde el punto de vista operacional los objetivos primarios que debe cumplir una planta de reinyección de agua es:

1. Entregar agua de mejor calidad al pozo de reinyección.
2. Prevenir obstrucciones o depositaciones de sólidos en líneas, tanques y pozos.
3. Mantener el sistema integro para prevenir la corrosión de equipos de superficie y subsuelo.

Mediciones de las características físicas y químicas del agua de reinyección es la base para cumplir con los 2 primeros objetivos, mientras que con el último objetivo se deben cumplir los diseños y monitoreos correspondientes en el sistema de reinyección.

Los pozos usados como reinyectores en nuestra estación de estudio son 3 y estos son el SSFD 13, SSFD 33 y el SSFD 42 A (ver apéndice E).

2.1.1 Análisis del agua de formación en un Sistema de Reinyección

El agua producida producto de las extracciones de crudo en las formaciones es altamente corrosiva e incrustante, por lo que la realización de una planta de tratamiento para proceder a su reinyección es necesaria.

El acondicionamiento del agua se lo efectúa básicamente, por medio de filtrado y tratamiento químico.- El solo hecho de filtrar el agua para eliminar todas las partículas sólidas que puedan taponar la formación, no garantiza que se haya eliminado el problema de permeabilidad, pues este puede ser ocasionado por la presencia de bacterias, agentes a la corrosión o por la reacción de contaminantes del agua con los materiales de la formación, es por eso que es necesario realizar el tratamiento en forma adecuada, contando para ello con los tipos de planta de tratamiento mencionadas las cuales se describen a continuación

Sistema Cerrado.

El sistema de tratamiento de agua cerrado, puede ser definido como aquella planta en la que se trata el agua en ausencia de aire. Este sistema evita la disolución del oxígeno atmosférico en el agua. El sistema cerrado es ampliamente usado en proyectos de recuperación secundaria donde el agua de inyección requiere de un tratamiento mínimo. Si el agua necesita un tratamiento exhaustivo, generalmente se usa un sistema abierto o en su caso un sistema semicerrado ⁽⁴⁾

Sistema Abierto.

El sistema abierto puede ser definido como aquella planta en la cuál el agua está en contacto con el aire sin restricción alguna. Por el contrario, en muchas de estas plantas de tratamientos, el agua es aereada intencionalmente con el fin de eliminar los gases ácidos (H₂S, CO₂, etc.), o introducir oxígeno para oxidar los compuestos solubles de hierro y manganeso a fin de precipitarlos. Si el agua esta sobresaturada por carbonatos, para reducir su contenido será necesario aumentar el pH del agua de inyección. (4)

Sistema Semicerrado.

Este sistema aplica la combinación de los dos anteriores.- El agua es tratada como en un sistema abierto hasta el punto de deaereación; a partir de este punto hasta los pozos inyectoros el sistema es cerrado (4).

En los sistemas abiertos no se han hecho intentos para excluir oxígeno. Aunque sistemas abiertos fueron muy populares años atrás, pero no perduraron.

La exclusión del oxígeno impide el crecimiento de bacterias aeróbicas dentro del sistema, eliminando de esta forma una causa común de obstrucción en pozos de reinyección.- Es por esta razón que se analiza la

aplicación de un sistema de tratamiento de tipo cerrado en nuestro proyecto.

2.1.2 Análisis del agua de formación en la Estación Central.

Estos análisis de agua de formación se realizan a la salida del tanque de lavado, el tratamiento del agua debe ser económico y químicamente compatible con otras para que pueda ser mezclada.

El agua de formación en la estación Central contiene bióxido de carbono el cuál es fuente de carbonatización, produce escamas negras y agujeros en el acero de la tubería, ácido sulfhídrico el cuál crea incrustaciones y corrosión en el acero, y oxígeno el cuál ocasiona una rápida destrucción y picadura del acero y además obtura los pozos reinyectores con herrumbre.

El agua de formación por contener algas, microorganismos y bacterias del tipo ferruginosas y sulfato reductoras, tienden a colectar una cuantiosa concentración de limo y producir material corrosivo, ocasionando el total taponamiento del sistema de reinyección.

Antes de proceder a realizar un análisis de agua de formación, es recomendable conocer cada uno de sus constituyentes primarios y propiedades (Ver tabla 2).

Constituyentes primarios y propiedades del agua de formación

Cationes ¹	Aniones ²	Otras propiedades
Sodio (Na ⁺) Calcio (Ca ⁺⁺) Magnesio (Mg ⁺⁺) Hierro (Fe ⁺⁺⁺ & Fe ⁺⁺) Bario (Ba ⁺⁺) Estroncio (Sr ⁺⁺)	Cloruro (Cl ⁻) Sulfato (SO ₄ ⁻) Bicarbonato (HCO ₃ ⁻) Carbonato (CO ₃ ⁻)	pH Bacterias Sólidos suspendidos Turbiedad Calidad del agua Oxígeno disuelto Dióxido de Carbono disuelto Sulfuros(Sulfuro de Hidrógeno) Contenido de aceite Temperatura Sólidos disueltos totales (SDT) Gravedad específica Resistividad (Conductividad) Sílice

TABLA 2

Cationes

Sodio.- Es uno de los mayores constituyentes en el agua de formación, pero no causa ningún problema, aunque en aguas extremadamente saladas puede causar precipitación de cloruro de sodio (NaCl). (3).

Calcio.- Es uno de los mayores constituyentes en el agua de formación y puede ir desde 30.000 mg/l. El calcio se combina con los iones* de bicarbonato, carbonato, o sulfato para formar escalas adherentes o sólidos suspendidos. (3).

¹ Ion positivo de bases y sales.

² Cada uno de los iones negativos que forman los ácidos y las sales.

Magnesio.- Se lo encuentra en concentraciones mucho menores a las de calcio, éste tiende a adherirse al carbonato de calcio (CaCO_3) para precipitarse junto con el calcio y formar escala. Los iones de sulfato que se ligan al magnesio no forman escalas. (3).

Hierro.- El contenido de éste en aguas de formación es mínimo, por lo tanto la presencia de hierro indica corrosión. Puede estar presente en soluciones férricas (Fe^{+++}) o ferrosas (Fe^{++}) o puede estar en suspensión como un compuesto férrico precipitado. La presencia de este último es la mayor causa de taponamiento. (3).

Bario.- Este elemento tiene una importancia primaria porque tiene la habilidad de combinarse con el ion de sulfato para formar sulfato de bario que es extremadamente insoluble. En cantidades pequeñas puede causar problemas severos. (3).

Estroncio.- Así como el bario y el calcio éste puede combinarse con los iones de sulfato para formar el sulfato de estroncio que también es insoluble, aunque más soluble que el sulfato de bario. Suele encontrarse en escalas mezclado con sulfato de bario (3).

Aniones

Cloruro.- El principal problema asociado con el ion cloruro es que la corrosividad del agua aumenta cuando ésta se vuelve más salada. (3).

Sulfato.- Es un problema porque tiene la habilidad de reaccionar con el calcio, bario o estroncio para formar escalas insolubles. Además esto sirve como “alimento” para las bacterias. (3).

Bicarbonato.- Puede reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles. Éste está presente en todas las aguas. (3).

Carbonato.- Puede reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles. El ion de carbonato raramente se encuentra en aguas de formación porque el pH es usualmente muy bajo (menor a 8.3). (3).

Otras propiedades

pH.- Es extremadamente importante por algunas razones. La solubilidad del CaCO_3 y de los compuestos de hierro son altamente dependientes del pH, mientras más alto sea el pH existe mayor tendencia a la precipitación. Cuando el pH decrece la tendencia de formar escama disminuye pero la corrosividad aumenta. La mayoría de agua de formación tiene un pH entre 4 y 8.

Sólidos Suspendidos.

Estos pueden ser filtrados de un volumen determinado de agua por una membrana filtrante. El filtro más comúnmente usado es de $0.45 \mu m$. (3).

Turbidez

Esta se define como la dificultad del agua para transmitir la luz. La turbidez que presentan algunas aguas, especialmente las superficiales, es debida a materiales insolubles en suspensión, coloide o partículas muy finas que son difíciles de decantar y filtrar; y que pueden presentar problemas en la mayoría de los procesos.

Calidad del agua.

Es una medida de relativo grado de taponamiento el cual ocurre cuando un determinado volumen de agua pasa a través de una membrana filtrante. La calidad del agua es una medida exclusivamente de comparación (3)

Bacterias

La presencia de esta puede causar corrosión y taponamientos (6).- Contribuye significativamente si existe hierro disuelto en el agua, la precipitación de compuestos insolubles de hierro pueden causar taponamiento. El oxígeno también facilita el crecimiento de bacterias anaeróbicas. (3)

Temperatura

La temperatura del agua, también es un parámetro muy importante en un proceso de reinyección, ya que esta afecta los mecanismos por medio de los cuales se forman las escamas, además altera el valor del pH y la gravedad específica del agua, lo mismo que la solubilidad de los gases en el agua.

Gravedad específica

La gravedad específica del agua es un indicativo de la cantidad de sales disueltas en el agua.

Dióxido de carbono disuelto.- Influye en el pH, corrosividad y en la tendencia de escala de carbonato de calcio (CaCO_3). (3)

Sulfuros.- La presencia de este incrementará su corrosividad. Los sulfuros disueltos existen en el agua como una mezcla de sulfuro de hidrógeno monovalente (HS^{-1}) y el gas sulfuro de hidrógeno H_2S . (3)

Contenido de aceite.- La presencia de este disuelto o emulsificado en el agua puede causar algunos problemas en el momento de la reinyección.

El aceite puede causar “bloques de emulsión” en la formación. Éste sirve como una excelente goma para algunos sólidos como hierro, sulfuros por lo tanto incrementa la posibilidad de taponamiento. (3)

Sólidos disueltos totales.- Es simplemente el total de materia disuelta en un volumen de agua determinado.

Resistividad.- El flujo de corriente eléctrica en el agua es función del número de iones disueltos en ella.

Conductividad.- Es una expresión numérica de la habilidad de una solución acuosa de permitir el paso de la corriente eléctrica. La conductividad es el recíproco de la resistividad.

$$\text{Conductividad} (\mu\Omega / \text{cm}) = \frac{1000}{\text{Resistividad} (\Omega - \text{m})}$$

Dureza total.- La dureza total se debe a la presencia de sales de calcio, hierro y magnesio fundamentalmente.

Alcalinidad.- La alcalinidad es una medida de la capacidad para neutralizar ácidos. Contribuyen a la alcalinidad principalmente de los iones bicarbonato, CO_3H^- , carbonato, $\text{CO}_3^{=}$, y oxidrilo, OH^- , pero también los fosfatos y ácido silícico u otros ácidos de carácter débil.

En la tabla 3 se presenta la caracterización de las aguas de reinyección a la salida del tanque de lavado de la estación.- Según estos datos observamos que la tendencia del agua produce incrustaciones ($\text{Is} > 0$).

Salinidad o índice de Langelier “Is”.

La materia mineral disuelta en la mayor parte de las fuentes de agua, consiste básicamente en calcio y magnesio en sus formas de bicarbonato, cloruros y sulfatos. La primera imparte una dureza carbonatos y la segunda no carbonatos, además se encuentran gases disueltos como CO₂ y O₂.

Si Is = 0, No hay corrosión ni incrustación.

Is > 0, Hay sobresaturación de carbonato de calcio, tendencia incrustante.

Is < 0, Hay tendencia a la corrosión.

Parámetro	E. Central
PH	7,0
Temperatura (F)	126
TURBIDEZ	60
D.Total (ppmCaCO ₃)	3.300
D. Cálcica (ppm CaCO ₃)	2.700
Alcalinidad (ppm CaCO ₃)	930
Sulfatos (ppm SO ₄ =)	140
SDT(ppm)	122.780
SST(col/ml)	109,6
Cloruros (ppm Cl ⁻)	13.400
Is	1,17
PTB	547
Tendencia	Incrustante

TABLA 3

Las características físico – químicas a obtener en la estación Central de Shushufindi están sujetas a la cláusula segunda del contrato que PETROPRODUCCIÓN mantiene con la contratista (Ver tabla 4).

Al realizar las comparaciones de las tablas 3 y 4, se pueden apreciar los valores que se deberían corregir para descargar el agua de formación a los pozos.- El pH y la temperatura son parámetros propios del agua y el corregirlos significaría variar el resto de características de ésta.

Los bicarbonatos, la conductividad, el hierro, la dureza total, la dureza magnésica, el magnesio y los cloruros son características que varían en función de los parámetros a tratar.- Los valores de varios parámetros requeridos por la planta se especifican en el contrato (ver apéndice F).

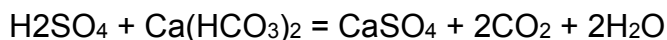
Parámetros	Unidades	E. CENTRAL
pH		6.85
Temperatura	°F	94.8
Alcalinidad	Ppm	560
Bicarbonatos	Ppm	976*
Turbidez	NTU	15
Conductividad	μΩ	78000*
Hierro (Fe ⁺⁺)	Ppm	19.5*
Dureza total	Ppm	2700*
Dureza cálcica	Ppm	1000
Dureza magnésica	Ppm	1700*
Calcio	Ppm	400
Magnesio	Ppm	408*
Cloruros	Ppm	40500*
Sólidos disueltos totales	Ppm	800
Sólidos suspendidos totales	Ppm	25
Bacterias sulfato reductoras	col/ml	10

Tabla 4

* Éstos varían en función de otros parámetros. Sus valores finales son irrelevantes para el estudio.

2.1.3 Control de Parámetros en el diseño del Sistema de Reinyección.

-Alcalinidad.- Al agregar ácido sulfúrico se reduce la alcalinidad presente en el agua:



Esto disminuye la probabilidad de formación de bicarbonato de calcio ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$), pero es un tratamiento peligroso por agregar ácido al sistema (requiere un buen control).

Otra opción es mantener el pH del circuito en valores alcalinos y agregar productos que:

1. Mantengan el calcio en solución como: secuestrantes o dispersantes (fosfonatos³, poli acrilatos⁴)
2. Modificar la estructura cristalina de los precipitados de calcio, para que formen lodos que puedan ser removidos por purga (polifosfatos⁵, polímeros de bajo peso molecular (menor a 100.000) por ej. Polimaleatos, copolímeros⁶ de polimaleatos con poli estireno sulfonado⁷).

-Turbidez

³ Familia de iones PO_4

⁴ Nombre genérico de los polímeros y copolímeros del ácido acrílico y sus derivados

⁵ Fosfato condensado obtenido por calentamiento, correspondiente a las sales que contienen los iones en cadena $[\text{P}_n\text{O}_{3n+1}]^{n-2}$

⁶ Macromolécula formada en un proceso químico en que intervienen dos sustancias monómeras

⁷ Resina que se obtiene por la polimerización del estireno.

Para el tratamiento de la turbidez existen varios métodos que son: por filtración, sedimentación u ósmosis inversa.

1. Filtración

Tiene por objeto la retención conjunta de hidrocarburos en emulsión y de sólidos en suspensión. Puede resultar de dos tipos directa (sin reactivos) y con coagulación que tiene por objeto la desestabilización de los coloides⁸ y reunirlos en agregados de tamaño más importante.

Ventajas:

- Este método puede retener partículas de hasta 0.5 μm .
- Tiene un excelente rendimiento de un 98%
- La naturaleza del material filtrante se elige según sea la necesidad.

Desventajas:

- La acumulación de material en las porosidades del medio filtrante puede llegar a taponarlo por lo cual necesitará un reemplazo o un acondicionamiento
- Como acondicionamiento para el medio filtrante se puede realizar un retrolavado, pero las partículas del medio filtrante pueden escapar, para lo cual se necesita de mucho cuidado.

⁸ Partículas de igual carga eléctrica. Están entre 0.01 μm y 0.001 μm .

2. Sedimentación

Fenómeno de depósito de las partículas en suspensión, por acción de la gravedad o de una fuerza centrífuga.

Ventajas:

- Reduce el costo de la filtración debido a una disminución en la cantidad de productos químicos requeridos para este fin e inclusive en el mantenimiento del filtro.
- No requiere el reemplazo ni mantenimiento periódico de sus partes.

Desventajas

- El tiempo para lograr la sedimentación de ciertas partículas depende de la viscosidad del fluido y del tamaño de la partícula. El tiempo de sedimentación puede ser de algunas semanas.

3. Ósmosis inversa

La ósmosis consiste en la difusión de dos disoluciones de distinta concentración realizada a través de una membrana semipermeable.

Ventajas

- La estructura polimérica y su tamaño de poro, 100 veces menor que el de un filtro absoluto, le permiten a las membranas de Ósmosis Inversa

eliminar virus, bacterias y coloideas presentes en la solución a tratar. De esta forma, podremos producir agua libre de microorganismos.

Desventajas

- La membrana semipermeable requiere ser remplazada o reacondicionada cuando se ha saturado.
- Tiene un costo considerablemente alto.

© El método a realizar para controlar la turbidez es la precipitación o sedimentación.- Este sistema es más económico en comparación con los demás y no requiere de un mantenimiento periódico.

- Dureza

El Ensuavizamiento se refiere a eliminar los iones de calcio, magnesio, carbonatos. Los Bicarbonatos son los que en gran porcentaje produce la dureza del agua. Dentro de los métodos de eliminación de dureza podemos nombrar los siguientes.

. Ensuavizamiento por precipitación

Éste se refiere a eliminar la dureza y alcalinidad agregando un químico al agua el cual al combinarse con los iones de calcio, magnesio y bicarbonato forman un precipitado insoluble.

- **Ensuavizamiento por intercambio iónico**

Éste es llevado a cabo pasando un flujo de agua a través de un tanque llenado con pequeñas esferas (llamadas cuentas o beads) de resina para intercambio iónico.

© El tratamiento químico es un método aceptable para bajar la dureza, ya que al inyectar secuestrantes o dispersantes en el flujo de agua se logra mantener los iones de calcio y magnesio en solución; además es económico.

- **Sólidos Disueltos Totales.**

Un tipo de tratamiento químico es el método que se aplicara para mantener los sólidos disueltos en solución y de esta manera disminuir su concentración.

- **Sólidos Suspendidos Totales.**

Para poder tratar los sólidos suspendidos totales tenemos los siguientes métodos:

- **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 las corrientes dentro del recipiente. Éste método consiste en la separación de los componentes que el agua posee por efectos de la gravedad.

- **Sedimentación en reposo**

Similar a la sedimentación simple, consiste en mantener los factores iguales en un tiempo dado, es decir, es una sedimentación simple donde se mantiene el agua perfectamente inmóvil para una remoción máxima de sedimentos.

- **Separación físico – química**

Este tipo de separación es el utilizado en nuestro proyecto, y es un tipo de proceso físico químico que tiene dos etapas:

Coagulación.- Es la desestabilización de coloides por anulación de las fuerzas electrostáticas de repulsión al dosificar un coagulante. De esta manera se aglomeran las partículas desestabilizadas.

Floculación.- Es la reunión de los agregados en flóculos.- (0.5-2 mm) gracias a una agitación suave del líquido coagulado. El período requerido para la floculación depende del diseño del equipo empleado, las características químicas del agua, así como de la cantidad y finura de la materia en suspensión arrastrada por el suministro.

Filtración

Puede ser un tratamiento posterior a la floculación donde se retienen los sólidos suspendidos. La filtración sirve para tratar tanto los sólidos suspendidos como la turbidez.

En la figura 9 se puede mostrar que los sólidos en suspensión tienen carga negativa, mientras que los polielectrolitos utilizados como químicos son de carga positiva, permitiendo la agrupación de los flocos.

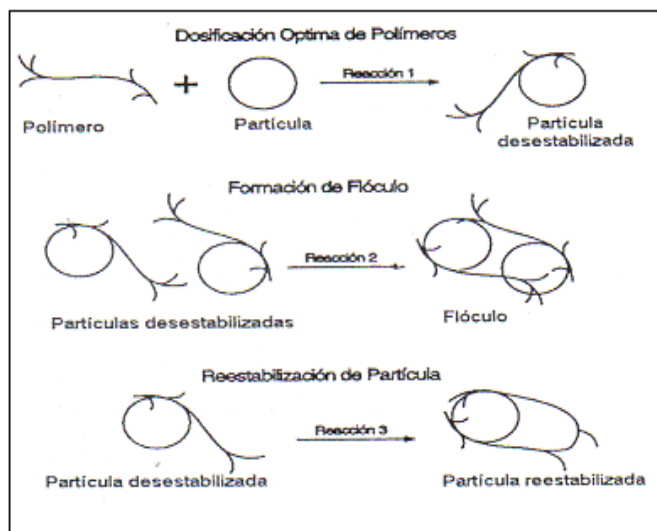


FIGURA 9: Desestabilización de Partículas

© Para controlar los sólidos suspendidos en nuestro proyecto, la Sedimentación en Reposo es la opción más adecuada, dado que es un método de bajo costo, pero puede necesitar de semanas para lograr

sedimentar las partículas pequeñas, es por esto que se considera conveniente realizar una combinación entre la separación físico – química y la sedimentación; logrando de esta manera floculos de mayor tamaño que reduzcan el tiempo de sedimentación.

- Bacterias Sulfato Reductoras.

Existen 2 métodos para tratar estas bacterias como es: el tratamiento químico que es el más optimo, pues tiene una gran efectividad en la eliminación de bacterias y es económico y el tratamiento por rayos ultravioletas que tiene una eficiencia del 99 % pero es un tratamiento más costoso y requiere de un control continuó para su eficacia. – En nuestro proyecto trataremos de utilizar el tratamiento químico.

- Problemas con Corrosión:

La corrosión del agua para la reinyeccion debe ser en lo posible regular o uniforme. Una medición significativa no puede ser obtenida, entonces una estimación de la corrosividad relativa de varios tipos de agua pueden hacerse, conociendo algo acerca del pH, gases disueltos, y la salinidad.

Existen varios tipos de tratamientos para evitar la corrosión, entre los cuales podemos nombrar; los métodos para la reducción de turbidez, sólidos suspendidos totales y bacterias sulfato reductoras, la misma que se

describieron anteriormente.- Existen otros métodos y que se clasifican en seis categorías:

1) Alteración de la composición del material

Una aleación de acero resistente a la corrosión o un metal no ferroso puede ser una sustitución del acero al carbono o inclusive se puede utilizar plástico.

2) Alteración de la composición electrolítica

La composición del agua puede ser alterada cambiándole el pH, química o mecánicamente removiendo los gases disueltos, o mezclándole con otro tipo de agua.

3) Alteración física del sistema.

Típicos ejemplos podrían incluir: el incremento de NPSH para prevenir la cavilación, incrementando o disminuyendo las velocidades cambiando el diámetro o el género de la tubería, etc.

4) Aislamiento del metal del electrolito

Recubrimientos plásticos y forros son muy populares en tanques y géneros tubulares. Forros de cemento son frecuentemente usados en géneros tubulares.

5) Inhibidores químicos

Éstos pueden ser vistos como un “recubrimiento”, subsecuentemente la mayoría de inhibidores usados en sistemas de inyección son películas orgánicas.

6) Protección catódica

La aplicación de una suficiente corriente eléctrica al metal inmerso en agua detendrá la corrosión. La corriente puede ser aplicada con una fuente de poder

En nuestro proyecto se controlará la daños que provoca la corrosión en tanques por medio de un sistema de protección catódica, mientras que en las tuberías y bombas mediante la inyección de químicos.

2.2 Ventajas y Desventajas del Sistema de Reinyeccion del agua de formación.

Las ventajas que brinda el sistema cerrado de Reinyección en nuestro proyecto son las siguientes:

- Se soluciona los problemas de contaminación ambiental debido al incremento del agua de formación producto de la extracción de crudo.

- Minimizar la tendencia a formar escama ya que disminuye el desprendimiento de CO₂ a la atmósfera y consecuentemente también disminuye la depositación de carbonatos.
- Disminuye la cantidad de sólidos en el agua de formación, producto de la precipitación originada por la oxidación de ciertos compuestos solubles en el agua.
- Disminuye la actividad corrosiva del agua de formación, al disminuir la concentración de oxígeno al no estar en contacto con el aire.
- Minimiza el desarrollo de colonias de bacterias aeróbicas, al disminuir la concentración de oxígeno al no estar en contacto con el aire.
- Evita la precipitación de los productos del metabolismo de las bacterias anaeróbicas, como las sulfato reductora. En un sistema abierto estos productos precipitan, pudiendo observar grandes cantidades de sulfuro de hierro.
- Simplifican el diseño del tratamiento químico para el control de la calidad del agua, disminuyendo costos por infraestructura de equipos, laboratorios, monitoreos, consumos de químicos, mano de obra y mantenimientos.
- Disminuye considerablemente el tratamiento de lodos y sólidos residuales que deben ser reprocesados para su evacuación al medio.

- Evita la inyección al subsuelo la mayor cantidad de sólidos y productos contaminantes que afectan la tubería (tubing y casing) del pozo y a las características petrofísicas (porosidad y permeabilidad) de la formación receptora del agua de formación.

Como desventaja:

- Debido al paso involuntario del oxígeno a través de las fugas de los sellos de las bombas y escotillas abiertas en los tanques, provocará la contaminación del agua.
- La contaminación del agua no será suficientemente soluble en el agua, debido a inhibidores de corrosión mal seleccionados y al paso del oxígeno disuelto.

2.3 Análisis de Prueba de Fall of Test.

Los pozos de reinyección son generalmente probados usando las pruebas de "Fall OFF". Estas Pruebas se usan no muy a menudo, pero los resultados que se obtienen son muy útiles en el diseño de nuestro sistema de reinyección.- Las pruebas en pozos inyectoros son comúnmente usadas para obtener parámetros como:

- La permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado

- El daño de formación a los pozos debido al taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados en la formación, etc., durante la inyección.
- Estimar la presión promedio del yacimiento, información que puede ser usada para determinar si el agua ha sido perdida en las zonas receptoras.

Las pruebas de fall off son análogas a las pruebas de restauración de presión de los pozos productores, build - up. La teoría usada para analizar los datos del “fall off” asume que la tasa de inyección se mantiene constante a un tiempo t , antes de la corrida del “fall – off”⁽¹⁾

Presión Promedia del Yacimiento.

El valor de la presión promedio puede ser muy útil en la compresión y monitoreo del comportamiento de la inyección de agua.- El comportamiento de la presión puede ser expresada mediante la siguiente ecuación y se la aplica para reservorios con acuíferos infinitos y para reservorios desarrollados:

$$P_{ws} = P^* - m^* \log (tp + \Delta t) / \Delta t \quad \text{Ecuación 1}$$

P^* es equivalente a la presión inicial P ; para un sistema de acción infinita.

2.3.1 Procedimiento para la corrida del Fall off Test.

Las empresas que se encargan de la corrida de las pruebas de presión, utilizan herramientas registradoras de presión o ameradas y electrónicas, para así, cuando se estén haciendo las interpretaciones, poder comparar los resultados. A continuación presentamos el seguimiento de la operación de la corrida de un “fall – off”, tal como se lo realiza en la locación del pozo a registrar:

- Controlar la inyección cerrando la válvula master y la válvula Wing.
- Sacar el sombrero del cabezal.
- Armar el preventor de reventones.
- Armar unidad de cable de acero.
- Bajar calibrador de 2.75” para chequear obstrucciones en el tubing de 3.5
- Armar registradores de presión (electrónica y amerada), asegurándose que los relojes de los registradores de presión estén en correcto estado.
- Bajar haciendo paradas de 10 minutos cada 2000 pies y dejar elementos unos cincuenta pies sobre la arenisca a probar
- Tomar prueba de inyectividad de 8 horas.
- Cerrar el pozo durante 36 horas, para registrar datos de presiones dentro del yacimiento.
- Abrir inyección y recuperar elementos, haciendo las mismas paradas realizadas en la bajada.

- Desarmar herramientas y terminar trabajo.- Descargar datos de la herramienta electrónica para interpretación.

2.3.2 Análisis de Datos según las pruebas efectuadas.

Las pruebas de fall of test en los pozos reinyectores de la estación Central no se realizaron, pero se analizó los datos de las pruebas de restauración de presión en los pozos cuando estos eran productores, las mismas que nos serán útiles para obtener los parámetros petrofísicos de la formación receptora. Conociendo estos parámetros decidiremos si la zona receptora es apta para procesos de reinyección de agua.

En este trabajo se utilizó un registrador electrónico de presión de marca PANEX 241096 bajado en este pozo (pozo SSFD-13), indicando lo siguiente (ver figura 10):

- a) Una restauración inmediata con un valor de la constante de almacenaje $C_s = 0.00076$ bbl / psi; una P_{wf} (presión fluente) de 1011 psi y una presión final de cierre P_{ws} (presión estática) = 2216 psi.
- b) La presencia de un régimen de flujo radial es observado en la curva de la derivada (ver figura 11); lo que ha permitido calcular los siguientes parámetros más importantes de la restauración luego del ajuste correspondiente: una Presión inicial P^* a la profundidad de medida de 8908

pies igual a 2242 psi, una permeabilidad de formación K igual 50 md y un efecto de daño de formación S de 25.

2.4 Daño de Formación en Pozos Reinyectores.

2.4.1 Daño de formación

Definición.- Es la alteración de permeabilidad que puede ocurrir en las vecindades del pozo, como resultado de las operaciones de reinyección de agua de formación. Se conocen 2 tipos de daño: inducido y propio de la formación.

El daño de formación inducido puede ocurrir en cualquiera de las siguientes etapas:

1. En la perforación.
2. En la corrida y cementación del casing
3. En la completación del pozo.
4. Al inicio de la producción o durante la fase productiva.
5. Al limpiar el pozo parafinas o asfaltos.
6. Durante el reacondicionamiento del pozo; o
7. Durante operaciones de inyección de agua o gas.

Las principales causas que originan el propio daño de formación es por:

- La invasión de líquidos y sólidos del lodo de perforación y del cemento.
- Dispersión o hinchamiento de arcilla.
- Formación de una costra de lodo y cemento.
- Presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo.
- Penetración parcial del pozo.
- Baja densidad de perforación.
- Taponamiento de las perforaciones.

Todos los pozos reinyectores son susceptibles al daño de formación, el mismo que origina reducción de la permeabilidad alrededor de la boca del pozo o en el yacimiento, lo cuál causa taponamiento completo de una zona dada.

2.4.2 Determinación del Daño de Formación.

Se lo calcula con la siguiente fórmula:

$$S = 1,151 \left(\frac{P_{wf} (\Delta t = 0) - P_{1hora}}{m} - \log \frac{K}{\Phi C t R_w} + 3.23 \right)$$

Ecuación 2

S: Daño de formación.

P_{wf}: Presión registrada al cierre del pozo, psi.

P_{1h}: presión a una hora del cierre del pozo, psia.

Φ : Porosidad de la formación, fracción.

μ : viscosidad , cps.

C_t : factor de compresibilidad de la formación.

R_w : radio del pozo inyector, pies.

m : pendiente de la curva del gráfico de Horner, negativa y adimensional.

Usando la pendiente del gráfico de Horner del fall – off (ver grafico 12), la permeabilidad puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$K = - \frac{162,6 q \mu \beta}{m h}$$

Ecuación 2

q : caudal constante inyectado durante la prueba, BAPD.

β : factor volumétrico de formación, STB/ N.B

m : pendiente de la curva del gráfico de Horner, adim.

h : espesor de la formación, pies.

μ : viscosidad , cps.

Este valor de K representa la permeabilidad efectiva al agua, en la zona invadida del yacimiento. El valor de la tasa de inyección debe ser utilizado en la fórmula como un número negativo. La permeabilidad efectiva de la roca a un fluido en particular, es función de la saturación de ese fluido alojado en la roca.

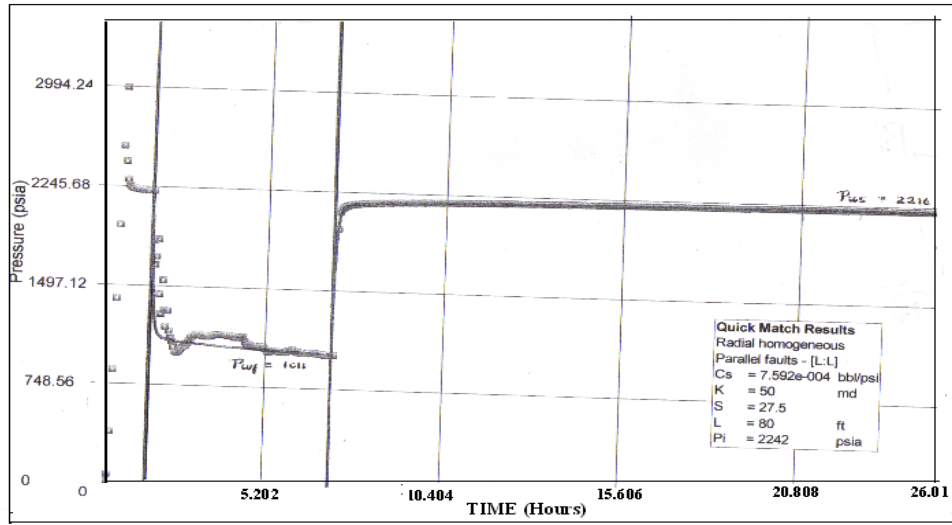


FIGURA 10

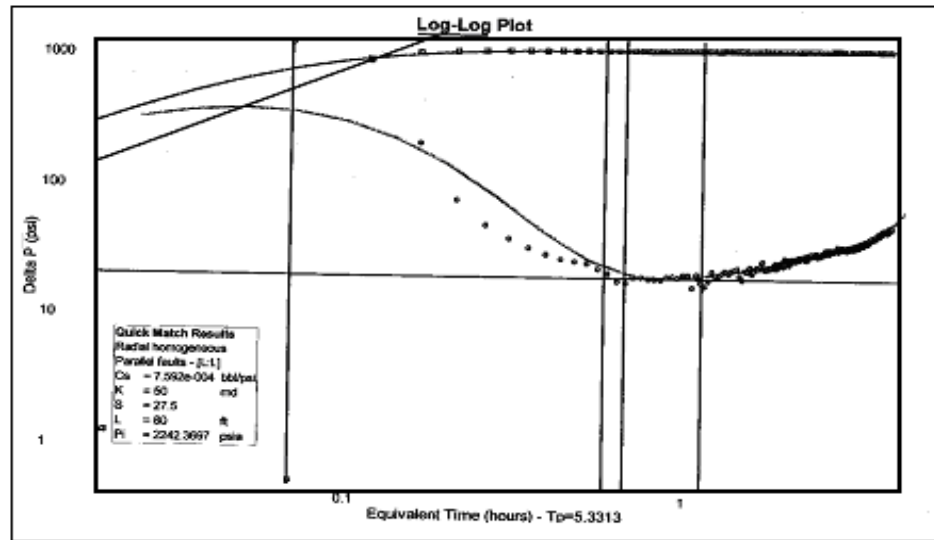
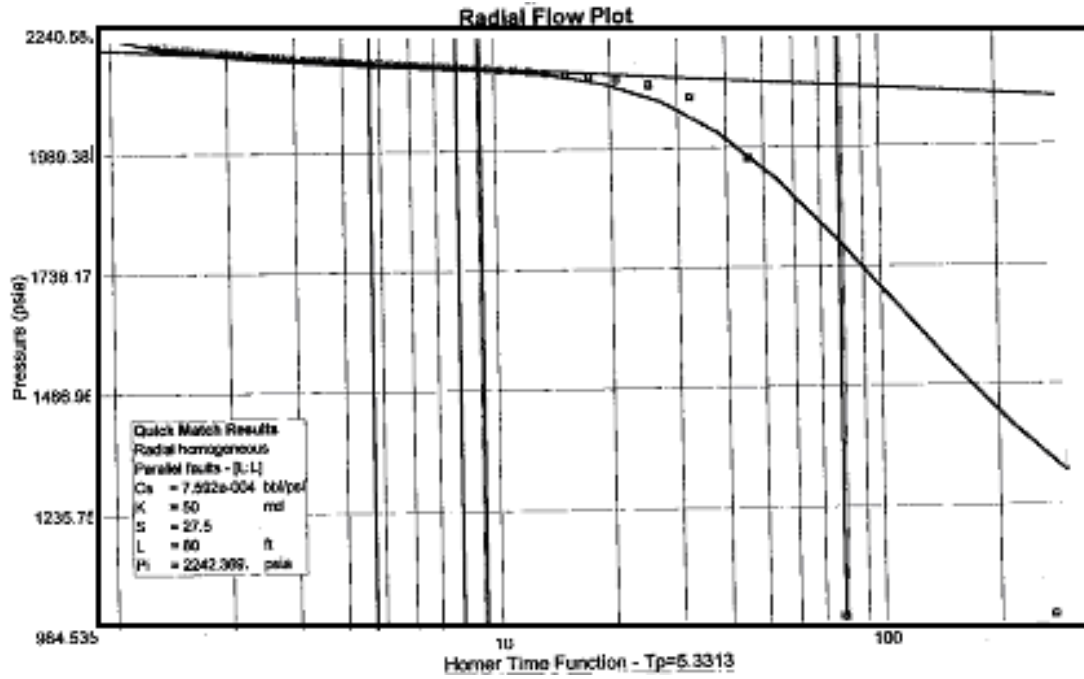


FIGURA 11

FIGURA 12



CAPITULO 3

3. ESTIMACIÓN ESTADÍSTICA DE LA PRODUCCIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN

3.1. Recolección y Depuración de Datos de la producción histórica

Para realizar la recolección y depuración de datos se ha efectuado un análisis para estimar la cantidad de agua de formación reinyectada en los pozos de la Estación Central del campo Shushufindi Aguarico.- La producción histórica desde el inicio de la reinyección de agua se presenta en la siguiente tabla y gráfico.

AÑO	BARRILES
1996	1164360
1997	3507316
1998	4817650
1999	3406424
2000	4469559
2002	7295245

TABLA 5

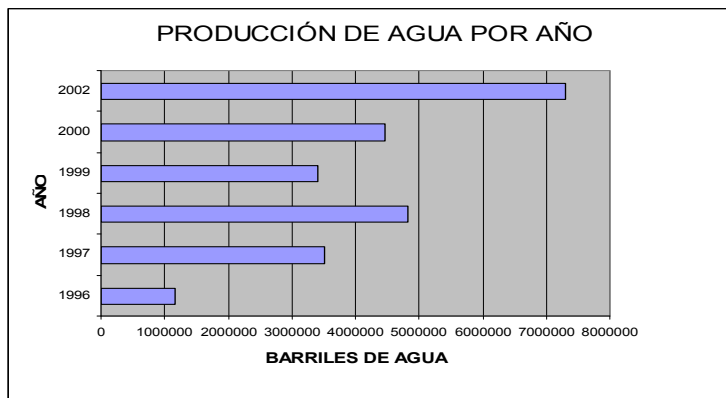


FIGURA 13: Producción de Agua Reinyectada

Según lo mostrado en la gráfica, observamos que la producción de agua aumenta cada año; con lo que se requiere analizar estos incrementos de volúmenes de agua para poder dimensionar o diseñar equipos a utilizarse en la planta de tratamiento del sistema de reinyección.

Se obtendrán gráficas del comportamiento de la producción de agua de formación a partir de Ecuaciones Exponenciales, las mismas que nos indicaran a través de sus gráficos la tendencia que toma la curva en el momento de inyectar agua a los pozos. - En nuestro proyecto utilizaremos los datos de cada mes del año 2003 para analizar su producción en el transcurso del año.

Con el resultado de las ecuaciones obtenidas se obtendrán las curvas de declinación de la producción. Estas curvas de declinación de la producción se usan ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual o en grupo.

Las estimaciones se basan en técnicas matemáticas o gráficas para el análisis de las curvas de declinación de la producción, y no en las leyes físicas que gobiernan el flujo de fluidos a través de la formación.

3.2 Análisis Actual de la producción del Agua de Formación.

La producción del agua no es constante; por lo que se ha llevado siempre un control diario de su producción.- La gran cantidad de agua contaminada que se deposita en estos pozos, podría provocar a futuro cambios bruscos de permeabilidad en las rocas de la zona receptora por daño de formación, lo que significaría una sobresaturación de agua.

Los equipos de bombeo y las líneas que conducen el flujo hacia los pozos, también sufren los problemas de contaminación de agua.- En las bombas la repentina elevación de cabeza sobrecargará los motores; todo esto debido a la resistencia de la zona receptora para almacenar más agua.

Es necesario en estos proyectos llevar un control de la reinyección de agua a los pozos, tal como se muestra en la tabla 6.- Las lecturas de los valores de la presión de descarga de la unidad de bombeo y de la presión de cabeza en los pozos, nos permitirá conocer la tasa del incremento de agua producida.

TABLA 6

FECHA	PSI CABEZA PZ # 13	DESCARGA DE UNIDAD WEATH	REINYECCION DE AGUA
10/04/2002	1000	1650	11311
15/09/2002	1500	1700	10341
20/02/2003	1500	1700	10137
25/07/2003	900	1300	7948
31/12/2003	1000	1800	8738
	PSI CABEZA PZ # 33	DESCARGA DE UNIDAD WEATHS.	REINYECCION DE AGUA
10/04/2002	1100	1250	8513
15/09/2002	900	1050	5672
20/02/2003	910	1040	4908
25/07/2003	920	1400	8845
31/12/2003	900	1450	7258
	PSI CABEZA PZ # 42	DESCARGA DE UNIDAD WEATHS.	REINYECCION DE AGUA
10/04/2002	1000	1250	1797
15/09/2002	870	1050	7095
20/02/2003	930	1040	2843
25/07/2003	1210	1400	2056
31/12/2003	1100	1500	2087

En el apéndice G se muestra una gráfica de las curvas generadas por la tabla 6

3.2.1 Estimación Estadística Mensual en la Estación Central en el año 2003

En nuestro proyecto de tesis es necesario analizar la producción de agua durante un año, ya que el dimensionamiento y seleccionamiento de los equipos se basa en el caudal de agua a manejarse durante los 4 años de proyecto.

TABLA 7

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
01	16820	18901	17992	15054	17319	19127
04	16818	15219	18000	16872	17542	18526
07	17197	14801	17894	16879	17559	20119
10	17173	14251	17983	14862	12237	22271
13	16185	16472	17932	16859	17347	20932
16	15756	17944	17808	16686	17372	20567
19	18118	18034	17908	17004	17429	21405
22	16755	17974	17871	16249	19089	17900
25	14981	18047	16900	16230	20056	19219
28	14549	17952	17826	18008	18453	19245
31	15110		15534		17972	
	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
01	17890	18886	19060	19763	18359	20300
04	18132	17483	18907	19999	19345	14261
07	18192	17437	14733	19774	19714	22176
10	18540	19282	19190	19010	19914	20381
13	18241	18143	19918	21868	20281	20429
16	18349	18746	18289	19277	19981	18008
19	17888	18442	18923	19284	18860	18452
22	18326	18581	19110	19257	18739	19202
25	18849	18666	19183	19072	19685	17530
28	18587	18328	19287	20359	13370	18923
31	18975	19063		17370		18083

Análisis del mes de Enero del 2003

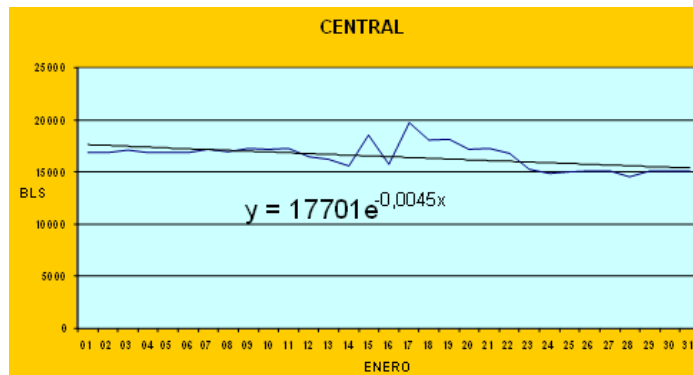


FIGURA 14.1

Del gráfico mostrado se obtiene la ecuación exponencial $Y = 17701e^{-0.0045x}$, donde el valor 0.0045 indica el valor de la pendiente de la curva exponencial, el signo negativo indicada que el gráfico corresponde a una producción decreciente en el tiempo.- En esta estación la producción de agua ha disminuido en 5% con respecto al mes anterior, el promedio de producción es de 17701 BLS.- Está disminución de producción de agua se debe a las instalaciones y pruebas de los equipos para el tratamiento del agua de formación.

Análisis del Mes de Febrero del 2003

Se puede observar en el gráfico una producción creciente durante este mes, con una producción promedio de agua 14922 barriles.

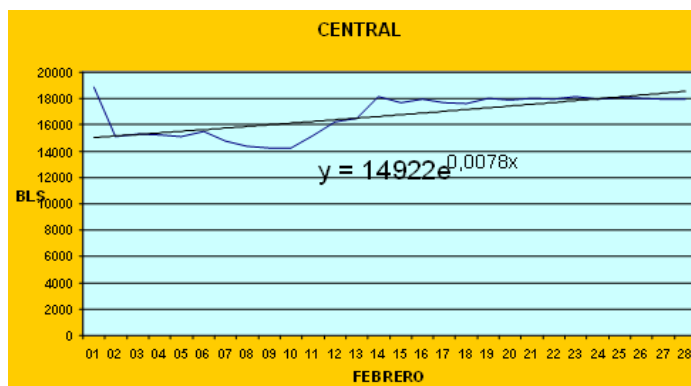


FIGURA 14.2

.En esta estación la producción promedio de agua se mantuvo algo igual al mes anterior, con la única diferencia que en este mes se realizó un M.P.M a uno de los motores, luego se realizó Overhaul a 250 Horas a otro de los motores de la bomba de alta presión.

Análisis del Mes de Marzo del 2003

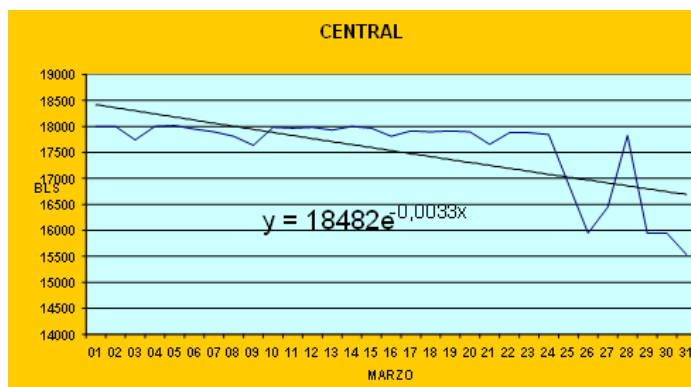


FIGURA 14.3

Según el gráfico notamos una producción decreciente en el transcurso de este mes.- La presión promedio aumento a un valor de 18482, pero su producción va disminuyendo por problemas en la instalación eléctrica de una de las bombas de alta presión, como también en la reconstrucción del tanque de reserva

Análisis del Mes de Abril del 2003.

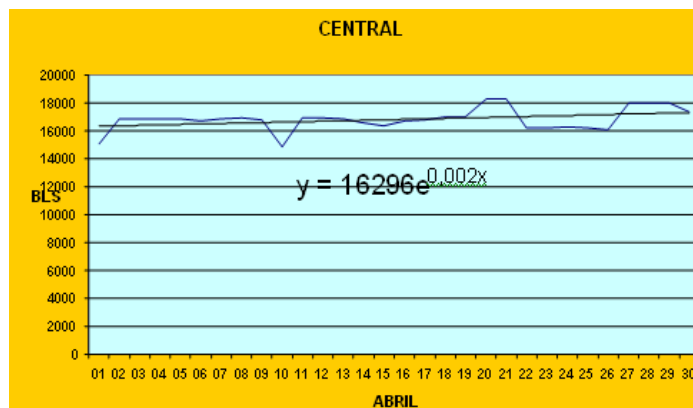


FIGURA 14.4

Los puntos distantes de la curva exponencial en el gráfico indican aporte de flujo diferente al normal que puede ser originada por fallas mecánicas del sistema de extracción ó por cambio en el comportamiento del yacimiento de los pozos en el campo.- En este mes la producción promedio es de 16296 barriles, se han solucionado los problemas en la bomba de

alta presión, pero se sigue en la reconstrucción del tanque emperrado para el almacenamiento de agua.

Análisis del Mes de Mayo del 2003.

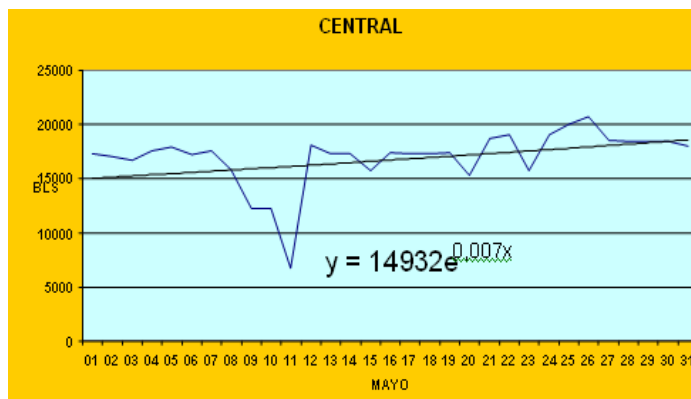


FIGURA 14.5

En esta estación la producción promedio es de 14.932 barriles pero la producción de agua sigue aumentando cada vez más en los últimos días del mes. Los trabajos de mantenimiento, reparación y construcción de tanques están concluyendo.- Los puntos distantes de la curva exponencial en el gráfico indican aporte de flujo diferente al normal que puede ser originada por fallas mecánicas del sistema de extracción ó por cambio en el comportamiento del yacimiento de los pozos en el campo.

Análisis del Mes de Junio del 2003.

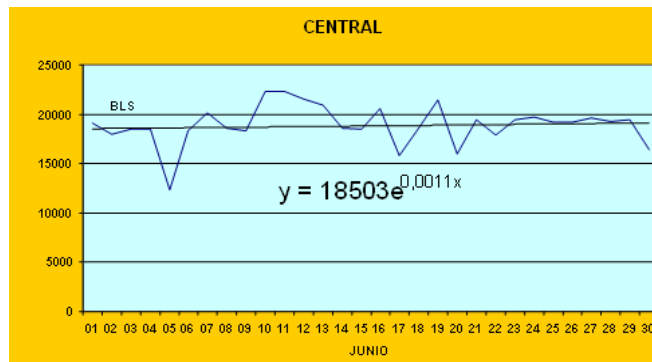


FIGURA 14.6

La producción de agua aumentó en este mes.- El valor con signo positivo de la pendiente de la gráfica exponencial, nos indica la tendencia que toma la curva en el tiempo.

El valor de la producción promedio de agua es de 18.503 barriles; tal como se puede observar en la gráfica está elevación de producción de agua casi se mantiene constante en el tiempo, con lo que nos obligará hacer uso de todos los equipos de bombeo para reinyectar todo el agua provenientes del Tanque de Lavado.

Análisis del Mes de Julio del 2003

El resultado del incremento de producción que se obtuvo a finales del mes anterior equilibró la producción de agua para este mes debido al acumulado de agua.- Se aprovechó este mes para realizar el mantenimiento de algunos equipos.

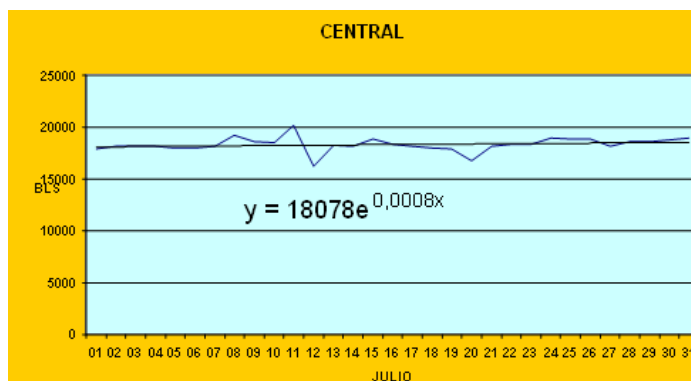


FIGURA 14.7

La curva del gráfico es de tipo creciente, y su producción promedio es de 18.078 barriles.

Análisis del Mes de Agosto del 2003

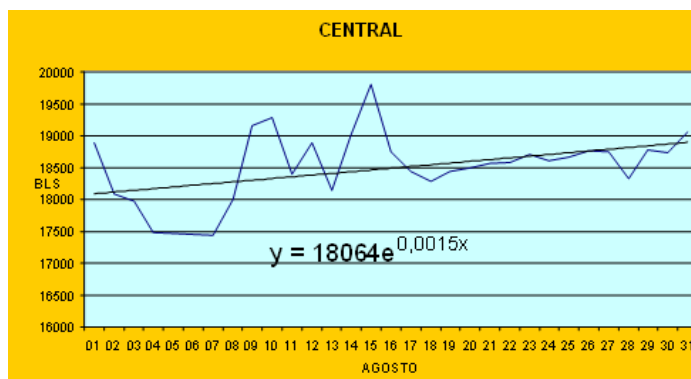


FIGURA 14.8

El promedio en esta estación es de 18.064 BLS, disminuye con referencia al mes anterior.- Existe un pequeño decrecimiento en su producción durante los primeros días del mes, pero la producción día a día va en aumento.- En

este mes se realiza el mantenimiento preventivo del motor de combustión interna de una de las bombas de alta presión.-También se espera en este mes la alineación de otra bomba de alta presión con su respectivo motor eléctrico.

Análisis del Mes de Septiembre del 2003

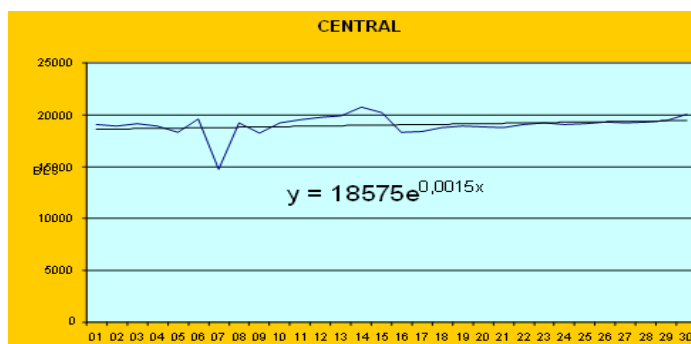


FIGURA 14.9

La producción varía un poco con respecto al mes anterior, aumentado varios barriles.- Esto se debe al mantenimiento preventivo en los motores de combustión y de la limpieza de los sulfuros hierros impregnados en las bombas booster y de alta presión, provocando atascamiento en sus impeles.- La producción baja en un 5 % por varios días, pero luego se compensa con el aumento de producción.

Análisis del Mes de Octubre del 2003.

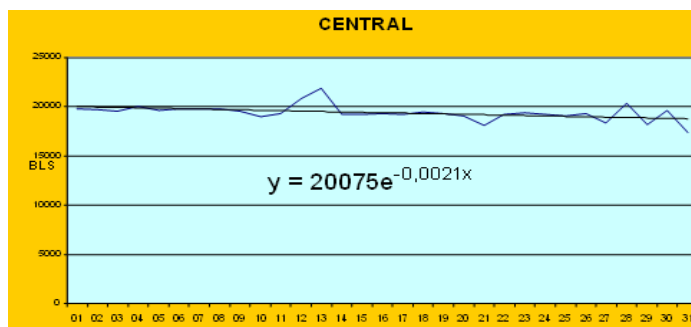


FIGURA 14.10

Del gráfico obtenemos la ecuación exponencial $Y = 20075 e^{-0.0021x}$. El valor de 20075 nos indica la cantidad de bbls / día promedio al inicio del tiempo utilizando la curva exponencial.- El signo negativo de la pendiente nos indica una producción decreciente en el tiempo. Estos acontecimientos se deben al trabajo de protección de tanques con un sistema de compensación de presión y alivio.

Análisis del Mes de Noviembre del 2003

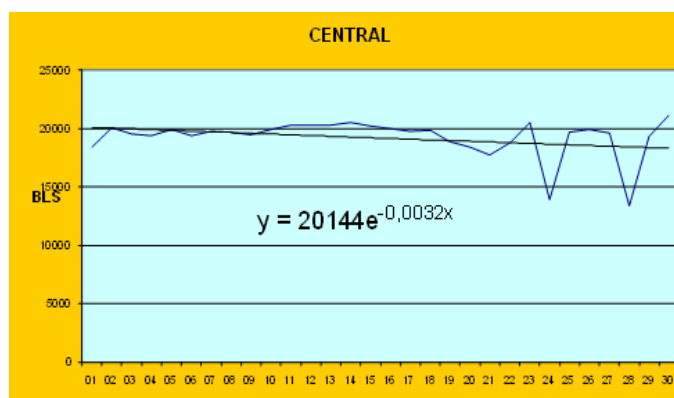


FIGURA 14.11

El promedio en esta estación es de 20.144 Bls/día, sufre una disminución con referencia al mes anterior.- En la Estación Central se encuentran instaladas 3 unidades Weatherford nuevas (bombas horizontales), por lo que se produjo una baja en la producción de barriles de agua en el momento de su montaje.

Análisis del Mes de Diciembre del 2003

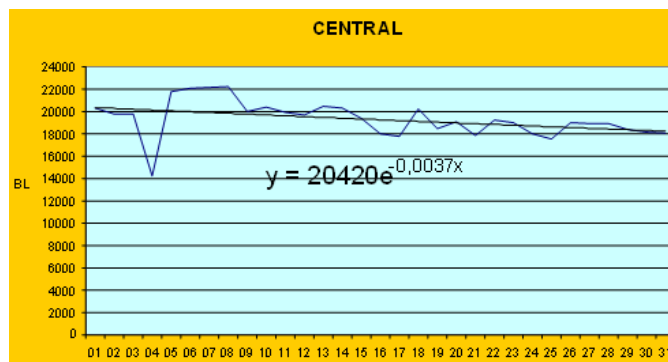


FIGURA 14.12

En este mes se tuvo que realizar el mantenimiento preventivo de una bomba de alta presión.- El promedio de producción en esta estación es de 20.420 Bls/día, la misma que es mayor con respecto al mes anterior, pero esta producción irá decayendo por problemas de mantenimiento en la bomba y por problemas en el comportamiento del yacimiento debido a extracciones de crudo

3.3 Proyección del Incremento de la Producción de Agua de formación.

3.3.1 Proyección de ecuación para estimar la producción a futuro.

Mediante los datos recopilados de producción en el año 2003, es posible estimar la producción anual en la estación tal como se muestra en la gráfica 14.13.

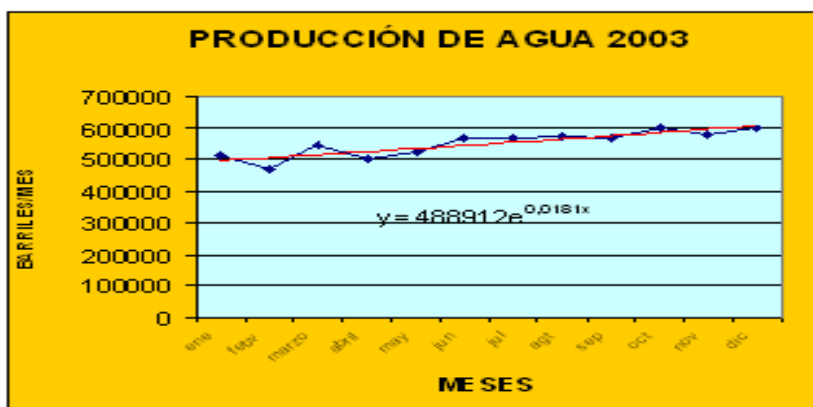


Figura 14.13

Cuando se analiza esta gráfica se puede observar que existe un crecimiento de barriles reinyectados por mes. La eliminación de los puntos que caen fuera de la tendencia de la curva podría afinar la curva exponencial, lo que nos permitirá obtener una curva más real.

En el gráfico se puede observar que la tendencia de la curva es de tipo creciente, representada por una ecuación exponencial $Y = 488912 e^{0.0181x}$,

este crecimiento es el esperado, ya que la explotación de crudo trae un aumento en la producción de agua, debido al paulatino incremento del corte de agua (porcentaje de agua con respecto al fluido total producido).

Para evaluar la proyección futura de la producción de agua, solamente extrapolamos la línea de tendencia a la curva de la figura 14.13 (ver figura 14.14), pudiendo estimar la producción de agua proyectada en cualquier tiempo.- Esta tendencia la da la curva de la ecuación exponencial.

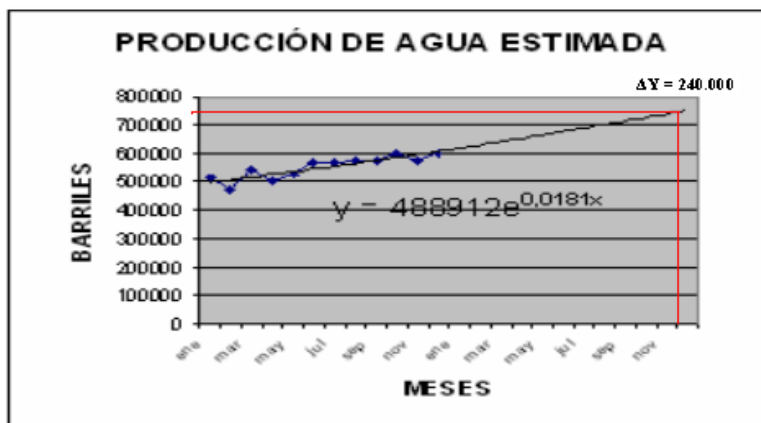


Figura 14.14

La producción promedio de agua de formación es de 20.000 barriles por día y de 500.000 barriles mensual, cantidad que puede incrementarse a futuro de acuerdo a las operaciones que se realicen en los pozos de producción o de inyección (reacondicionamiento de pozos, reparaciones,

workover, estimulaciones o de limpieza de ácidos a la tubería de superficie y fondo, y a la cara de la formación, etc.).

Para la implantación y dimensionamiento de tanques, equipos y selección de nuevas bombas en la planta de tratamiento de agua, es necesario tomar el valor promedio de producción de agua durante un año o mayor a este.

Para facilidades de cálculos, en el siguiente capítulo se tomara como un valor promedio de producción de agua de 30.000 barriles diarios, dicho valor será necesario para empezar nuestro diseño de planta.

CAPITULO 4

4. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS Y ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.

Para poder reinyectar el agua dentro del yacimiento al gasto deseado sin tener en algún momento que recurrir a incrementos excesivos en la presión de reinyección, el agua debe estar libre de sólidos en suspensión y aceite.- En el contrato del proyecto se estableció como máximo un valor de 25 ppm en sólidos en suspensión y un nivel de turbidez de 15 NTU (según las normas de inyección / reinyección de agua de formación), por lo que el proyecto necesariamente debe tener una planta de tratamiento para controlar estos factores.

El diseño más eficiente de una planta de tratamiento de agua de reinyección, así como la mejor selección de los agentes químicos para el tratamiento, resolverán el problema para un acondicionamiento adecuado de agua, mientras se disponga de operadores calificados.

4.1 Equipo de Superficie

Para el dimensionamiento, diseño y selección de los equipos en la superficie, se debe realizar primeramente los análisis físico – químico al agua de formación provenientes del tanque de lavado, para detectar la cantidad de iones disueltos que puedan estar presentes en ella, así como la presencia de bacterias y de sólidos en suspensión, ya que los daños que provocarían en los equipos y tuberías podrían ser muy desastrosos en el momento de su reinyección hacia los pozos.

4.1.1 Sistema de Conducción.

En el sistema cerrado ha diseñarse, se tratará de remover los sólidos por medio de un proceso de Clarificación por Sedimentación y filtración posteriores a una etapa de floculación.- La dosis requerida de coagulante para la floculación se determinará mediante un ensayo de pruebas de jarras en los laboratorios.- En nuestro proyecto la etapa de coagulación la realizará un mezclador tipo intercambiador de calor; la cuál permitirá que los químicos inyectados en las líneas se homogenicen formándose los flóculos.- Luego que el fluido es homogenizado se dirigirá a unos tanques de clarificación, donde los flóculos en agregados más grandes se decantarán en su interior (ver la figura 15).- Luego que el agua es tratada en los tanques de clarificación, está es dirigida hacia un pulmón que

provee de agua a un arreglo de bombas, las mismas que se encargaran de elevar la presión para transportar dicha agua al pozo reinyector.

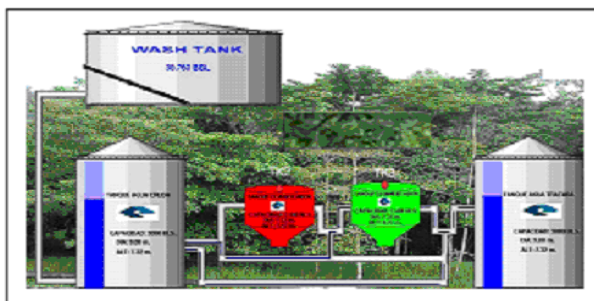


FIGURA 15: Esquema de la Planta de tratamiento

4.1 Líneas de Conducción.

Se requiere que la planta de tratamiento ha implantarse en el sistema de Reinyección me permita tener agua libre de sólidos suspendidos y de aceite, como también libre de bacterias seudoreductoras que proliferan en los tanques y tuberías, formando sulfuros de hierros que taponan los ductos y la cara de la formación.- Por este motivo se debe tener un diámetro de tubería aceptable que me facilite la transportación del flujo de agua.

Generalmente estas tuberías están diseñadas en función del caudal que se transporta a través de ellas- Los fluidos como el gas, petróleo y agua pueden ser considerados como fluidos Newtonianos, cuyas ecuaciones se utilizan para resolver problemas que se presentan en tuberías. En el

diseño de las tuberías se siguen las Normas de la American National Standard Liquid Petroleum Transportation Piping Systems.

Dimensionamiento de la línea que va del tanque de lavado al tanque de agua cruda.

Es muy común en estos tipos de proyectos hacer uso de las Ecuaciones de Hansen William, ya que su uso está limitado al flujo de agua en conductos mayores a 2 pulgadas y menores de 6 pies de diámetro.-Para el dimensionamiento de la línea necesitamos conocer la capacidad del tanque de lavado, la misma que es de 28.770 barriles, por lo tanto:

Considerando las caídas de presión tenemos

$$\Delta P = L (q_w / 15.2 * C * d^{2.63})^{1.85} + 0.4331 \Delta h \quad \text{Ecuación 3}$$

ΔP = Caída de presión a través de la línea, psi.

L = Longitud de la línea, pies.

Q_w = Tasa de flujo en barriles

C = Constante. (Tubería lisa y nueva)

d = diámetro de la tubería.

Δh = elevación del terreno.

Para este segmento tenemos que

L = 100 m = 328 pies

$$Q_w = 28.770 \text{ barriles por día.} = 1.87 \text{ pies}^3 / \text{s.}$$

$$C = 120; \quad \text{para acero (tubería lisa y nueva)}$$

$$\Delta h = 0, \text{ terreno plano.}$$

$$\Delta P = (328) (28.770 / 15.2 * 120 * d^{2.63})^{1.85} + 0.$$

$$\Delta P = (328) (15.77 / d^{2.63})^{1.85}$$

$$Q_w = A * V. \quad \text{Ecuación 4}$$

$$V = Q_w / A.$$

$$A = \Pi d^2 / 4 \quad \text{Ecuación 5}$$

$$V = 4 Q_w / \Pi d^2 = 4 (1.87 \text{ pies}^3 / \text{s}) / \Pi d^2 = 2.38 / d^2$$

Donde:

A= Área de flujo en la tubería

V= Velocidad del fluido

D (pulg.)	ΔP (psi)	V(ft/sg)
4	63.46	21.462
6	8.826	9.52
8	2.17	5.46
10	0.735	3.43

Seleccionamos un diámetro de tubería que no nos represente una caída de presión considerable, además por recomendaciones técnicas en estos tipos de proyectos, la velocidad no puede exceder de 8 pies/ sg, velocidades de 10 pies/ s han sido citadas como acelerantes a la corrosión

/ erosión. Una velocidad mínima de 3 pies / s es recomendada para mantener el sistema limpio.- De acuerdo a estos criterios seleccionamos un diámetro de tubería de 10 pulgadas para este segmento.

Dimensionamiento de la línea de Suministro en el Sistema de Clarificación.

Cuando se circula agua de formación en la tuberías, es recomendable conocer que el rango permitido para mantener una tubería limpia es de (3 – 5 pies / sg), esto debido a la agresividad del fluido.

De donde:

$$Q_w = 30.000 \text{ barriles/ día} = 0.0552 \text{ m}^3/\text{sg.}$$

$$V = 5 \text{ pies / sg} = 1.524 \text{ m / sg.}$$

$$A = Q / V. \quad A = 0.0362 \text{ m}^2$$

De acuerdo a este valor de área, nos dirigimos a la tabla de Dimensiones de tubos de acero cédula 40 (ver apéndice H)

Tamaño Nominal: D = 10 "
Área de flujo: A = 5.090 * 10 ⁻² .m ²
Diámetro Exterior. D ext = 273.1 mm.
Diámetro Interior: Dint= 254.5 mm.

También se considera en la planta de tratamiento como línea de conducción de flujo la PRE-cámara de químicos o coagulador.- Esté se

encuentra ubicado en la línea que conduce el flujo desde el tanque de agua cruda hacia los tanques de clarificación.

Diseño de una Pre-cámara de Químicos.

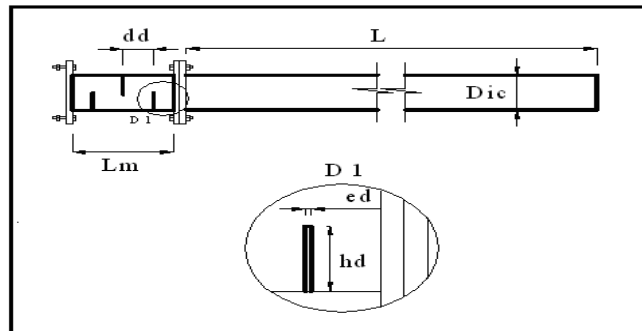


FIGURA 16: PRE- Cámara de Químicos

El papel principal de esta PRE-cámara es homogenizar los químicos (coagulantes) inyectados por las bombas dosificadoras.

Con la turbulencia provocada en su interior, formaremos una sustancia homogénea para que las partículas suspendidas se carguen eléctricamente y así se atraigan formando pequeñas masas llamadas flóculos.

También es necesario en el diseño de la PRE – cámara conocer los tiempos en los cuales reaccionan los químicos.- En nuestro proyecto se sabe que mediante ensayos de jarras realizadas en los laboratorios, el tiempo de coagulación es de 30 sg y el de floculación de 5 minutos (este

es el tiempo en que reaccionan los químicos), también se conoce que la velocidad del fluido es de aproximadamente 0.250 m/sg.

Teniendo en cuenta estos detalles procederemos a diseñar:

$$Q_w = 0.0552 \text{ m}^3 / \text{sg.}$$

$$\mu = 0.00103 \text{ N} \cdot \text{sg} / \text{m}^3.$$

$$\rho = 1030 \text{ Kg} / \text{m}^3.$$

$$T_c = 30 \text{ sg.}$$

$$V_q = 0.250 \text{ m} / \text{sg}$$

Donde:

ρ = Densidad.

μ = viscosidad dinámica.

T_c = Tiempo de coagulación.

V_q = velocidad del fluido. (Flóc de hidróxido metálico frágil: $v = 0.25 \text{ m/s}$)

Por lo tanto el Área de la tubería es:

$$A = Q / v$$

$$A = 0.055 / 0.250 = 0.22 \text{ m}^2$$

De acuerdo al área del tubo obtenida nos dirigimos a una tabla de Dimensiones de tubos calibre 40 (apéndice 8) y se escoge el tubo de área igual o inmediatamente mayor a la obtenida.

Diámetro nominal D = 24 PULG

Área de flujo $A = 0.2594 \text{ m}^2$

Diámetro exterior Dex = 609 .6 mm

Diámetro interior Dint = 574.7 mm

Para determinar la longitud de la PRE -cámara de mezclado, se procede a realizar el siguiente cálculo:

$$L = T_c * V_q \quad \text{Ecuación 6}$$

$$L = 30 \text{ sg} * 0.250 \text{ m/ sg.}$$

$$L = 7.5 \text{ m}$$

$$N_R = \frac{V * D_{int} * \rho}{\mu} \quad \text{Ecuación 7}$$

Siendo N_R el número de Reynolds de está PRE-cámara, por lo tanto:

$$N_R = \frac{0.250 * 574.7 * 10^{-3} * 1030}{0.00103} = 143.500$$

Dentro del diseño de la PRE-cámara se considera el cálculo de una mezcladora, lugar donde se realizará la mezcla químico – agua.- Para garantizar la turbulencia se ha diseñado deflectores partiendo de la teoría de intercambiadores de calor tubo y coraza según Kern⁽⁵⁾.

Un parámetro guía para el cálculo de dicha mezcladora es la separación entre deflectores denotada por **dd**, que dice:

Usualmente el espaciado de los deflectores no es mayor que una distancia igual al diámetro interior de la coraza, o menor que una distancia igual a un quinto del diámetro interior de la coraza ⁽⁵⁾

De donde podemos obtener:

$$dd = 0.574 / 5 = 0.1148$$

Como debemos obtener un valor mayor, el resultado lo multiplicaremos por un factor de 1.5.

$$dd = 0.1148 * (1.5) = 0.1722$$

$$dd = 0.1722$$

Hay varios tipos de deflectores que se emplean en los intercambiadores de calor, pero los más comunes son los deflectores segmentados que son hojas de metal cuya altura son generalmente un 75% del diámetro interior de la coraza. Estos se conocen como deflectores con 25% de corte.” ⁽⁵⁾

Sabiendo que:

hd = Altura del deflector

ed = espesor del deflector

L_m = Longitud de la mezcladora

$$\begin{aligned}
 \text{Ec. 8} \quad hd &= D_{\text{int}} * 75\% \\
 hd &= 0.574 \text{ m} * 0.75 \\
 hd &= 0.4305 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ec. 9} \quad ed &= D_{\text{ext}} - D_{\text{int}} \\
 ed &= 0.609 - 0.574 \\
 ed &= 0.035 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ec. 10} \quad Lm &= ed * 3 + dd * 4 \\
 Lm &= 0.035 * 3 + 0.1722 * 4 \\
 Lm &= 0.7588 \text{ m}
 \end{aligned}$$

Para verificar si la mezcladora funciona se calcula el número de Reynolds, con la consideración de que éste debe ser mayor que el Número de Reynolds de la pre – cámara.

$$\begin{aligned}
 \text{Ec.11} \quad Ad &= D_{\text{int}} * dd \\
 Ad &= 0.574 \text{ m} * 0.1722 \text{ m} \\
 Ad &= 0.098 \text{ m}^2
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ec. 12} \quad Pm &= 2 * D_{\text{int}} + 2 * dd \\
 Pm &= 2 * 0.574 \text{ m} + 2 * 0.1722 \text{ m} \\
 Pm &= 1.492 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Ec. 13} \quad R &= \frac{Ad}{Pm} \\
 R &= \frac{0.098 \text{ m}^2}{1.492 \text{ m}} \\
 R &= 0.065 \text{ m}
 \end{aligned}$$

$$Ec . 14 \quad v = \frac{Q}{Ad} = \frac{Q}{D_{int} * dd}$$

$$v = \frac{0.0552 \frac{m^3}{s}}{0.574 * 0.1722 m^2}$$

$$v = 0.558 \frac{m}{s}$$

$$Ec . 15 \quad N_R = \frac{v * 4 * R * \rho}{\mu}$$

$$N_R = \frac{0.558 \frac{m}{s} * 4 * 0.065 m * 1030 \frac{Kg}{m^3}}{0.00103 \frac{Kg}{m * s}}$$

$$N_R = 145080$$

Por lo tanto se cumple que el número de Reynolds de la mezcladora es mayor que el de la Pre- Cámara.

Donde:

Pm = Perímetro mojado

R = Radio hidráulico

A_d = Área de flujo en la mezcladora

Dimensionamiento de la línea de alta presión al pozo reinjector.

Pozo	Longitud (pies)	BWPD.
SSFD-33	10550	10.000
SSFD-42 A	5880	10.000
SSFD-13	8250	10.000

Aplicando la Ecuación de Hanzen William, tenemos:

$$\Delta P = L (qw / 15.2 * C * d^{2.63})^{1.85} + 0.4331 \Delta h$$

$$Q_w = 10.000 \text{ barriles / día.} = 0.0183 \text{ m}^3 / \text{sg} = 0.646 \text{ pies}^3 / \text{sg}$$

$$C = 120$$

$$L = 5880 \text{ PIES.}$$

$$\Delta h = 27 \text{ PIES}$$

Para este segmento tenemos que

$$\Delta P = (5880) (10000 / 15.2 * 120 * d^{2.63})^{1.85} + 0.4331 \quad (27)$$

$$\Delta P = (5880) (5.4824 / d^{2.63})^{1.85} + 11.69$$

$$Q = A * V$$

$$V = Q / A.$$

$$V = 4 Q / \Pi d^2 = 4 (0.646 \text{ pies}^3 / \text{s}) / \Pi d^2 = 0.8225 / d^2$$

Dimensionamiento de Tubería del tramo que se dirige al Pozo SSFD 42-A

D (pulg.)	ΔP (psi)	V (ft / sg)
4	172.81	7.4173
6	34.09	3.29
8	17.21	1.848
10	13.55	1.185

Por las recomendaciones anteriormente mencionadas, se selecciona un diámetro de tubería de 6 pulgadas.- Realizando el mismo procedimiento en las demás líneas que se dirigen a los demás pozos, encontramos que un diámetro de tubería de 6 pulgadas es también aceptable.

Es necesario que se realice la inyección de químicos a las tuberías, ya que la proliferación de bacterias y el grado de salinidad del agua, provocará la corrosión en éstas y por ende su destrucción.

4.1.3 Inyección de Químicos.

Uno de los problemas de la reinyección de agua es la formación de incrustaciones (escama) en las tuberías y el posible taponamiento de la arena receptora debido a la solidificación o precipitación de los iones de calcio y magnesio en forma de carbonatos o bicarbonatos, por lo que se recomienda mantener dichos iones en solución mediante la inyección de secuestrantes o dispersantes (fosfonatos, poliacrilatos) que son químicos que al asociarse con éstos los mantienen disueltos.

4.3.1.1 Análisis de Laboratorio.

Debido a todos los problemas ocasionados por el agua de formación en la planta, es necesario realizar los siguientes análisis físicos y químicos en el laboratorio:

- Análisis de Propiedades físicas.
- Análisis químico.
- Análisis biológico.
- Análisis de Compatibilidad con el agua de formación.

Análisis de Propiedades físicas- Son aquellas características que se pueden determinar sin que se efectuara una reacción química.- En estos análisis se realizan pruebas de Conductividad, pH, densidad, turbidez y color.

Análisis Químico.- Estos análisis se hacen con la finalidad de determinar la cantidad de iones y gases disueltos en cada una de ellas.- Se efectuarán análisis de sólidos suspendidos, sólidos y gases disueltos.

Análisis Biológico.- En el agua de reinyección es necesario detectar cualquier tipo de desarrollo biológico, debido a que un alto contenido de bacterias contribuyen a la alta corrosión de los metales y al taponamiento de la cara de la arena en los pozos de reinyección. La variedad de especies de bacterias encontradas entre las más importantes tenemos las sulfato – reductoras y las ferruginosas.

- Bacterias ferruginosas: forman un grupo general de microorganismo, que utilizan el hierro ferroso como fuente de energía para su crecimiento.
- Bacterias Sulfato – Reductoras: Tienen la habilidad de reducir los sulfatos y otras formas de azufre oxidado a sulfuros, produciéndose ácido sulfhídrico cuya presencia en cualquier agua causa corrosión del

equipo metálico y originan problemas por la formación de incrustaciones.

Análisis de Compatibilidad del agua de formación.

Las pruebas de Compatibilidad se realizan mezclando en unos recipientes el agua tratada con el agua de formación de la zona receptora de Tiyuyacu. Luego de una agitación se deja reposar durante 24 horas, al cabo de este tiempo se debe detectar si existen precipitados en la mezcla, de no ser así el agua a reinyectarse si es compatible.

4.1.3.3 Tipos de Productos químicos, selección y aplicación.

• Tipos de Productos Químicos.

Los químicos que normalmente son usados para el tratamiento de las aguas de formación son los siguientes: Demulsificantes, Detergentes, Inhibidores de corrosión, Secuestradores de Oxígeno, Productos de Parafina, Biocida, Inhibidores de Escala, Flocculantes, etc.

• Selección de Químicos.

Existen dos formas para seleccionar el producto o productos químicos necesarios para el proceso de clarificación ⁽⁶⁾.

1. Por experiencia operativa en este tipo de plantas y el respectivo análisis del agua cruda.

2. Por simulación de la clarificación en pruebas de laboratorio.

Indudablemente la forma más usada y adecuada para la selección de un buen programa de químicos, es la evaluación en el ambiente de laboratorio, donde existen 2 tipos de pruebas: la determinación del potencial zeta* y las pruebas de jarras.

En nuestro proyecto utilizaremos las pruebas de jarras para encontrar la mejor selección de químicos que actuarán en el proyecto.

Pruebas de Jarras.

Estas pruebas se emplean en la evaluación de un tratamiento aplicado para disminuir los sólidos suspendidos y otras materias no sedimentadas, por medio de floculación seguida de una sedimentación por gravedad.

Características de un equipo de pruebas de jarras.

En líneas generales es un equipo que consta de 4 ó 6 beaker de 500 ó 1000 ml, cada beaker tiene su paleta de agitación y la velocidad de agitación es regulada de acuerdo a las características de cada planta.

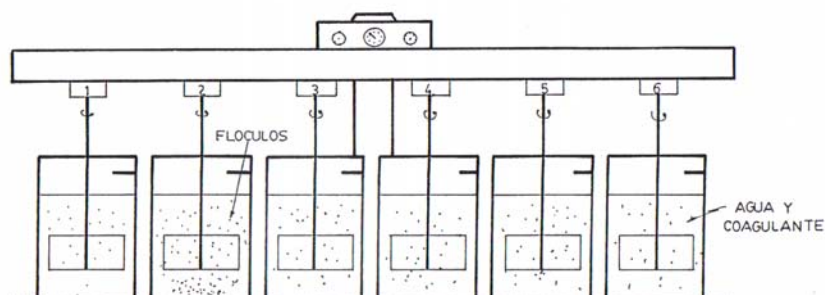


FIGURA 17: Equipo de Pruebas de Jarras

Los químicos elaborados para el tratamiento de las aguas de formación son los siguientes:

- Coagulante A-100
- Biocida Bac – 98.
- Antiescala MX -452
- Surfactante DT 273
- Anticorrosivo P-106

Aplicación de los químicos en el Sistema de Reinyección.

Los químicos usados en la planta serán inyectados a las tuberías de transporte de agua por un conjunto de bombas dosificadores. Cada bomba expulsará un tipo de químico diferente.- Los puntos de inyección de químicos en este sistema se muestra en el apéndice I y la respectiva dosificación de los químicos se muestra en la siguiente tabla.

Químico	Dosis (ppm)	Forma de Aplicación
Coagulante	4	Inyección Continua
Biocida	200	Batch semanal
Inhibidor de Incrustación	15	Inyección Continua
Inhibidor de Corrosión	8	Inyección Continua
Surfactante	2	Inyección Continua
Atrapador de Oxígeno	6	Inyección Continua

TABLA 8: Dosificación de Químicos.

Funciones que cumplen cada químico

- **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 (Bac 98) para atacar a las bacterias sulfato reductoras que son las que generan corrosión..

- **Coagulante.**

Este químico es el A-100 y este cumple 2 funciones que son: la de acelerar la materia en suspensión y de permitir velocidades de filtración más altas no obtenidas con éxito por otros métodos.- Las sustancias como coagulantes son compuestos de hierro y aluminio, usualmente son sulfatos.

- **Surfactante o Detergente.**

Este químico es el D- 273, afecta a la tensión superficial y ayuda a que las partículas sólidas no se acumulen manteniéndose en suspensión.

- **Anti- incrustante o anti- escala.**

Cuando 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 el flujo, formándose un depósito.



FIGURA 18: Fotografía de una tubería con obstrucción

Se ha diseñado un producto que es una mezcla de fosfonatos y poliacrilatos, el cual tendrá dos funciones a la vez; el uno cambiará 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-452.

Anti – Corrosivo.

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 y este es el P -106.

4.1.3.4 Monitoreo y Control en la Inyección de Químicos.

Para cumplir con el propósito requerido para el buen funcionamiento del Sistema de Reinyección, se ha establecido llevar a cabo un buen programa de monitoreo y control para la inyección de químicos en la Estación Central del campo Shushufindi Aguarico; para que de manera se logre proteger nuestro sistema cerrado de los diferentes tipos de corrosión.

Monitoreo de la Corrosión.

Objetivo.- Determinar la forma más adecuada de atacar a la corrosión, orientándola a que el proceso se de a una velocidad conocida y con resultados predecibles. Esto se logra mediante el análisis de los datos obtenidos por pruebas de campo o laboratorio.

El monitoreo de corrosión se programa y se lleva a cabo por las siguientes razones:

1. Para entender los conceptos básicos (mecanismo de corrosión).
2. Para comprobar la resistencia de un metal o aleación.

3. Como herramienta de control de calidad para determinar la vida de servicio de un equipo o parte del mismo.

Métodos de Monitoreo.

1. Cupones de Corrosión.
2. Probetas de Resistencia eléctrica.
3. Probetas Galvánicas.
4. Probetas de Hidrógeno.
5. Medición de Espesores.
6. La hoja Beta.
7. Análisis de agua.

En nuestro proyecto se realizará el control de la corrosión mediante la medición por pérdida de peso por cupones de corrosión trimestralmente. Otro de los métodos en el control de la corrosión, es la medición de espesores en tuberías, pero esta se la realiza mensualmente.

Cupones de Corrosión.

Los cupones o 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 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 liquido pero sin tocar las paredes del tubo; deberá encontrarse totalmente sumergido y sujeto a una velocidad de flujo adecuada, ver la siguiente fotografía



FIGURA 19: Colocación de Porta cupones en las tuberías

Después de su exposición se examinan visualmente los testigos, se limpian y se determinan la velocidad de corrosión, para ello se utiliza la siguiente formula.

$$MPY = 534 W1 / D*As*T.$$

ECUACIÓN 16

W1= Pérdida de peso del cupón, en miligramos.

D = Densidad del material del cupón (7,86 gr. / cm³).

As = Área expuesta del cupón (5,18 pulg²) en el de 2 pulg.

Interpretación de los Cupones.

De 0 – 1 MPY	corrosión baja.
De 1 – 5 MPY	corrosión moderada.
Mayor de 5 MPY	corrosión severa.

Tabla 9

Medición de Espesores.

Se utiliza un traductor y este es un dispositivo que transforma cualquier tipo de energía en otra, es el caso del ultrasonido que convierte la energía eléctrica en mecánica o viceversa.- Para la evaluación, se toman medidas en ciertos puntos de referencias, el cambio de espesor dividido para el período de tiempo entre las medidas o registros determinarán la velocidad de corrosión.

Parámetros de Control.

Los parámetros a controlar en la estación de bombeo son:

ANÁLISIS	UNIDAD	PARÁMETRO
Sólidos totales suspendidos	PPM	25
Turbidez	NTU	15
Bacterias sulfato reductoras	COL / ML	10
Bacterias Totales.	COL / ML	100
Velocidad de Corrosión (cupones).	MPY	1 – 5

Tabla 10: Parámetros de Control

En el Apéndice J se muestra un programa de monitoreo y control del agua de formación en la estación Central.

4.1.4 Sistemas de Bombeo

El sistema de bombeo proporcionara la energía requerida para que el fluido pueda fluir a través de la línea de conducción hacia la formación receptora.- Está energía es el incremento de una carga hidrostática o presión lograda mediante el uso de bombas.

4.1.4.1 Selección del Tipo de Bomba

Se seleccionarán bombas que induzcan un mínimo corte de agua. Las Bombas de desplazamiento positivo pueden proveer bajos cortes pero requieren mas mantenimiento que las bombas centrifugas.

Las bombas centrifugas no son normalmente consideradas como bombas de bajo corte, sin embargo debido a su simplicidad, precisión y relativamente bajos costos, son mas apropiadas para los sistemas de reinyección de agua. Estas pueden dar bajos cortes si son apropiadamente dimensionadas y correctamente usadas.- Es muy común en estos tipos de proyectos usar bombas de tipo centrifuga, puesto que este tipo de bombas pueden trabajar con altos volúmenes y presiones moderadas.

Las bombas pueden ser de etapa única o de etapas múltiples. En una bomba de etapa única sobre el eje se encuentra montado un solo impulsor, mientras que en las bombas de etapas múltiples sobre un mismo

eje están montados varios impulsores. Las etapas operan en serie, es decir la descarga de la primera etapa fluye hacia el ojo de la segunda etapa, la descarga de la segunda etapa fluye hacia el ojo de la tercera etapa y así sucesivamente. El caudal es el mismo a través de todas las etapas, pero en cada etapa aumenta la presión. Así, una bomba de etapas múltiples es capaz de crear una presión de descarga, o carga muy grande.

4.1.4.2 Información Requerida para el diseño del Sistema de Bombeo

1. Característica del fluido.

- Tipo de fluido (en este caso agua de formación).
- Si hay presencia de elementos corrosivos y de que tipo.
- Gravedad específica.

2. Tasa de bombeo, considerar la ampliación del proyecto a futuro.

3. Condiciones de presión requerida.

- Presión de descarga.
- Presión de succión.
- Diferencial de presión.
- Condiciones a futuro de presión.
- NPSH disponible.

4. Requerimiento del tipo de materiales utilizados en la fabricación de la bomba.

4.1.4.3 Sistema de Bombeo de la Estación Central

El agua que es separada del crudo en el tanque de lavado es bombeada hacia nuestro sistema de Clarificación, para que luego esta sea reinyectada a la formación receptora a las condiciones que se especifican en el contrato y a una determinada presión de descarga (ver el plano 1).- La selección de las bombas dependen del volumen de agua a manejar; la estimación estadística efectuada en el capítulo 3 nos proporcionó el valor de 30 0000 barriles de agua por día que se debe reinyectar en los pozos.

4.1.4.4 Diseño del Sistema de Bombeo

El sistema de bombeo de la estación Central esta constituido por un conjunto de bombas de transferencia tipo Booster ubicadas en paralelo, que trabajaran a bajas presiones (40 a 80 psi) y un conjunto de bombas horizontales tipo centrífuga, que utilizaran la presión de descarga de las booster para que estas eleven la presión de flujo de agua (de 80 a 2000 psi aproximadamente) y poder reinyectarla a los pozos de evacuación (ver el plano 1).- También es necesario en el diseño del sistema de bombeo hacer uso de bombas de transferencia entre tanques y bombas

inyectoras de químicos en diferentes puntos para controlar la agresividad del fluido.

4.1.4.5 Selección de las Bombas de Reinyección.

Datos:

$Q_w = 0.0552 \text{ m}^3 / \text{sg}$, (caudal del fluido)

$\mu = 0.00103 \text{ N} \cdot \text{sg} / \text{m}^2$, (viscosidad dinámica)

$\rho = 1030 \text{ Kg.} / \text{m}^3$. (Densidad del fluido)

$T = 35 \text{ }^\circ \text{C}$. (temperatura del fluido)

$P_v = 2. \text{pies de agua}$. (Presión de vapor)

$H_T = 7.31 \text{ m}$ (altura del tanque de agua tratada).

$P_{HPS} = 80 \text{ PSI}$ (>80 psi), presión de succión HPS

Usando tubería de hierro fundido de cédula 40:

$\epsilon / D =$ Rugosidad relativa (ver apéndice K)

Cálculos:

$$A = \pi D^2 / 4, \quad V = Q / A, \quad Re = (D \cdot V \cdot \rho) / \mu$$

Donde

- f es el factor de fricción en la tubería (Apéndice K)₂

- f_t es el factor de fricción en los accesorios de las tubería (Apéndice L)₂.

-En la tabla 11 se presentan los diámetros, rugosidad relativa y longitudes de la tubería que se encuentran instalados en el sistema de bombeo.

-En el apéndice M se muestra también los coeficientes de resistencias K para válvulas y accesorios, y las pérdidas de energías en tuberías y accesorios se muestra en la tabla 12

TABLA 11: Rugosidad Relativa

Sitio	D,pulg(m)	L(m)	ϵ/D
Línea principal (entrada a las booster)	10(0.254)	20	0.001
Línea principal (salida a las booster)	10(0.254)	150	0.001
Pulmón 2 (existen 2 pulmones)	16(0.406)	17*2=34	0.00069
Línea de Succión HPS	8(0.2032)	14*3=42	0.0013

D (pulg.)	Q(m ³ /s)	A(m ²)	V(m/s)	Re	F	f _t
10	0.0552	0.0506	1.090	276860	0.0196	0.014
16	0.0276	0.129	0.2139	86928.96	0.0179	0.013
8	0.0276	0.0324	0.8518	173085,76	0.021	0.014

• **Pérdidas Mayores en tuberías (a la entrada de las Booster) “H_{LM}”.**

$$V^2 / 2g = 0.0606 \text{ m (línea principal a la entrada de las Booster)}$$

$$L = 20 \text{ m, } D = 0.254 \text{ m, } f = 0.0196.$$

$$H_{LM} = f * L/D * V^2 / 2g \quad \text{Ecuación 17}$$

$$H_{LM} = 0.093 \text{ m.}$$

Tabla de pérdidas de Energía en accesorios

Accesorios	Cant	Coef de resistencia K	K' = K
A la entrada de las Booster.			
Válvula mariposa	3	45 ft	1.89
Válvula compuerta	1	8 ft	0.112
Codo de 45°	2	16 ft	0.448
Codo de 90°	1	30 ft	0.42
Salida de agua del tanque	1	1	1
Conexiones estándar en T	3	60 ft	2.52
A la Salida de las Booster			
Válvula mariposa	3	45 ft	1.89
Válvula mariposa (succión HPS)	3	45 ft	1.89
Válvula cheque	3	400 ft	16.8
Válvula compuerta	5	8 ft	0.56
Válvula compuerta (Pulmón 2)	2	16 ft	0.416
Codo de 45°	4	16 ft	0.896
Codo de 90°	2	30 ft	0.84
Entrada de Tubería al pulmón 1	1	0.5	0.5
Salida de agua en el pulmón 2	2	1	2
Ampliación 6" – 10"	3	0.35	1.05
Ampliación de 10" – 16"	2	0.395	0.79
Conexiones estándar en T	3	60 ft	2.52

Tabla 12

• **Pérdidas Menores en accesorios (a la entrada de las Booster) “H_{Lm}”.**

$$H_{Lm} = \sum K' * V^2 / 2g. \quad \text{Ecuación 18.}$$

$$V^2 / 2g = 0.0606 \text{ m}$$

$$H_{Lm} = \sum (1.89+0.112+0.448+0.42+ 1+ 2.52) * 0.0606= 0.3872 \text{ m}$$

• **Pérdidas de Energía Total (a la entrada de las Booster) “ H_f ’ “**

$$H_f ' = H_{LM} + H_{Lm} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$H_f ' = 0.4802 \text{ m} = 1.575 \text{ pies}$$

• **Pérdidas Mayores en tuberías (a la salida de las Booster)**

D,pulg(m)	L (m)	V ² / 2g (m)	f	L/D	f * L/D* V ² /2g
10(0.254)	150	0.0606	0.0196	590.55	0.7014
16(0.406)	34	2.334*10 ⁻³	0.0179	83.74	3.498*10 ⁻³
8(0.2032)	42	0.0370	0.021	206.69	0.1605

$$H_{LM} = f * (L / D) * V^2 / 2g.$$

$$H_{LM} = 0.7014 + 3.498*10^{-3} + 0.1605$$

$$H_{LM} = 0.865 \text{ m}$$

• **Pérdidas Menores en accesorios (a la salida de las Booster)**

$$H_{Lm} = \sum K' * V^2 / 2g$$

D,pulg(m)	K '	V ² / 2g (m)	K' * V ² / 2g
10(0.254)	27.846	0.0606	1.6874
16(0.406)	0.416	2.334*10 ⁻³	9.709*10 ⁻³
8(0.2032)	1.89	0.0370	0.069

$$H_{Lm} = 1.6874 + 9.709*10^{-3} + 0.069 = 1.766 \text{ m}$$

$$H_{Lm} = 1.766 \text{ m}$$

Pérdidas de Energía Total (a la salida de las Booster) H_F "

$$H_F = H_{LM} + H_{Lm}$$

$$H_F = 2.631 \text{ m}$$

$$H_F = 8.631 \text{ PIES.}$$

Selección de la Bomba Booster

Debido a la interrupción momentánea de la circulación normal del fluido en la línea y en el interior de las bombas multietapas y de altas revoluciones, es aconsejable instalar bombas de alimentación de flujo a estas, de no ser así se crearán espacios vacíos que generarán un incremento elevado de la temperatura.- Las bombas horizontales tienen un $NPSH_R$ bastante bajo, pero en muchos sistemas las pérdidas de carga son mayores por lo que se recurre a la utilización de bombas de alimentación (booster) de baja presión y alto caudal para eliminar este problema.

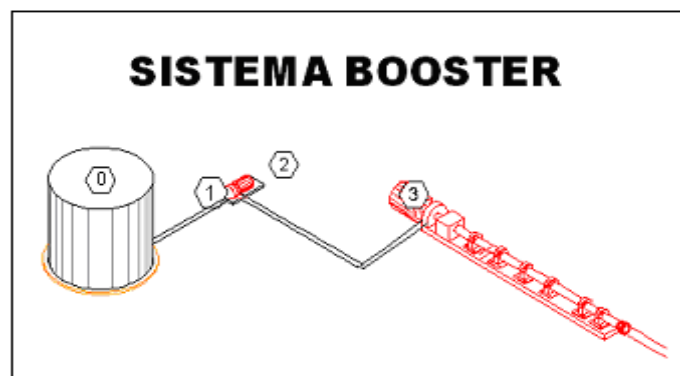


FIGURA 20: Sistema Booster

Aplicando la Ecuación de Darcy, tenemos

$$P_0 / \gamma + V_0 / 2g + Z_0 = P_1 / \gamma + V_1 / 2g + Z_1 + H_f \quad \text{Ecuación 20-a}$$

$$P_2 / \gamma + V_2 / 2g + Z_2 = P_3 / \gamma + V_3 / 2g + Z_3 + H_f \quad \text{Ecuación 20-b}$$

Donde:

P_0 : Presión en la parte alta del tanque de agua cruda (abierto a la atmósfera)

P_1 : Presión en la succión de la booster.

P_2 : Presión en la descarga de la booster.

P_3 : Presión de la succión en la bomba horizontal.

Considerando:

- Flujo uniforme en cada sección.

$$P_0 = P_{atm} = 0$$

$$P_3 = P_{HPS} = 80 \text{ Psi } (> 80 \text{ psi}) = 179,24 \text{ pies} = 54.63 \text{ m}$$

$$V_0^2 \approx 0$$

V_0, V_1, V_3 : es la velocidad del fluido.

Z_0 : altura del tanque.

Z_1, Z_2, Z_3 : Nivel de altura en las bombas.

$$Z_0 = 7 \text{ m}$$

$$Z_1 = Z_2, Z_3 = 0,50 \text{ m}$$

$$V_1 = V_2$$

Al reemplazar estos datos en las ecuaciones anteriores tenemos:

$$20-a) Z_0 = P_1 / \gamma + V_1 / 2g + H_f'$$

$$20-b) P_2 / \gamma + V_2 / 2g = P_3 / \gamma + V_3 / 2g + Z_3 + H_f''$$

Sumando estas Ecuaciones tenemos:

$$Z_0 + P_2 / \gamma + V_2 / 2g = P_1 / \gamma + V_1 / 2g + H_f' + P_3 / \gamma + V_3 / 2g + Z_3 + H_f''$$

$$7 + P_2 / \gamma + 0.0606 = P_1 / \gamma + 0.0606 + 0.4802 + 54.63 + 0.0370 + 0.50 + 2.631$$

$$P_2 / \gamma - P_1 / \gamma = 51.27 \text{ m}$$

$$\text{TDH} = 51.27 \text{ m} = 168.20 \text{ pies}$$

Con la información acerca del caudal requerido y de la cabeza topográfica del sistema, se procede a seleccionar un modelo de bomba restringiéndose a las características y funciones de la bomba a escoger.- El sistema de bombeo booster o bombas de refuerzo estarán conformado por 4 bombas en paralelo (3 operando y una bomba en reserva). Dado que las bombas operan simultáneamente, el caudal que fluye por cada una de ellas es de 10.000 barriles por día, la cual equivale a 291.67 gpm.

Por lo que se procede a seleccionar una bomba de 325 gpm de capacidad máxima, que proveerá una cabeza de descarga de agua de 170 pies de agua.

Por la resistencia a la corrosión, sales, varios elementos o compuestos químicos inyectados en el agua y por su tolerancia a altas temperaturas de trabajo de hasta 225 ° F, se procede a seleccionar una bomba centrífuga de eje horizontal marca DURCO MARK II, cuyas curvas de operación se muestra en el apéndice N y las especificaciones son las siguientes:

MODELO: 3*2 F -10

Velocidad Máxima: 3500 rpm.

Diámetro de succión: 3”

Diámetro de Descarga: 2”

Diámetro del Impulsor: 8”

Eficiencia = 60%

NPSH_R = 18.2 pies

Determinación de la NPSH_D

$$\text{NPSH}_D = H_T - H_f' - P_V. \quad \text{ECUACIÓN 21}$$

$$\text{NPSH}_D = 7 - 0.4802 - 0.6096 = 6 \text{ m}$$

Donde el NPSH_D > NPSH_R (es correcta la selección)

$$\text{NPSH}_D = 6 \text{ m} = 19.68 \text{ pies} = P_1 / \gamma$$

$$P_2 / \gamma - P_1 / \gamma = 168.20 \text{ pies}$$

$$P_2 / \gamma = 187.88 \text{ pies}$$

$$P_2 = 83.85 \text{ psi (presión de descarga de las booster)}$$

La potencia de la bomba la calculamos con la siguiente ecuación:

$$P = \frac{(GPM) * TDH}{1714 * Ef} \quad \text{ECUACIÓN 22}$$

$$P = \frac{(325) * 75}{1714 * 0.60}$$

$$P = 23.70Hp$$

Bombas de alta Presión HPS

Sistema Multietapa

Las bombas horizontales de alta presión HPS son usadas en nuestro proyecto para reinyectar el agua de formación a una alta presión de descarga hacia los pozos.

Un sistema de bombeo horizontal consiste básicamente de una bomba centrífuga multietapa, un motor eléctrico o de combustión, cámara de empuje y los sistemas de control y protección.- Todo este equipo va montado en un Skid de perfil I con tubería de sección cuadrada.

En nuestro sistema trataremos de usar 4 bombas centrífugas multietapa, 3 operando y una en reserva.- El caudal máximo que fluye por cada bomba es de 10.000 barriles/ día (291.67 gpm.)

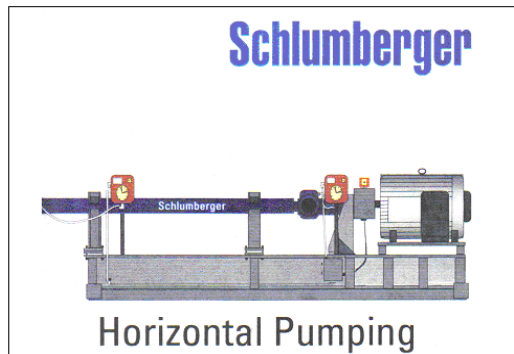


FIGURA 21: Bomba Horizontal Centrífuga

Las bombas horizontales ha colocarse en el sistema de reinyección tendrá como objetivo reinyectar el agua a una alta presión de descarga.- El requerimiento de presión mínima que requiere la unidad en el lado de la succión para poder alcanzar un rendimiento óptimo depende de la presión de descarga de la booster.- En nuestro proyecto utilizaremos Bombas Centrífuga Weatherford TJ 12000 de 40 etapas y 3500 rpm, 60 Hz, en donde:

$$Q = 301.15 \text{ gpm}$$

$$P_d = 1100 \text{ m} = 1600 \text{ psi}$$

$$\text{Eficiencia} = 75\%$$

El $NPSH_R$ de estas bombas es de 5.2 m (17 ft) = 7.56 psi, por lo tanto es conveniente utilizar esta bomba ya que el $NPSH_D = 80$ psi - La curva de operación de está bomba se encuentra en el apéndice Ñ.

$$P = \frac{(GPM) * TDH}{1714 * Ef}$$

$$P = \frac{(301.15) * 1600}{1714 * 0.75}$$

$$P = 374.826 Hp$$

Luego la potencia en el eje debe ser de:

$$P_{EJE} = 1 / 0.75 * 374.826 Hp = 499.768 Hp$$

En la práctica el diseño debe permitirse un rango de trabajo y calibración de alarmas de baja succión.

• **Cálculo de la Presión de descarga a la Formación Receptora.**

Dado:

Pd: presión de descarga de la HPS= 1600 psi

D: diámetro de la tubería = 6 pulg. 0.5 pies

V: velocidad del fluido = 3.29 pies/ sg

Qw: caudal de agua = 0.0184 m³/ sg

f: factor de fricción de tubería = 0.023

L: Longitud de la tubería =10.550 PIES (longitud de tubería que llega al pozo)

$\gamma = 64.27 \text{ lb /pies}^3$

h = Longitud de la tubería en el tubing de 3 ½"

Entonces:

$P_F = WHP + \text{Presión de la columna Hidrostática} - \text{Pérdidas de fricción en el tubing}$ **Ecuación 23**

$WHP = P_d - \text{pérdidas por fricción en la tubería.}$ **Ecuación 24**

$WHP = P_d - f (L/D) (V^2 / 2g).$

$WHP = 1600 \text{ psi} - 36.40 \text{ psi} = 1563.6 \text{ psi}$

$\text{Presión de la columna hidrostática} = \gamma h = (64.27 * 7300) / 144 = 3258.13 \text{ psi}$

$\text{Pérdidas de fricción en el tubing de } 3 \frac{1}{2}'' = 100 \text{ psi.}$

$P_F = 1563.6 \text{ psi} + 3258.13 \text{ psi} - 100 \text{ psi} = 4721.731 \text{ psi.}$

Donde

P_F : Presión de descarga a la formación receptora.

WHP: Presión en la cabeza del pozo.

4.1.4.6 Selección de las Bombas de Químicos.

La selección de la bomba de químico depende del tipo de químico (ácidos o bases), cantidad a inyectar (gpm) y de la presión de descarga.

En nuestro proyecto se inyectaran 80 gpd de químicos (base), en el cuál la presión de descarga tendrá un valor suficientemente mayor a la de línea.

Plunger Size	Maximum Discharge Pressure	MIN-MAX. Volumen (Expressed in U.S. Gallons per day)			
		25:1 RATIO (70SPM)			
Single Head Unit		Mod No.	Min 60 Hz Motor	Máx GPD 60 Hz Motor	Máx GPD 50 Hz Motor
3/16	5000 # Hard Pkg. 3000 # Soft Pkg	4334	0.25	10	8.3
¼	2400 Psi	4331	2	20	16.6
3/8	1200 Psi	4333	4.6	46	38.18
½	600 Psi	4335	8	80	66.4
¾	300 Psi	4336	18.2	182	151
1	150 Psi	4337	32.5	325	269.7

TABLA 13

Las bombas de químicos ha utilizarse son de tipo pistón de acero inoxidable de marca Tex Team cuyo diámetro es de 0.5 pulgadas, y con una presión de descarga de 600 psi. (Ver tabla 13).

Donde la Potencia es:

$$P = \frac{(80) * 600}{1714 * 0.95} = 78.60 \text{ Hp}$$

Normalmente se usan motores eléctricos de 220 – 480 Volt trifásicos para su funcionamiento

4.1.4.8 Selección de la Bomba de Transferencia en el Sistema de Clarificación

La caída de presión que existe desde la salida del tanque de agua cruda o desnatador hasta la entrada del tanque de almacenamiento, se la calcula de la siguiente manera, (ver la figura 22)

$$Q = 0.0552 \text{ m}^3 / \text{sg},$$

$$\mu = 0.00103 \text{ N} \cdot \text{sg} / \text{m}^3. \quad \rho = 1030 \text{ Kg.} / \text{m}^3, \quad D = 10 \text{ pulg.} = 0.254 \text{ m}$$

$$D_{\text{MEZCLADOR}} = 24 \text{ pulg.} = 0.609 \text{ m} \quad V_{\text{F (MEZCLADOR)}} = 0.250 \text{ m/sg.}$$

$$f = 0.0196. \text{ Para tubería de 10 pulg.}$$

$$f = 0.0159 \text{ Para tubería de 24 pulg.}$$

Tramo 1: $L_{A-B} = 24.5 \text{ m}$
$L_{\text{MEZCLADOR}} = 7.5 \text{ m}$
Tramo 2: $L_{C-D} = 18 \text{ m}$
Tramo 3: $L_{E-F} = 15 \text{ m}$

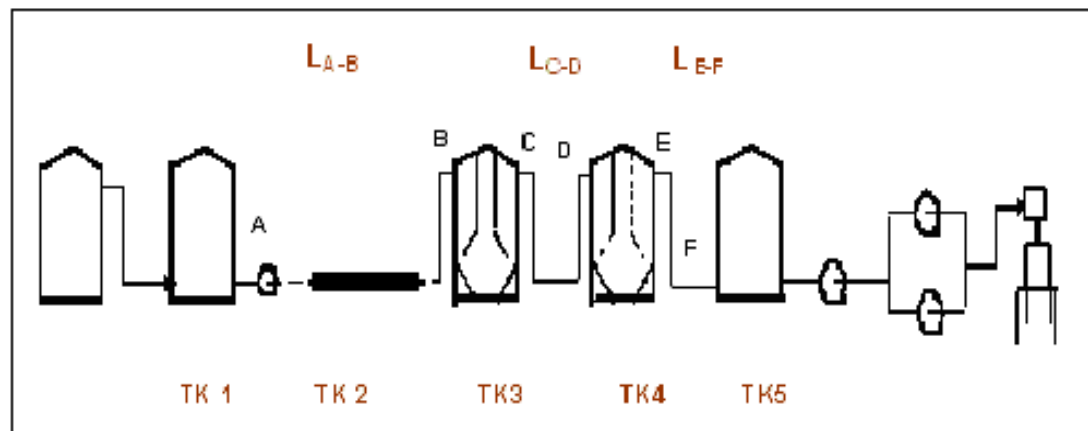


FIGURA 22: Transferencia de Fluido en el Sistema

Tramo 1:

$$P_A / \gamma + V_A^2 / 2g + Z_A = P_B / \gamma + V_B^2 / 2g + Z_B + H_f$$

$$V_A = V_B = V; \quad Z_A = 0, \quad Z_B = 6.70 \text{ m}$$

$$P_A / \gamma = P_B / \gamma + Z_B + H_f$$

$$\Delta P_{A-B} / \gamma = Z_B + H_f$$

$$\Delta P_{A-B} / \gamma = 6.70 + (H_{Lm} + H_{LM}).$$

$$\Delta P_{A-B} / \gamma = 6.70 + (\sum K V^2 / 2g + f (L_{MEZ} / D_{MEZ}) V^2 / 2g + f (L_{A-B} / D) V^2 / 2g)$$

$$\sum K V^2 / 2g = (2 K_{VAL \text{ MARIPOSA}} + 2 K_{CODO 90^\circ} + 2 K_{CODO 45^\circ}) V^2 / 2g$$

$$\sum K V^2 / 2g = (2 * 45 \text{ ft} + 2 * 30 \text{ ft} + 2 * 16 \text{ ft}) V^2 / 2g$$

$$\text{Siendo: } f_t = 0.014$$

$$V^2 / 2g = 0.060 \text{ m}$$

$$\sum K V^2 / 2g = 0.166 \text{ m.}$$

$$\sum f (L / D) V^2 / 2g = 6.237 * 10^{-4} + 0.1136 = 0.114 \text{ m}$$

$$\Delta P_{A-B} / \gamma = 6.70 + 0.1140 = 6.814 \text{ m} = 22.355 \text{ ft.}$$

La máxima caída de presión que se podría obtener entre la entrada y la descarga de los Tanques Clarificador y sedimentador es 6 psi (13.44ft).

La caída de presión que existe entre el tanque Sedimentador y el tanque de agua tratada es aproximadamente cero

Aplicando la misma ecuación de Darcy en el tramo C-D, notamos que la presión es mínima debido a la forma en que se encuentran ubicados (sistemas de vasos comunicantes), $\Delta P_{C-D} = 1.26870 \text{ ft}$

En resumen se muestra en la siguiente tabla la caída de presión en los diferentes tramos:

Tramo A-B	ΔP_{A-B}	22.355 ft.
Tramo C-D	ΔP_{C-D}	1.26870 ft
Tramo E-F	ΔP_{E-F}	0 ft
Tramo Cl – Sd	$\Delta P_{cl - sd}$	13.44 ft
Tramo A – F	ΔP_{A-F}	36.615 ft

Si Suponemos un trabajo de entrega de fluido del tanque de agua cruda al tanque de agua tratada sin bombeo; tenemos que la presión de descarga ejercida por este es la siguiente:

- Elevación del nivel del tanque: 7.35 m = 24.11 pies.
- Presión ejercida por la capa de gas:
 $3 \text{ onz / pulg}^2 * 1 \text{ pie agua} / (7 \text{ onz / pulg}^2) = 0.43 \text{ pies}$
- Presión de vapor = 2.pies de agua.

$$P_{T2} = 24.11 + 0.43 - 2 = 22.54 \text{ pies (10 psi)}$$

La presión de descarga de agua del tanque de agua cruda es de 10 psi.-
Esta presión es insuficiente para poder llenar el tanque de almacenamiento, ya que existe pérdida de presión debida a la fricción de 36.615 ft.- Acontecidos estos problemas debemos colocar una **bomba de transferencia** de fluido para llenar el tanque de agua al tanque de almacenamiento.

Para bombear los 875 gpm al tanque de almacenamiento, se puede seleccionar una bomba de 900 gpm de capacidad máxima, y que provean una cabeza de descarga de 40 pies de agua. (17.8 psi)

Un tipo de bomba de transferencia que puede trabajar normalmente es la bomba GOULDS, cuyas características son las siguientes:

Modelo: MT 4*6 -13

Capacidad máxima: 900 gpm

Velocidad Máxima: 1150 rpm

Diámetro de Succión: 4 pulg.

Diámetro de descarga: 6 pulg.

Diámetro del Impulsor: 13 pulg.

Eficiencia: 75%

NPSH_R: 6 pies de agua (NPSH_D > NPSH_R)

Las curvas de operación se muestran en el apéndice O

La potencia de la bomba es:

$$P = \frac{(GPM) * TDH}{1714 * Ef}$$

$$P = \frac{900 * 17.8}{1714 * 0.75} = 12.46Hp$$

4.1.5 Variadores de frecuencia (V.S.D).

Una forma de operar las unidades HPS es utilizando un variador de frecuencia. El VSD nos permite operar la bomba de alta presión sobre un amplio rango de frecuencia en vez de estar limitada a la frecuencia de línea ⁽¹¹⁾.

El uso de variadores de frecuencia en las HPS es muy útil en nuestro proyecto, cuando tenemos:

- Productividad desconocida
- Cambio de las condiciones de Pozo en el tiempo.
- Para mantener constante la Presión a la entrada de la bomba.
- Para reducir los requerimientos de arranque.

Si un generador es utilizado para proveer la potencia al variador, este debería ser sobre diseñado entre 25% a 50 % más que la carga real del

variador para manejar el exceso de corriente.- Con el VSD podríamos afectar el rendimiento de bombeo, simplemente variando la frecuencia., ya que el variador mantiene una relación de voltios por hertz constante, También podemos predecir el rendimiento de una bomba a cualquier frecuencia por medio de las leyes de la afinidad de la siguiente manera:

$$\text{Tasa}_{\text{RPM } 2} = \text{Tasa}_{\text{RPM } 1} * (\text{RPM}_2 / \text{RPM}_1)$$

$$\text{Altura}_{\text{RPM } 2} = \text{Altura}_{\text{RPM } 1} * (\text{RPM}_2 / \text{RPM}_1)^2$$

$$\text{BHP}_{\text{RPM } 2} = \text{BHP}_{\text{RPM } 1} * (\text{RPM}_2 / \text{RPM}_1)^3$$

El incremento de la velocidad causa que la bomba produzca más altura y flujo y en consecuencia para obedecer a las leyes físicas, la potencia de freno ejercida también se incrementa.- Desde el punto de vista eléctrico estos cambios en el rendimiento de la bomba podrían afectar al motor; por lo que es aconsejable graficar la curva de la bomba encima de la curva del motor; en la intercepción de estas curvas encontraremos los límites máximos de frecuencia, de tal manera que nos permitirá conocer la frecuencia con que la bomba sobrecargara al motor causando recalentamiento y la posibilidad de una falla prematura. En la figura se observa que a una frecuencia máxima deseada, la potencia requerida por la bomba y la potencia disponible del motor será igual. En la figura se

observa que a una frecuencia máxima deseada, la potencia requerida por la bomba y la potencia disponible del motor será igual.

$$MHP_{HZ} = BHP_{HZ}$$

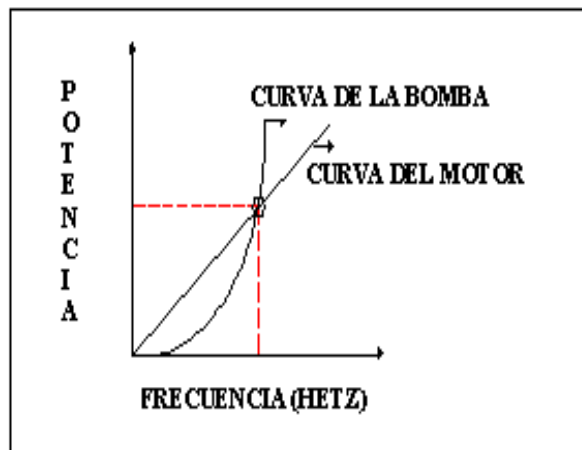


FIGURA 23: Intercepción de la Curva Bomba- Motor

Así el procedimiento de diseño para una aplicación con un VSD es un asunto de emparejamiento de bomba y motor a la frecuencia que nos interesa.

$$BHP_{60} * (Hz / 60)^3 = MHP_{60} * (Hz / 60)$$

$$MHP_{60} = BHP_{60} * (Hz / 60)^2 \quad \text{Ecuación 29}$$

Por todo lo expuesto, el uso de VSD es necesario en nuestro equipo de bombeo HPS ya que existen variaciones continuas de flujo de agua en el sistema, por lo que se recomienda cambiar el rendimiento de la bomba solamente variando el valor de la frecuencia.

Un VSD está limitado por la máxima capacidad de voltaje que puede pasar por él, como también por la máxima cantidad de corriente.- El producto del voltaje por la corriente nos da la capacidad en KVA.

En nuestro sistema BOMBA – MOTOR se instalará un VSD de 550 KVA, este equipo cumplirá con los requerimientos básicos de máximo voltaje y de corriente en el funcionamiento del sistema multietapa.

4.1.6 Sistemas de Almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento son tanques y estos pueden ser de 2 tipos, como son los empernados o soldados; por lo general los tanques empernados pueden ser de mucha capacidad, diámetro y peso, pero están limitados por el esfuerzo en $\frac{1}{4}$ " de espesor. No es complicado para trasladar estos tanques, se los ensambla en el campo, estaciones de producción, de tratamiento, etc.- Adicionalmente se los protege con pintura anticorrosivo tanto en el interior como en el exterior, así como también un

recubrimiento galvánico, para así entonces protegerlos de la corrosión. Se pueden obtener en capacidades que varían de 30 a 10000 barriles. En la TABLA 14 se indican tamaños y capacidades según la norma API.- Las capacidades pueden aumentarse agregando anillos colocados verticalmente.

Los tanques soldados tienen un amplio rango de capacidad, se lo fabrica por lo general con plancha de espesor de 3/16", se pueden conseguir en capacidades que varían de 65 a 120.000 barriles. Hay que tener presente que es prohibido el movimiento de tanques soldados que tengan capacidad mayor a 2500 barriles. Los tamaños más grandes tienen que armarse y soldarse en el campo, en la tabla 15 se indica los tamaños que presentan las normas API para tanques soldados pequeños para producción.- Todos los tanques están rígidos por especificaciones API, donde se cubren los materiales, diseño, fabricación, controles de fabricación en tanques verticales, cilíndricos, tanques con soldadura, etc.

Según las especificaciones 12ª API, está prescribe que esos tanques se construyen con acero estructural de crisol que tengan una resistencia a la tensión de 3.850 a 5.040 Kg/ cm² y que en otros aspectos que se ajuste a las especificaciones de la norma de la Sociedad Americana para pruebas

de materiales (Especificaciones A7 – 34 ó A9 -34 de ASTM). El acero que contiene de 0.2 % a 0.25 % de Cobre se usa algunas veces por su resistencia superior a la corrosión, especialmente en placas para techo.

El tanque deberá diseñarse totalmente con seguridad contra todos los esfuerzos desarrollados al llenarlos con agua hasta el borde superior a una temperatura de 60,08 °F (15,6 °C). El esfuerzo máximo de trabajo permisible en las placas de la coraza es de 103.35 Psi, el esfuerzo máximo al corte de los remaches es de 78,74 psi, el esfuerzo de apoyo no debe de exceder de 172,25 psi en placas y remaches cuando estos están sometidos a esfuerzo cortante doble, o 157,49 psi en esfuerzo cortante sencillo (7)..- Existen tanques en medidas de capacidad estándares para presiones aproximadamente atmosféricas, con adecuada seguridad y razonable costo, que son usadas para almacenamiento de petróleo, y otros líquidos en este tipo de industria.- Las capacidades nominales en tanques cilíndricos van desde los 100 barriles hasta 10.000 barriles.- Existen tamaños de tanques permisibles y se pueden seleccionar una medida adecuada para un requerimiento específico, en la tabla 16 se indican medidas y capacidades.- Se tienen alternativas para los tanques que tienen diferentes componentes de esfuerzos (planchas de acero, planchas reforzadas) estas tienen un máximo espesor para las paredes de

½" nominal, incluido disminución por corrosión, como se indican en Tablas 17 y 19; estas especificaciones están rígidamente por las normas API 650.

En la tabla 18 se indican recomendaciones para el diseño y construcción de la base de los tanques de almacenamiento, para crudo y otros líquidos.

TABLA 14

CAPACIDAD Y DIMENSIONES DE TANQUES ATORNILLADOS DE NORMAS API

CAPACIDAD		DIMENSIONES			CORAZA				FONDO		Techo Cónico
Capacidad Nominal en Bis	Capacidad Real Lleno En Bls	Diam Int Nom	Diámetro de Círculo de Torni Techo y fondo	Alt	Núm de Costillas Por Anillo	Calibr Norma americana	Núm De Hilera de Tornill	Tamaño de los Torni en mm	Calibr Norma americana	Tamaño de los Torni en mm	Calibre Norma Americana
100	95.80	2.81	2.86	2.45	6	14	1	9.57	14	9.57	14
200	191.64	2.81	2.86	4.90	6	14 14	1 1	9.57	14	9.57	14
250	266.28	4.69	4.71	2.45	10	12	1	12.7	12	12.7	14
500 high	532.56	4.69	4.74	4.90	10	12 12	1 1	12.7	12	12.7	14
500 low	522.01	6.56	6.61	2.45	14	12 12	1 1	12.7	12	12.7	14
1000 high	1044.02	6.56	6.61	4.90	14	12	1	12.7	12	12.7	14
1000 low	993.53	9.06	9.11	2.45	20	12	2	12.7	12	12.7	14
2000	1987.06	9.06	9.11	4.90	20	12 12	2 2	12.7	12	12.7	14
5000	5037.45	11.7	11.82	7.35	26	12 10 10	2 2 2	12.7	12	12.7	14
10000	10218.40	16.7	16.81	7.35	37	10 10 7	2 2 3	12.7	12	12.7	14

TABLA 15
Tamaño de Normas API de tanques soldados de Almacenamiento de Aceite.

Diámetro en metros	Altura nominal, metros								
	12	18	24	30	36	42	48	16	24
	Número de Anillos (anillos de 1.83 m)							Núm de Anil (anil de 2.44)	
3.66	240	360	480	600	730			320	480
5.49	540	820	1090	1360	1630			730	1090
7.32	970	1540	1940	2420	2910			1290	1940
9.15	1510	2270	3020	3780	4540			2020	3020
10.98	2180	3270	4360	5440	6430	7620	8700	2900	4360
14.64	3870	5800	7740	9680	11610	13540	15480	5160	7740
18.30	6048	9070	12100	15120	18140	21165	24190	8060	12100
23.79				25550	30650	35770	40880		
31.11				43700	52430	61170	69910		
36.60				60480	72575	84670	96765		
43.92				87090	104500	121920	139340		

TABLA 16
Medidas Típicas y Capacidades Nominales.

Diam Del TK (ft)	Capc Por ft De altura (bls)	ALTURA DEL TANQUE (PIES)								
		12	18	24	30	36	42	48	54	*
		Número de planchas para completar el tanque								
		2	3	4	5	6	7	8	9	*
10	14.0	170	250	335	420	505				*
15	31.5	380	565	755	945	1130				
20	56.0	670	1010	1340	1680	2010	2350	269		
25	87.4	1050	1570	2100	2620	3150	3670	4200		
30	126	1510	2270	3020	3780	4530	5290	6040		
35	171	2060	3080	4110	5140	6170	7200	8230		
40	224	2690	4030	5370	6710	8060	9400	10740		
45	283	3400	5100	6800	8500	10200	11900	13600		
50	350	4200	6300	8400	10500	12600	14700	16800		
60	504	6040	9060	12100	15110	18130	21150	24190		

TABLA 17

ESPESOR DE PLANCHAS PARA MEDIDAS TÍPICAS.

ALTURA DEL TANQUE (PIES)										
Diámetro	6	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Del Tk	NÚMERO DE PLANCHAS PARA COMPLETAR EL TANQUE									
(ft)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ESPESOR DE LA PLANCHA (PULGADAS)										
10	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16				
15	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16				
20	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16		
25	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.20	0.22
30	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.21	0.24	0.26
35	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.21	0.24	0.27	0.30
40	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.21	0.24	0.28	0.31	0.35
45	3/16	3/16	3/16	3/16	3/16	0.23	0.27	0.31	0.35	0.39
50	1/4	1/4	1/4	1/4	1/4	0.26	0.30	0.35	0.39	0.43
60	1/4	1/4	1/4	1/4	0.26	0.31	0.36	0.41	0.47	

TABLA 18

Espesor de la Base del Tanque

Nominal Thickness First Shell Course (inches))	Hydrostatic Test Stress in First (pound per square Inch gage)			
	≤ 27.000	≤ 30.000	≤ 33.000	≤ 36.000
$t \leq 0.75$	1/4	1/4	9/32	11/32
$0.75 < t \leq 1.00$	1/4	9/32	3/8	7/16
$1.00 < t \leq 1.25$	1/4	11/32	15/32	9/16
$1.25 < t \leq 1.50$	5/16	7/16	9/16	11/16
$1.50 < t \leq 1.75$	11/32	1/2	5/8	3/4

TABLA 19
Esfuerzos Permisibles de las Planchas.

ESFUERZOS PERMISIBLES DE LAS PLANCHAS							
(lb/pulg²)							
Plate Especification	Grade	Minimun Yield	Minimun Tensile	Product Desing Stress Sd		Hidrostatic Test Stress St	
		Strength	Strength	1ST Course	Upper Course	1ST Course	Upper Course
ASTM							
A283	C	30000	55000	20000	20000	22000	22500
A285	C	30000	55000	20000	20000	22000	22500
A131	A,B,CS	34000	58000	21800	22700	23200	24900
A131	EH36	51000	71000	26600	28400	28400	30400
A36		36000	58000	21800	23200	23200	24900
A442	55	30000	55000	20000	20000	22200	22500
A442	60	32000	60000	21300	21300	24000	24000
A573	58	32000	58000	21300	21300	23200	24000
A573	65	35000	65000	23300	23300	26000	26300
A573	70	42000	70000	26600	28000	28000	30000
A516	55	30000	55000	20000	20000	22000	22500
A516	60	32000	60000	21300	21300	24000	24000
A516	65	35000	65000	23300	23300	26000	26300
A516	70	38000	70000	25300	25300	28000	28500
A662	B	40000	65000	24400	26000	26000	27900
A662	C	43000	70000	26300	28000	28000	30000
A537	1	50000	70000	26300	28000	28000	30000
A537	2	60000	80000	30000	32000	32000	34000
A633	C,D	50000	70000	26300	28000	28000	30000
A678	A	50000	70000	26300	28000	28000	30000
A678	B	60000	80000	30000	32000	32000	34000
A737	B	50000	70000	26300	28000	28000	30000
CSA Standard							
G4021	38	38000	60000	22500	24000	24000	25700
G4021	44	44000	65000	24400	26000	26000	27900
G4021	50	50000	70000	26300	28000	28000	30000
National Standard							
	37	30000	52600	19700	21000	21000	22500
	41	34000	58300	21900	23000	23300	25000
	44	36000	62600	23500	25000	25000	26800
ISO –R630 Standard							
Fe 42	B,C	34000	60000	22500	22700	24000	25500
Fe 44	B,C	35500	62500	23400	23700	25000	26600
Fe 52	C,D	48500	71000	26600	28400	28000	30400

Tanque de Lavado.

El crudo, una vez que ha sido separado del gas en los separadores y en la bota, ingresa al tanque de lavado. En este tanque se intenta romper la emulsión agua – petróleo conservando siempre en su parte interior un colchón de agua (de formación) de alrededor de 1/ 3 de la altura del tanque.

El nivel de dicho colchón es controlado con la utilización de un recurso mecánico denominado pierna hidrostática, la misma que al evidenciar un nivel de agua demasiado alto, la desaloja y permite que esta sea tratada para su reinyección.

• Dimensionamiento del Tanque de Lavado

El **tanque de lavado** tiene una capacidad 28770 barriles, donde su Diámetro y altura son 70 y 42 pies respectivamente.- Este tanque tiene una descarga superior de 37 – 7 pies y una Descarga inferior de 9 – 1 pies.- El nivel del colchón de agua es de 8 pies.

Tanque de Agua Cruda.

Dado que el agua de formación no llega totalmente separada de aceite desde el tanque de lavado; es necesario dimensionar un tanque desnatador o llamado también tanque de agua cruda.

Con la gravedad API o densidad de los fluidos, se seleccionará el tiempo de retención que deba tener el líquido, para garantizar la separación.- Fluidos livianos (por encima de 40 ° API) tendrán 15 minutos como tiempo de residencia; para aquellos por debajo de 25 ° API o para los petróleos espumosos, indistintamente de su densidad se reservan 5 minutos de tiempo de retención y, minuto y medio para los que están en el centro de la clasificación (entre 25 y 40 ° API).

De esa manera el interesado podrá calcular el espacio que deba reservarse, para que la unidad este en capacidad de retener el líquido que se va a separar dentro del tiempo necesario para que se produzca la separación ⁽¹⁵⁾.

La densidad del petróleo en la estación Central es de 29 ° API, por lo tanto el tiempo de residencia es de minuto y medio.

Según la información adquirida procedemos a dimensionar nuestro tanque:

Siendo:

$$Q_w = 30.000 \text{ barriles / día} = 3.312 \text{ m}^3 / \text{min.}$$

$$t_r = 1.5 \text{ minutos.}$$

$$V_d = q_w * t_r \quad \text{Ecuación 32}$$

$$V_d = 3.312 \text{ m}^3 / \text{min.} * 1.5 \text{ minutos} = 4.968 \text{ m}^3 = 31.448 \text{ barriles}$$

Donde:

Q_w : Caudal de agua.

t_r : tiempo de retención

V_d : Volumen del depósito.

Este cálculo nos proporcionara el mínimo volumen requerido para poder separar el aceite del agua.- Un volumen mayor a este depósito no afecta en nada la separación, por lo que se procede aumentar la capacidad del tanque de agua cruda, debido al tiempo de contingencia propuesta por la empresa y que es de 4 horas.

• **Dimensionamiento del Tanque de Agua Cruda de la Estación**

Dado:

Velocidad del agua de formación: (4 – 5 pies /sg): V

Volumen diario del Caudal: Q_w

Horas de trabajo por día: t

Tiempo de retención para garantizar la separación: t_r

Densidad del Petróleo: 29 ° API.

Diámetro del tanque: D_{T1} (ft):

Altura del Tanque: H_{T1} (ft).

Espesor de pared: t_{d1} (pulg)

Esfuerzo Hidrostático: S_{t1} (psi)

Volumen del tanque o depósito: V_{D1} (Bls)

Espesor del piso t_{p1} (pul)

Tenemos:

$$V_{D1} = Q_W * t_{r1}$$

$$V_{D1} = 3.312 \text{ m}^3 / \text{min} * (4 \text{ h} * 60 \text{ min} / 1 \text{ h}) = 5000 \text{ BARRILES.}$$

Conociendo el valor de V_{D1} , procedemos a utilizar la tabla 16 para obtener el Diámetro y la Altura del tanque:

$$D_{T1} = 38.61 \text{ PIES.}$$

$$H_{T1} = 24.11 \text{ PIES}$$

El tanque se lo fabrica empernado y según las normas API para capacidades y dimensiones de tanques atornillados, este se lo debe fabricar como indica la tabla 14

Obteniéndose la Capacidad del tanque se determina el espesor de las paredes t_{d1} , utilizando la tabla 17, y se tiene entonces.

$$t_{d1} = 0.1875 \text{ pulg.}$$

El espesor del piso del tanque se determina encontrando el esfuerzo hidrostático:

$$S_{t1} = (2.6 * D_{T1} (H_{T1} - 1)) / t_{d1} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$S_{t1} = (2.6 * 38.61 (24.11 - 1)) / 0.1875. = 12.375 \text{ PSI.}$$

Conocido este valor de esfuerzo hidrostático, nos dirigimos a la tabla 18 y se procede entonces a determinar el valor del espesor del piso.

$$t_{p1} = 0.25 \text{ pulg.}$$

- **Tanque de Agua Tratada.**

La capacidad del tanque de agua tratada es determinada de acuerdo a la cantidad de agua que se desea obtener, para que esta unidad sirva como reservorio de líquido al sistema de reinyección, por lo general se acostumbra escoger capacidades comprendidas entre 1/3 y 1/2 de la capacidad diaria de la planta.

El tiempo que duraría el vaciado del tanque debido a la transferencia de agua, desde el tanque hacia los pozos reinyectores sin bombeo de líquido es de 8 a 10 horas; este tiempo puede ser más que suficiente para reparar posibles fallas del sistema de bombeo en la planta.

Si la capacidad de la planta es de 30.000 barriles/día, la capacidad del tanque de almacenamiento podrá estar comprendida entre 15000 y 10000 barriles.

Será conveniente considerar una capacidad promedio entre estos dos valores, es decir 12500 barriles.

El tanque de almacenamiento debe diseñarse para su máxima capacidad, ya que este alimenta a las bombas booster, con un control de nivel que garantiza el flujo al sistema.

Para realizar el dimensionamiento de este tanque, tomaremos el valor de la máxima capacidad nominal permisible que es de 10.000 barriles para tanques empernados.- Si existiera problemas de rebose de agua, es aconsejable en el diseño del sistema de bombeo crear by pass en las líneas principales, dirigidas a las piscina de almacenamiento o sino a la propia recirculación del flujo.

Dimensionamiento del Tanque de Agua Tratada

Conociendo el V_{D4} , procedemos a utilizar la tabla 16 para obtener el Diámetro y la Altura del tanque:

$V_{T4} = 10.000$ barriles de agua.

$D_{T4} = 54.98$ Pies (16.76 m)

$H_{T4} = 24.14$ Pies (7.36 m)

El tanque se lo fabrica empernado y según las normas API para capacidades y dimensiones de tanques atornillados, este se lo debe fabricar tal como se indica la tabla 14

Obteniéndose la Capacidad del tanque se determina el espesor de las paredes t_d , utilizando la tabla 17, y se tiene entonces.

$$T_{d4} = 0.25 \text{ pulg.}$$

El espesor del piso del tanque se determina encontrando el esfuerzo hidrostático:

$$S_{t4} = (2.6 * D_{T4} (H_{T4} - 1)) / t_{d4}$$

$$S_{t4} = (2.6 * 54.98 (24.14 - 1)) / 0.25$$

$$S_{t4} = 13231.26 \text{ PSI.}$$

Conocido este valor de esfuerzo hidrostático, nos dirigimos a la tabla 18 y se procede entonces a determinar el valor del espesor del piso.

$$T_{p4} = 0.25 \text{ pulg.}$$

- **Tanques de Clarificación**

La floculación y sedimentación se efectúan en depósitos provistos de sistemas de agitación que giran con relativa lentitud para no romper los flóculos ya formados, pero con la velocidad suficiente del engrosamiento progresivo del floculo para que estos decanten por gravedad sobre el fondo del recipiente. (Ver la figura 24)

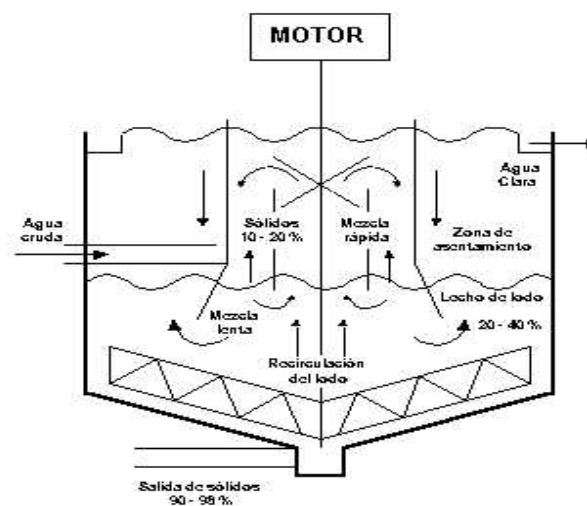


Figura 24: Depósito de Agitación.

El volumen de la cuba de floculación debe ser necesario para que se consiga el tiempo de floculación determinado en los sólidos suspendidos.

Los sistemas de agitación a utilizarse en los tanques de floculación está constituidas por un conjunto de palas fijadas sobre un eje giratorio vertical.- La transmisión del sistema de agitación la realiza un conjunto motor – reductor apoyados de un variador para que pueda regularse mejor la velocidad de agitación en función de la calidad de floculación

Es importante que no se rompa el flóculo al pasar del floculador a la zona de decantación.- Según la calidad del agua tratada las velocidades de paso deberán limitarse a los siguientes valores ⁽¹⁵⁾:

- Flóculos de hidróxido metálico frágil: $v = 0.25 \text{ m/s}$
- Flóculos de hidróxido metálico resistente: $v = 0.50 \text{ m/s}$
- Flóculos de aguas residuales: $v = 1 \text{ m/s}$.

En nuestro proyecto se diseñaran 2 tanques, llamados Clarificador y Sedimentador, estos tanques van a realizar la misma función, trabajarán en serie o en paralelo.- Es importante que estos 2 tanques estén siempre en funcionamiento, ya que permitirá que los químicos se inyecten en el sistema actúen completamente.

Entre estos dos tanques se encuentra el medidor de turbidez, el cuál me indicará, que previo a una agitación en el primer tanque aún existen partículas no asentadas.- Por lo tanto el tanque sedimentador permitirá que el resto de sólidos que no se asentaron en el primer tanque, se asienten en el siguiente.- El proceso de diseño de los tanques clarificador y sedimentador es el mismo, lo que varía en algo es su dimensión y su velocidad de agitación de

mezclado.- En la figura 25 se muestra un esquema de la distribución de los tanques (ver el plano 2).

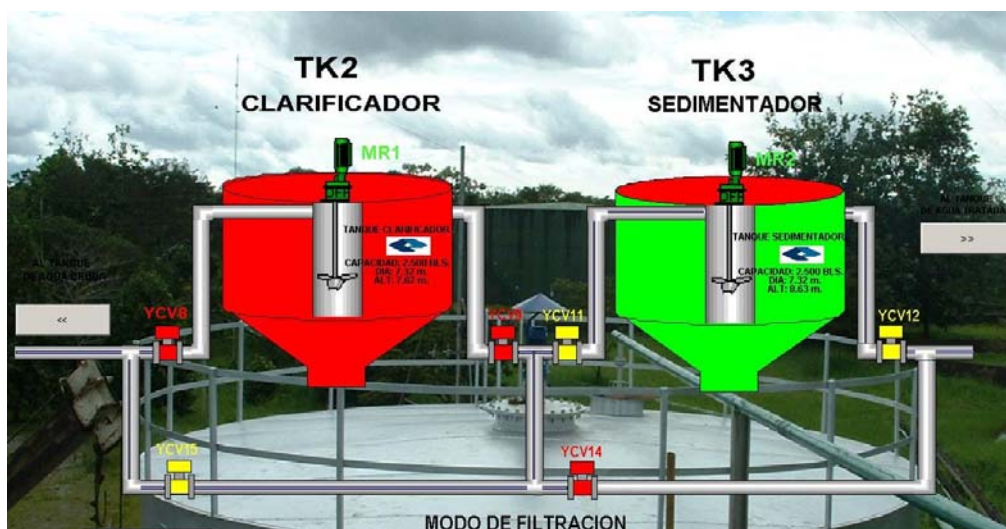


Figura 25: Clarificación del Agua.

Diseño del Clarificador.

- Diseñado para máxima capacidad.
- Con un tiempo de residencia de 1.98 horas.
- Retención de sólidos = 70%.
- Se diseña para utilizar un 80 % del volumen total del tanque.
- 1 hora de tiempo de contingencia.
- Tiempo de funcionamiento = 24 horas.
- Evacuación de Sólidos hacia la piscina de tratamiento de sólidos; desde la parte inferior del clarificador.

Dado:

$$Q_w = 0.0552 \text{ m}^3 / \text{sg.} = 30.000 \text{ barriles} / \text{día.}$$

$$\rho = 1030 \text{ Kg} / \text{m}^3.$$

$$t_{r3} = 1.98 \text{ horas.}$$

Se procede a dimensionar el Tanque:

- Dimensionamiento del Tanque

$$V_{CL} = q_w * t_{r3}$$

$$V_{CL} = (30.000 \text{ barriles} / \text{día} * 1 \text{ día} / 24 \text{ horas}) * (1.98 \text{ horas})$$

$$V_{CL} = 2.475 \text{ barriles} \approx 2500 \text{ barriles.}$$

Conociendo el V_{CL} , procedemos a utilizar la tabla 16 para obtener el Diámetro y la Altura del tanque (ver plano 3) :

$$D_{T3} = 27 \text{ PIES} = 8.23 \text{ m.}$$

$$H_{T3} = 24 \text{ PIES} = 7.32 \text{ m}$$

El tanque se lo fabrica soldado y según las normas API para capacidades y dimensiones de tanques soldado, este se lo debe fabricar como indica la tabla 15.

Obteniéndose la Capacidad del tanque se determina el espesor de las paredes t_{d3} , utilizando la tabla 17, y se tiene entonces.

$$t_{d3} = 0.1875 \text{ pulg.}$$

El espesor del piso del tanque se determina encontrando el esfuerzo hidrostático:

$$S_{T3} = (2.6 * D_{T3} (H_{T3} - 1)) / t_d$$

$$S_{T3} = (2.6 * 27 (24 - 1)) / 0.1875 = 8611.2 \text{ PSI}$$

Conocido este valor de esfuerzo hidrostático, nos dirigimos a la tabla 18 y se procede entonces a determinar el valor del espesor del piso.

$$T_{P3} = 0.25 \text{ pulg.}$$

Donde el ángulo de techo del tanque cónico es:

$$\Theta = \text{Sen}^{-1} (D_{CL} * / t_{d3} * 400) \quad \text{Ecuación 31}$$

$$\Theta = \text{Sen}^{-1} (27 * / 0.1875 * 400)$$

$$\Theta = 21.10^\circ$$

- **Diseño de su Estructura Interna:** (ver el plano 4)

El tiempo de floculación del agua se llevará a cabo dentro del tanque, el cuál contiene una campana que disminuirá la velocidad del fluido y provocará un agua reposada para lograr la sedimentación de los flóculos. En las siguientes fotografías se puede mostrar la forma de esta campana en el interior del tanque:



Figura 26: Estructura Interior.

En el proceso de diseño se realizaron los siguientes cálculos:

$T_f = 5 \text{ min} = 300 \text{ sg}$ (t calculado mediante pruebas de jarras en los laboratorios)

$D_e = 24 \text{ pulg.}$

Campana:

$D_c = 8 \text{ m}$

$H_c = 1 \text{ m}$

$D_{ee} = 0.609 \text{ m}$

$D_{ie} = 0.547 \text{ m}$

$L_e = D_c/2 + D_c * 10 \% - D_{ee} / 2$ Ecuación 32

$L_e = 8/2 + 0.8 - 0.609/2$

$L_e = 4.4952 \text{ m}$

$V_c = (\pi * H_c * (D_c^2 - D_{ie}^2)) / 12$ Ecuación 33

$$V_c = (\pi * 1 * (8^2 - 0.5477^2)) / 12$$

$$V_c = 16.76 \text{ m}^3$$

$$T_{fc} = V_c / q_w. \quad \text{Ecuación 34}$$

$$T_{fc} = 16.76 \text{ m}^3 / 0.0552 \text{ m}^3/\text{sg}.$$

$$T_{fc} = 303.623 \text{ sg}$$

$$V_e = \pi * L_e * (\text{Die} / 2)^2 \quad \text{Ecuación 35}$$

$$V_e = \pi * 4.49 * (0.547 / 2)^2.$$

$$V_e = 1.055 \text{ m}^3$$

$$T_{fe} = V_e / q_w$$

$$T_{fe} = 1.055 / 0.0552$$

$$T_{fe} = 19.1123 \text{ sg}$$

$$T_{FT} = T_{fc} + T_{fe} \quad \text{Ecuación 36}$$

$$T_{FT} = 303.623 + 19.1123$$

$$T_{FT} = 322.7353 \text{ sg}$$

Donde:

L_e = Longitud de tubo de entrada

D_{ee} = Diámetro exterior de tubo (dato obtenido de las características de la tubería escogida)

D_{ie} = Diámetro interior de tubo (dato obtenido de las características de la tubería escogida)

V_c = Volumen de la campana

T_{fc} = Tiempo de floculación en la campana

V_e = Volumen del tubo de entrada

T_{fe} = Tiempo de floculación en el tubo de entrada

T_{ft} = Tiempo de floculación total

Los tiempos de floculación teórico y calculado son aparentemente iguales, la diferencia entre estos dos valores es de un 7 %. Se concluye como aceptable está mínima diferencia, ya que los valores que se dio a la campana son supuestos o asumidos, y hay que jugar con dichos valores hasta obtener datos de rangos permisibles.

En el apéndice P se muestra el cálculo de la estructura interna del tanque clarificador y baffles del mismo.

Características del Clarificador

Construida en acero al carbono, ASTM 36.

Purgas laterales con tuberías y válvulas de 4 pulgadas.

Purgas de fondo con tubería y válvula de 8 pulgadas.

Tubería y válvulas de entrada y salida de 6 pulgadas.

Pintura interna: epoxico – amina.

Pintura externa: Rojo óxido y verde esmeralda.

Disposición Final de los Sólidos.

Para la disposición final de los sólidos sedimentados se cuenta con desfogues, tanto en el tanque desnatador como en los tanques clarificadores los cuáles son dirigidos a una piscina, donde se tratara de recuperar agua de formación para volverla a recircular, (ver figura 27 y 28).- Los sólidos recuperados se encapsularán (Apéndice Q), de manera que no se echen en los terrenos aledaños del campo.

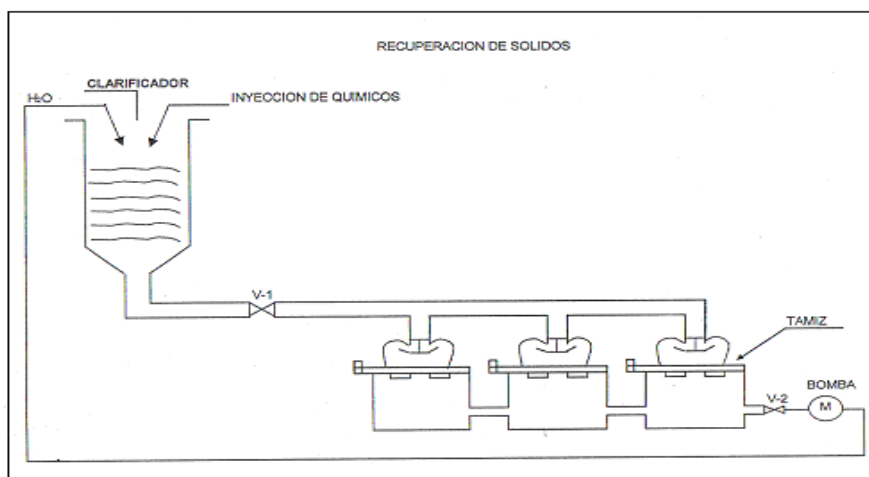


FIGURA 27: Recuperación de Sólidos.



FIGURA 28: Fotografía de una Piscina de Sólidos.

Potencia Necesaria para alcanzar el Gradiente de Velocidad en el Tanque Clarificador.

Cuanto mayor sea la energía suministrada en un fluido mayor será la turbulencia generada, y por lo tanto la mezcla resultante será mucho mejor. La potencia disipada por unidad de volumen del líquido en la mezcla puede servir como parámetro para medir la eficiencia en la operación. Camp y Stein (1943) estudiaron la formación y efectos de los gradientes de velocidad en diferentes clases de tanques de coagulación, desarrollando la siguiente ecuación que se puede usar en el diseño y operación de unidades para mezcla (12).

Donde:

$$P = G^2 \mu V. \quad \text{Ecuación 37}$$

Valores usuales de gradiente de velocidad G y tiempos de retención de los procesos de tratamientos de agua residual, se muestra en la tabla 20.

El valor de la potencia alcanzada en el mezclado será muy útil, para seleccionar el motor eléctrico que accionara el proceso de mezclado en el interior del tanque

Por lo tanto la potencia teórica necesaria para alcanzar el gradiente de velocidad G en nuestro tanque clarificador, se la calcula de la siguiente manera:

$$\mu = 0.00103 \text{ N} \cdot \text{sg} / \text{m}^3,$$

$$\rho = 1030 \text{ Kg} / \text{m}^3,$$

$$V_{\text{CL}} = 2500 \text{ barriles} = 397,5 \text{ m}^3$$

$$G = 100 \text{ s}^{-1}$$

El valor de G corresponde al máximo valor obtenido en un proceso de tratamiento de floculación de agua residual.

$$P = (100 \cdot 1/\text{s})^2 (0.00103 \text{ N s} / \text{m}^2) (397,5 \text{ m}^3).$$

$$P = 4094,25 \text{ Watt} = 5.49 \text{ Hp}$$

Tabla 20
Valores Usuales de Gradientes de Velocidad

Proceso	Intervalo de valores*	
	Tiempo de Retención	Valores de G, s ⁻¹
Mezcla Operaciones comunes en la mezcla rápida del agua residual.	10 – 30 s	500 – 1500
Mezcla rápida para un contacto inicial y de reactivos químicos.	≤ 1 s	1500 – 6000.
Mezcla rápida de reactivos químicos en procesos de filtración por contacto.	<1 s	2500 – 7500
Floculación Procesos comunes de floculación empleados en el tratamiento de agua residual.	30 - 60 min	50 – 100
Floculación en procesos de filtración directa.	2 – 10 min	25 – 150
Floculación en procesos de filtración por contacto.	2 – 5 min	25 – 200

* Adaptado de Tchobanoglous y Burton (1991).

Tanque Sedimentador

Los mismos pasos de diseño del tanque clarificador se sigue para la construcción de este tanque, pero con ciertas diferencias como se dijo anteriormente.

- Diseñado para máxima capacidad.
- Con un tiempo de residencia de = 1,20 horas.
- Retención de sólidos = 20%.
- 1 hora de tiempo de contingencia.
- Tiempo de funcionamiento = 24 horas.

Donde:

$$V_{\text{sed}} = 2.125 \text{ barriles.}$$

$$H_{\text{Sed}} = 7,32 \text{ m,} \quad D_{\text{Sed}} = 7,62 \text{ m} = 25 \text{ pies}$$

$$T_{d4} = 0.1875 \text{ pulg,} \quad T_{p4} = 0.25 \text{ pulg.}$$

$$\Theta_{\text{techo}} = 19,45^\circ$$

$$D_c = 8 \text{ m}$$

$$H_c = 1 \text{ m}$$

$$D_{ee} = 0.609 \text{ m}$$

$$D_{ie} = 0.547 \text{ m}$$

$$L_e = 4.4952 \text{ m}$$

Es necesario señalar en este capítulo la importancia de hacer uso de los filtros, ya que las etapas mencionadas de filtración y sedimentación se simplifica en un solo equipo.- Aunque no fue propuesto en la realización de este proyecto es necesario realizar un esquema y procedimiento de diseño, con la única finalidad de establecer las respectivas recomendaciones y conclusiones en cuanto a lo económico y calidad del agua a reinyectar.

- **Etapa de Filtración en el Sistema Cerrado de Clarificación (Filtros).**

Se entiende por filtración al paso de un fluido a través de un medio poroso y permeable para desprenderse de la materia que se encuentra en suspensión en dicho fluido.- El aparato utilizado para el tratamiento es el filtro; este está constituido por una capa porosa de agente filtrante o por un lecho de material granular no porosa.- Para realizar la filtración de los sólidos suspendidos en la planta se han requerido filtros de tipo de flujo descendente, en el cuál el agua entra en la parte superior de la unidad y se distribuye por medio de un canal o tubo perforado para evitar la descarga directa en la parte superior del medio filtrante (ver apéndice R), el agua se filtra al descender a través de él y es recogida a través de un tubo perforado múltiple principal.- El espesor y graduación de los lechos de grava y arena u otros medios filtrantes, varían de acuerdo con los diferentes fabricantes.

El modelo de filtro descendente más utilizado por su alta eficiencia en la obtención de un efluente de excelente calidad es el “multimedia filter” (3),

Es importante mencionar que estos filtros operan a gastos de 15 a 20 gpm /pie² de área filtrante.- La mayoría de estos filtros a presión se limpian por retrolavado, la cantidad de agua para cada retrolavado será del 1 al 5% del volumen de agua filtrada, con flujos de 12 a 15 gpm / pies² y tiempos de retrolavado de 7 a 10 minutos (5).

Sistema de Filtración en la Estación Central del Campo Shushufindi.

Los sistemas de filtración en nuestro proyecto estará compuesto de 3 filtros tipo “Multimedia Filter”, los cuales han sido dimensionados para tratar cada uno la mitad del fluido de alimentación de la planta, de tal manera que cuando uno de ellos entre en la etapa de retrolavado, los otros dos absorben la carga del filtro en limpieza y de esta manera trabajen a su capacidad máxima.

La información requerida para el Dimensionamiento de los Filtros es:

- Flujo de la Planta: 30.000 barriles por día (875 gpm)
- Número de Filtros (N): 3
- Tipo de flujo: flujo descendente.
- Tipo de Filtro: Multimedia filter, a presión.

- Carga hidráulica máxima (Q_a) : 20 gpm / pie²

- Tipo de Medio Filtrante:

CAPA	MATERIAL	G.S	ESPESOR
Superior	Carbón (antracita)	1.5	18 pulgadas
Media	Arena (granate) 1.4 mm	4.2	18 pulgadas
Inferior	Arena (granate) 1.4 mm	4.2	8 pulgadas

Capacidad de los Filtros.

Flujo de Entrada a la Planta (Q_T): 875 GPM

Capacidad Máxima de cada filtro (Q_F):

$$Q_F = Q_T / 2.$$

$$Q_F = 875 / 2$$

$$Q_F = 437.5 \text{ GPM.}$$

Capacidad individual en condiciones normales de operación (Q_i):

$$Q_i = Q_T / N. \quad \text{Ecuación 38}$$

$$Q_i = 875 / 3$$

$$Q_i = 291.667 \text{ GPM.}$$

Nota: Cada filtro tratará normalmente 291.667 GPM, en el momento de que uno entre en retrolavado, los dos restantes trabajarán a 437.50 GPM.

Diámetro de los Filtros.

Área de cada filtro (A_F):

$$A_F = Q_F / Q_A \quad \text{Ecuación 39}$$

$$A_F = 437.5 / 20.$$

$$A_F = 21.875 \text{ pies}^2$$

Diámetro de cada Filtro (D_F):

$$A_F = \pi * D_F^2 / 4$$

$$D_F = (4 * A_F / \pi)^{1/2}$$

$$D_F = (4 * 21.875 / \pi)^{1/2}$$

$$D_F = 5.27 \text{ PIES.}$$

Altura de cada Filtro:

La altura de estos filtros es de 8 pies.

Requerimiento de medio filtrante:

Los filtros de 5.27 pies de diámetro tienen un área neta (A_F) de 21.81 pies², y requieren de 1.64 pies cúbicos de medio filtrante para cada pulgada de espesor ⁽¹⁶⁾; de acuerdo a esto el volumen de medio filtrante será:

Capa Superior:

$$18 \text{ pulg} * 1.64 \text{ pies}^3 / \text{pulg} = 29.52 \text{ pies}^3, \text{ de carbón de antracita.}$$

Capa Intermedia:

$$18 \text{ pulg} * 1.64 \text{ pies}^3 / \text{pul} = 29.52 \text{ pies}^3, \text{ de arena de granate de 0.3 mm.}$$

Capa inferior:

$8 \text{ pulg} * 1.64 \text{ pies}^3 / \text{pul} = 13.12 \text{ pies}^3$, de arena de granate de 1.4 mm

Volumen total de medio filtrante: 72.16 pies^3

Medio Soporte:

$10 \text{ pulg} * 1.64 \text{ pies}^3 / \text{pul} = 16.4 \text{ pies}^3$

Peso del medio filtrante:

-Capa Superior:

$29.52 \text{ pies}^3 * 1.5 * 62.4 \text{ lb.} / \text{pies}^3 = 2763 \text{ lb.}$

-Capa Intermedia:

$29.52 \text{ pies}^3 * 4.2 * 62.4 \text{ lb} / \text{pies}^3 = 7737 \text{ lb.}$

-Capa Inferior:

$13.12 \text{ pies}^3 * 4.2 * 62.4 \text{ lb} / \text{pies}^3 = 3868 \text{ lb.}$

Cantidad de agua para Retrolavado.

Resulta conveniente emplear un tiempo de retrolavado de 10 minutos para

asegurar una limpieza total del medio filtrante con un flujo de $15 \text{ gpm} / \text{pies}^2$

- Flujo de Retrolavado (Q_{bw}):

$Q_{bw} = Q_r * A_F$ Ecuación 40

$Q_{bw} = 15 \text{ gpm} / \text{pies}^2 * 21.81 \text{ pies}^2$

$$Q_{bw} = 327.15 \text{ gpm}$$

Cada filtro empleara 327.15 gpm de agua para cada retrolavado.

- Cantidad de agua para retrolavado , (V_{bw}):

$$V_{bw} = Q_{bw} * t \quad \text{Ecuación 41}$$

$$V_{bw} = 327.15 \text{ gal /min.} * 10 \text{ min.}$$

$$V_{bw} = 3271.5 \text{ galones.}$$

Se requiere 3271.5 galones (78 barriles) de agua limpia del tanque de almacenamiento, para cada filtro cuando necesite retrolavado.

- **Tiempo de operación.**

El tiempo de operación de cada filtro deberá ser fijado en el campo, en condiciones normales de operación de las unidades y es el tiempo entre cada retrolavado individual, el cual tiene que estar sincronizado de tal manera que 2 filtros operen normalmente durante la parada del tercero.

Bombas de Transferencia a los filtros.

La bomba de alimentación a los filtros deben ser seleccionadas de tal manera que el agua filtrada pueda llegar hasta la parte alta del tanque de agua tratada al gasto normal de la planta.- Para que esto suceda, debemos conocer aproximadamente las pérdidas de cabeza de presión por fricción en el tramo

comprendido entre la descarga de la bomba y el conducto por donde ingresa el agua al tanque de agua tratada.

Determinación de la Cabeza de Descarga.

- Pérdidas por fricción, H_f , debido a tuberías y accesorios

$$H_f = 3 \text{ pies (1.34 psi).}$$

- Presión hidrostática en conducto vertical, de entrada a filtros.

$$L = 6 \text{ pies}$$

$$H_{LF} = 6 \text{ pies de agua.}$$

- Máxima Caída de presión que se podría obtener entre la entrada y la descarga en los filtros.

$$H_{\Delta F} = 25 \text{ pies de agua. (12 psi)}$$

- Presión Hidrostática en conducto de ascenso al tanque de agua tratada

$$L_{T4} = 6.50 \text{ m} = 21, 32 \text{ pies}$$

$$H_{T4F} = 21.32 \text{ pies de agua.}$$

La cabeza de descarga será de:

$$H_D = H_f + H_{LF} + H_{\Delta F} + H_{T4F}$$

$$H_D = 3 \text{ pies} + 6 \text{ pies} + 25 \text{ pies} + 21.32 \text{ pies}$$

$$H_D = 55.32 \text{ pies.}$$

Para bombear 875 gpm a los filtros se puede seleccionar dos bombas de de 900 gpm de capacidad máxima, y que provean una cabeza de descarga de 60

pies de agua (26.8 psi). Un tipo de bomba de transferencia de agua a filtros que puede trabajar normalmente es la bomba Goulds, cuyas características son las siguientes (curvas de operación se muestran en el Apéndice S):

Modelo 3196 Tipo 4*6 -13 MT.

Capacidad Nominal: 900 gpm.

Velocidad máxima: 1770 rpm.

Diámetro de Succión: 4 “.

Diámetro de Descarga: 6”

Diámetro del impulsor: 13 “.

Eficiencia: 78 %.

N.P.S.H_R = 9 pies

Donde la potencia en Hp es:

$$P = \frac{(GPM) * TDH}{1714 * Ef}$$

$$P = \frac{(900) * 26.8}{1714 * 0.78} = 18 \text{ Hp}$$

Determinación del NPSH_D

- Elevación del nivel del tanque: 7. m = 23 pies.
- Presión ejercida por la capa de gas:

$$3 \text{ onz / pulg}^2 * 1 \text{ pie agua / (7 onz / pulg}^2) = 0.43 \text{ pies}$$
- Presión de vapor = 2.pies de agua (a 35 ° C)

$$\text{NPSH}_D = 23 + 0.43 - 2$$

$$\text{NPSH}_D = 21.43 \text{ pies}$$

Por lo tanto la bomba seleccionada es correcta: $(\text{NPSH}_D > (\text{NPSH}_R))$

Selección de la Bomba de Retrolavado

El flujo de retrolavado para cada filtro es de aproximadamente 330 gpm, en el esquema presentado se puede apreciar su ubicación en el sistema de Reinyección (apéndice T).- Para conducir el flujo desde el tanque de agua tratada o desde algún tanque o reservorio de agua limpia, la velocidad de diseño debe ser de 5 pies/seg.- Aplicando la ecuación 4, calculamos un diámetro de 5 pulgadas

Accesorios de la línea que conduce el flujo hacia los filtros:

2 T estándar.

4 codos de 90°

4 válvulas de control

Longitud total de tubería:

La distancia que existe desde el tanque de agua tratada al tanque de agua cruda es de 80 m

• Cálculo de las pérdidas por fricción en tuberías y accesorios.

$f = 0.024$. Para tubería de 5 pulg. En régimen turbulento

$f_t = 0.016$ para los accesorios del sistema de bombeo.

Válvula compuerta	4	8 ft	0.512
Codo de 90°	4	30 ft	1.92
Conexiones estándar en T	2	60 ft	1.92

$$K_t = 4.35$$

$$H_f = H_{fm} + H_{FM}$$

$$H_{fM} = \sum f * (L / D) * V^2 / 2g$$

$$H_{fM} = 0.024 * (80/0.127) * (1.5^2) / 19.6 = 1.73 \text{ m}$$

$$H_{fm} = \sum K * V^2 / 2g$$

$$H_{fm} = 4.35 * (1.5^2) / 19.6 = 0.49 \text{ m}$$

$$H_{FM} = 2.22 \text{ m} = 7.28 \text{ pies.}$$

- La caída de presión máxima a través de cada filtro es de $H_{\Delta F} = 25$ pies de agua.

$$H_d = H_{FM} + H_{\Delta F}$$

$$H_d = 32.28 \text{ pies de agua.}$$

La bomba de retrolavado tiene las mismas características a una bomba de transferencia de agua a los filtros, de esta manera el $NPSH_D > NPSH_R$, por lo tanto es posible hacer uso de este tipo de bomba.

4.1.6.3 Protección Catódica en los Tanques del Sistema de Reinyección.

Los tanques de acero construidos en la estación Central, normalmente pintados, sufren de ataques corrosivos severos en su interior debido a las características del agua de formación (resistividad eléctrica muy baja).- La protección catódica, en estos casos es requisito indispensable para eliminar el ataque corrosivo al que están sometidos estos tanques.

El Potencial de Protección más habitual es de -0.85 V respecto al electrodo de referencia de $\text{Cu}/\text{SO}_4\text{Cu}$, aunque en algunos casos puede utilizarse otro criterio de protección.- Para conseguir que la estructura a proteger alcance el nivel de protección de -0.85 V respecto al electrodo de referencia de $\text{Cu}/\text{SO}_4\text{Cu}$ debemos determinar que intensidad de corriente será necesaria.

La intensidad necesaria dependerá evidentemente de la superficie a proteger, pero además influyen una multitud de factores suplementarios relacionados con el electrolito (naturaleza, temperatura, agitación, aireación, etc.).- La intensidad total necesaria será pues el producto de la superficie a proteger en m^2 y la densidad de corriente precisa en mA/m^2 .-

Esta densidad de corriente, será lo suficiente y necesaria para neutralizar los efectos de la corriente de corrosión que se ha generado como producto de la acción corrosiva del agua de formación.

Para encontrar la Corriente requerida para proteger los tanques se realizan los siguientes cálculos:

$$I_{CR} = A * D_c * (1-E) * F \quad \text{Ecuación 42}$$

$$D_c = 73.73 - 13.55 \log \rho_l \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde:

I_{CR} = Corriente requerida en (A) para proteger el tanque.

D_c = Densidad de corriente promedio.(m A / m²)

E: Eficiencia del Recubrimiento en el tanque (%).

F: Factor de Seguridad. (1.2).

ρ_l : Resistividad del agua de formación : 128.2 (ohm – cm)

Cálculos:

$$D_c = 73.73 - 13.55 \log 45.17$$

$$D_c = 45.17 \text{ m A/ m}^2$$

Área de Protección en cada tanque:

$$A = \pi * D * L + \pi * D^2/4 \quad \text{Ecuación 44}$$

Eficiencia (E):

E= 90% en vista que los tanques tienen un período de vida útil de 30 años.

La superficie a proteger se presenta en la siguiente tabla:

	Volumen (barriles)	Superficie a Proteger (m²)	Corriente (A)
Tanque de Agua de Cruda	5.000	380	2
Tanque Clarificador	2.500	242.45	1.314
Tanque Sedimentador	2.125	220.833	1.19
Tanque de Agua Tratada	10.000	608.14	3.29

La corriente de protección a aplicar será suministrada por ánodos cuya forma geométrica permite un eficiente drenaje de corriente en todo el interior del tanque.

Debido a la poca cantidad de corriente requerida para la protección del tanque en el agua de formación se procede a utilizar ánodos galvánicos (Ánodos de sacrificio)

En el apéndice U se muestra las características técnicas de estos ánodos.- La corriente de salida (output) del Ánodo se calcula por la ley de Ohm.

$$I = DV / RV \quad \text{Ecuación 45}$$

Donde:

I: Corriente de entrega del Ánodo, en (A).

DV: Diferencia de potencial útil o disponible entre ánodo y tanque con
Protección catódica en Voltios.

RV: Resistencia del Ánodo en posición vertical, en (W).

A) **Diferencia Útil de Potencial, DV:** Se considera el potencial DV entre el valor del acero protegido catódicamente en el medio anaeróbico (agua de formación, eventualmente poco aireada) y el potencial de la aleación de aluminio (ánodo).- Ambas diferencias de potenciales respecto a la semipila Cu/CuSO₄ utilizada como electrodo de referencia. Lo anterior significa que la diferencia de potencial útil de la aleación consultada para este proyecto tendría una disponibilidad de: 0.35 (V).

Aplicando un cierto criterio conservador para el potencial libre y disponible del Ánodo durante su vida media, en el cálculo de la corriente entregada (I_{output}) por éste, se considera el valor DV = 0,30 (v).

B) Resistencia RV: Para este caso, en el cálculo de RV se aplica el siguiente criterio:

- Ecuación de W. Von Baeckmann

$$R_v = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\operatorname{Ln} \frac{L + \sqrt{D^2 + L^2}}{-L + \sqrt{D^2 + L^2}} + \operatorname{Ln} \frac{3L + 4t + \sqrt{D^2 + (3L + 4t)^2}}{L + 4t + \sqrt{D^2 + (L + 4t)^2}} \right] \quad \text{Ecuac 46}$$

Donde:

R_v : Resistencia de un ánodo en posición vertical, en (Ohm).

ρ_a : Resistividad del medio electrolítico existente entre ánodo y cátodo, en (Ohm-cm).

L_a : Longitud del ánodo, en (cm). (Anexo 9)

D_a : Diámetro del ánodo en (cm). (Anexo 9)

t_a : Distancia entre la superficie del tanque y la profundidad del Ánodo, en (cm).

H_a (cm) = Profundidad del ánodo.

$\rho_a = 128,2$ (ohm-cm)

Tabla 21: Resistencia Vertical en un Ánodo Comercial

Ánodo	Dimensiones (cm)			R_v (Ohm)
(Kg)	D_a	H_a	L_a	$\rho = 128.2$ (ohm-cm.)
23.5	7.6	202	152	0.5372

C) Corriente de Salida del Ánodo I_{output} :

Ánodo (Kg.)	R_v (Ohm)	ΔV (Volt)	I_{output} (A/ Ánodo)
23.5	0.5372	0.30	0.55

Cantidad de Ánodos.

Para determinar la cantidad de N Ánodos a instalar en el interior del tanque se aplica el criterio de masa neta mínima requerida.- Considerando un factor de utilización del ánodo equivalente al 85 % de su masa neta.- La mínima masa de la aleación de Al – In con capacidad de corriente de 1.150 (Am – hr/lb) que satisfaga los 30 años de Protección Catódica, se calcula como sigue:

$$M = \frac{Vu * Icr * 8760}{Cc * f} \quad \text{Ecuación 47}$$

Donde:

M = masa anódica requerida (Kg).

Vu = Tiempo mínimo de vida útil requerida de la P.C. es de 30 (años).

Cc =Capacidad de corriente del ánodo de Mg según peso, de 1.150 (A-hr/lb).

f_a = Factor de eficiencia en la vida útil del ánodo es de 0.85. (ref.: Nace, 1992).

Icr = Corriente requerida en (A) para proteger cada tanque.

8.760 = Cantidad de horas que tiene un año (h / año).

	Corriente Necesaria (A)	Masa Requerida (K g).
Tanque de Agua Cruda	2	244.40
Tanque Clarificador	1.314	160.57
Tanque Sedimentador	1.19	145.42
Tanque de Agua Tratada	3.29	400.82

Dependiendo del peso del ánodo que se elija es posible tener el número de ánodos requeridos para realizar nuestra protección catódica, tal como se indica en la siguiente tabla.

	Masa Requerida (K g).	Número de Ánodos.
Tanque de Agua Cruda	244.40	11
Tanque Clarificador	160.57	7
Tanque Sedimentador	145.42	7
Tanque de Agua Tratada	400.82	17

Tabla 22: Cantidad de Ánodos en los Tanques

4.1.7 Equipamiento en el cabezal del Pozo.

Las configuraciones en el cabezal del pozo pueden presentarse muy simples en la práctica (ver la figura 29). La cabeza del tubing puede tener una salida equipada con una válvula para realizar pruebas de la integridad del casing, filtraciones del tubing con packer u otras regulaciones que se necesiten.- En los procesos de reinyección de agua, se instala una tubería de línea de inyección a la entrada del cabezal donde se encuentra conectada la válvula Master.- Una válvula check debe ser instalada en la línea cercana de la válvula Wing para prevenir el regreso de flujo del pozo al ocurrir alguna ruptura de línea, cierre del sistema, ó acontecimientos semejantes.

Al realizar planos del diseño de la válvula Master, los peplos, tee de flujo observamos que son de 2" de diámetro interior. Si es posible una válvula de bola instalada encima de la tee de flujo facilita las operaciones. Adicionalmente se instalan válvulas obturadoras, tee de flujo con cubierta y líneas de toma - muestra.

Para el cabezal y el equipamiento de control del pozo se debe utilizar materiales adecuados para el servicio. Existen cabezales hechos de acero al carbono e internamente cubierto con plástico para proteger de la corrosión. Alternativamente para el montaje de cabezales de reinyección pueden ser fabricados con acero inoxidable ó bronce al aluminio. Los obturadores ó válvulas de control de flujo deben ser resistentes a la erosión y corrosión.

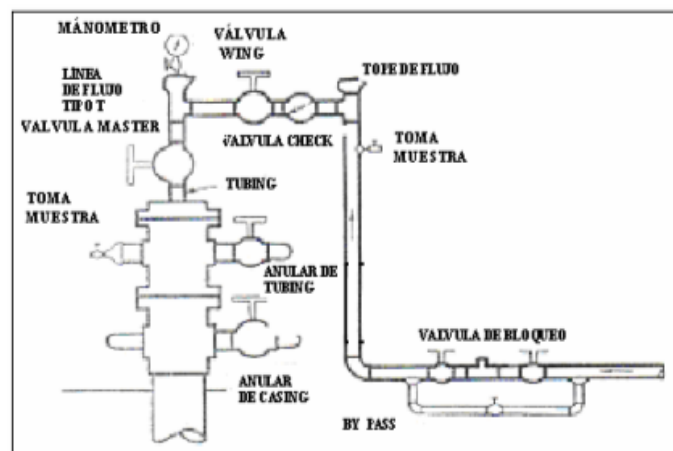


FIGURA 29: CABEZAL DEL POZO

4.2 Equipo de Subsuelo.

Cuando hablamos de equipo de subsuelo, lo primero que debemos preguntarnos primeramente lo que es un pozo, que trabajo se realiza en un pozo reinyector, y cuáles son sus accesorios y componentes.

Un “pozo” se puede definir como una estructura pensada ingenierilmente y construida dentro del suelo con el propósito de producir, almacenar, o asistir a la recuperación de Hidrocarburos.

Los Pozos de Reinyección son usados para ser depósitos de las aguas de formación, por lo tanto el diseño de los pozos y el equipo de subsuelo siguen el mismo procedimiento al de un pozo de producción normal.- En la Estación Central del Campo Shushufindi Aguarico, se ha realizado el reacondicionamiento y completación de 3 pozos, los cuáles nos servirán para evacuar o reinyectar el agua a la formación receptora.

Programa de reacondicionamiento.

El pozo seleccionado debe tener un estudio de yacimientos en donde se indique que no existen reservas de hidrocarburos en los horizontes productores y otro estudio de impacto ambiental aprobado previamente por la DINAPA.- Una vez seleccionado el pozo para reinyectar agua de formación

se debe adoptar ciertos criterios para reacondicionar el pozo, para cambiarlo de productor a reinyector:

- Si el pozo tiene “pescado” (parte de la completación que no puede ser recuperada y que taponan la zona productora) y las arenas productoras se encuentran aisladas:

- Se determina la calidad del cemento en el conglomerado Tiyuyacu.
- Se registra el casing para conocer el estado del mismo (espesores y corrosión)
- Se perfora el intervalo Tiyuyacu.
- Se completa el pozo para reinyectar.

- Si el pozo no tiene “pescado” y las arenas productoras se encuentran aisladas:

- Se aíslan con tapones de cemento de hierro fundido “CIBP” las arenas productoras.
- Se determina la calidad del cemento en Tiyuyacu.
- Se registra el casing para conocer el estado del mismo.
- Se perfora el intervalo Tiyuyacu.
- Se completa el pozo.

- Otra opción sería perforar y completar un pozo nuevo para reinyectar.

4.2.1 Tubing.

Cuando se trata de hablar de tubing primeramente se debe analizar los diferentes tipos de tuberías que existen en un pozo, en este sentido podemos decir que los tubos instalados en el pozo se clasifican en:

Casing: columna de tubos que cumple una función estructural: Sirve de revestimiento al pozo y van cementados en dos etapas: una en las zonas productoras y otra en las zonas superficiales a partir de + / - 8500 pies.

Tubing: columna de tubos que cumple la función de conducir los fluidos desde o hacia la formación.- En nuestro caso, como los pozos son reinyectores y los fluidos no regresan a la superficie, se puede decir que esta serie de tubos conduce el fluido hacia la formación.

En todos los casos la tubería empleada como casing sirve para:

- □□ Mantener el pozo abierto y soportado mecánicamente para maniobrar con herramientas en su interior
- Aislar zonas que contienen diferentes fluidos
- □□ Proveer el medio para manejar el flujo de los fluidos y prevenir el descontrol del pozo
- Anclaje de los elementos de seguridad y control de pozo durante la perforación

- □□ Soportar el peso de los equipos de producción en superficie
- □□ Proveer una cámara de contención en caso de falla del Tubing

Mientras que la tubería empleada como Tubing se divide en: Tubing de Producción y Tubing de Inyección (4).- El Tubing de producción es el encargado de proveer un conducto / nexo entre los fluidos del reservorio mineralizado y las instalaciones de superficie, mientras que el Tubing de Inyección abarca una gama importante de funciones que va desde la mantención de Presión del Yacimiento (Inyección de Agua o Gas) hasta la preservación de las instalaciones del Pozo (Inyección de anti-incrustantes o Inhibidores de Corrosión).- Un esquema típico de un pozo se puede apreciar en la Figura 30 en la cual se detallan las siguientes tuberías:

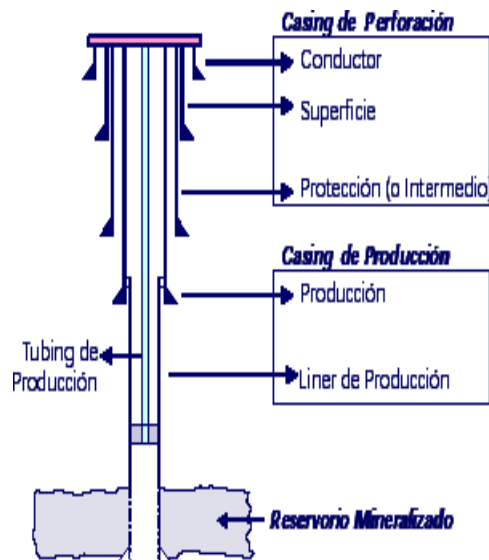


FIGURA 30: Esquema Típico de un Pozo.

En el apéndice V se puede apreciar los tubulares usados en los pozos 13, 33 y 42 A de la estación Central del Campo Shushufindi Aguarico.

4.2.2 Empacadura.

En cuestiones de empacadura en los pozos, estas se utilizan para aislar zonas productoras o el tubing con el casing y el tensionamiento con el mismo.

(Ver figura 31)

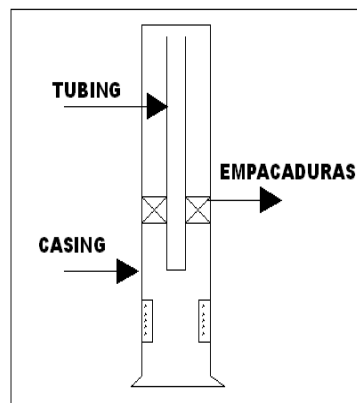


FIGURA 31: Empacadura en un Pozo.

4.2.3 Accesorios.

En nuestros pozos receptores es común la utilización de accesorios adicionales para la completación, entre los más importantes tenemos:

- Niples de Asiento.

Es un dispositivo tubular insertado en la tubería de producción y que se coloca en el pozo a una determinada profundidad.

Internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para controlar la producción en la tubería de producción.

En nuestros pozos receptores se usan los nipples de asiento no selectivo.- Este tipo de nipple es un receptor para dispositivos de cierre.

Su principio de funcionamiento es tener una disminución de diámetro llamado NO – GO (Niple), para localizar los dispositivos de cierres; por lo tanto, el diámetro exterior del dispositivo deberá ser ligeramente mayor que el diámetro interno más pequeño del nipple.

CIBP: son tapones de cemento de hierro fundido.

Camisas Deslizables: Estas camisas son muy utilizadas en el tubing, ya que me permite deslizar tuberías de diferentes diámetros para embonarlas con otras.

CAPITULO 5

5.1 Estudio Técnico Económico – Ambiental.

Objetivo del Proyecto de Reinyección de Agua de Formación.

La producción de petróleo viene asociada con agua de formación, la cual es separada en las estaciones de producción; la misma que antes era enviada a los cuerpos adyacentes de agua dulce, esteros, ríos, etc, creando un impacto ambiental sobre la biodiversidad de las especies existentes, afectando principalmente las labores de pesca y la calidad del agua dulce, que en algunos sitios los colonos y aborígenes usan para servicio doméstico. En la actualidad esta práctica ha sido desechada en parte, debido a las grandes consecuencias ecológicas y enfermedades producidas al verter aguas de formación altamente contaminada al medio circundante a una Estación de Producción.

Justificación

El agua de formación producida debe disponer de un sistema de tratamiento y reinyección para cumplir con los parámetros y límites permisibles establecidos.- Hasta la fecha se reinyecta el 97% del agua producida, es decir alrededor de 6900 bapd son enviados al ambiente.- Petroproducción viene incumpliendo con el decreto 1215 del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas, publicada en el registro oficial No. 265 del 13 de febrero del 2001, causando inconvenientes a las comunidades de la región.

Los campos de Petroproducción se encuentran en la segunda y tercera etapa de su vida productiva por lo cuál el BSW se encuentra en permanente aumento, llegando en campos a más del 50%.

El conjunto de proyectos de reinyección de agua de formación, son exclusivamente de control de la contaminación ambiental y conforme a los objetivos y a la justificación de los mismos, estas inversiones no producen ninguna rentabilidad económica en valores monetarios, sin embargo Petroproducción no ha estimado esfuerzo para poner en marcha un agresivo plan de inversiones, a fin de solucionar a mediano plazo los problemas que se derivan de la explotación petrolera bajo estrictas normas de calidad y medio ambiente

Disposición final de los Sólidos Suspendedos Totales.

La contratista del proyecto se encargará de la recolección de los sólidos separados en el sistema de clarificación de agua de formación y deberá proponer en la oferta un mecanismo para la disposición final de sólidos mediante encapsulamiento, incineración, relleno sanitario, etc.

Petroproducción viene reinyectando a la formación Tiyuyacu en las estaciones del Distrito Amazónico, en menor cantidad a la formación Orteguaza y adicionalmente se esta realizando reinyección a la formación Hollín en los pozos LA- 16B y CON- 12B.- A futuro se debe considerar utilizar las formaciones Napo U y T como candidatos a reinyectores.

Costos del Proyecto

- **Costos de Inversiones e Instalación de equipos.**

Incluye la inversión inicial total en equipos nuevos aprobados por Petroproducción, y que se requiere instalar en Shushufindi Central para cumplir con el objetivo del contrato durante los 4 años de vigencia. La inclusión de equipos nuevos se ha estimado en base a la proyección de producción de agua (Incremento anual del 5%).- En estos costos se deben considerar los trabajos por: conexiones, suelda, instrumentación, dibujos, personal para supervisión de montaje e interconexiones con las instalaciones existentes, pruebas y servicios asociados.

BOMBAS WEATHERFORD TIPO TJ-12000

ITEM	CANT	DESCRIPCION	PRECIO TOTAL HPS
1	1	BOMBA + MOTOR	\$ 77.845,24
2	1	HERRAMIENTAS	\$ 19.047,60
		TOTAL	\$ 96.892,84

BOMBAS CENTRÍFUGAS

ITEM	CANT	DESCRIPCION	PRECIO TOTAL
1	4	BOMBAS BOOSTER	\$ 2.869,48
2	2	BOMBAS DE TRANSFERENCIAS	\$ 237,68
		TOTAL	\$ 3.107,16

TOTAL BOMBAS	\$ 100.000,00
--------------	---------------

- **Costo Operativo:**

Incluye los costos que el Contratista debe realizar de acuerdo al Objetivo del presente contrato, pero no limitados a: tratamiento químico, operación del sistema cerrado, operación y mantenimiento de unidades de bombeo, operación y mantenimiento de motores, reparaciones mayores de motores, mantenimiento de los nuevos equipos, personal de mantenimiento - operación y el de reinyectar la totalidad de agua que se produce en las estaciones del campo.

MANTENIMIENTO DEL SISTEMA CERRADO

ESTACION	VALOR SISTEMA CERRADO	5% APLICADO A MANTENIMIENTO POR AÑO	VALOR TOTAL (4 AÑOS)
CENTRAL	300.000,00	15.000,00	60.000,00

COSTOS ESTIMADOS PARA MANTENIMIENTO HPS
BOMBAS CENTRILIFT TIPO KC-12000

ITEM	CANT.	DESCRIPCION	PRECIO
1	5	O-RING (SEAL PLATE)	11,25
2	5	O-RING (PUMP ADAPTER PLATE)	78,75
3	1	OIL SEAL (FRONT,THRUST CHAMBER)	485,00
4	1	OIL SEAL (REAR,THRUST CHAMBER)	395,00
5	2	OIL SEAL (THRUST CHAMBER)ISO-46	257,50
6	1	150 PSI MECHANICAL SEAL	752,25
7	2	SNAP RING	25,00
8	1	SLUB SHAFT	1.520,00
9	8	SLUB SHAFT SCREW	30,80
10	1	1.19 KC PUMP COUPLING	1.425,25
11	1	THRUST CHAMBER	16.948,31
12	1	ADJUSTING NUT	45,00
13	3	ADJUSTING NUT SHIM	10,50
14	1	PUMP ADAPTER KIT	4.150,00
15	1	MOTOR COUPLING SEAL & GASKET KIT (3)	150,00
16	1	GREASE (MOTOR COUPLING)-1 TUBE	15,00
17	1	GREASE (MOTOR)-1 TUBE	25,00
		TOTAL	26.324,61
		f.i.	1,30
		TOTAL C.I.F.R SHUSHUFINDI	34.220,00

CALCULO:

A	CALCULO: 1 KIT X \$34220 POR 4 AÑOS	\$ 136.880,00
	VALOR ANUAL (A/4AÑOS)	\$ 34.220,00
COSTO TOTAL POR MANTENIMIENTO - HPS - CENTRILIFT / AÑO.....		\$ 34.220,00

COSTO MENSUAL POR EQUIPO

Concepto/Equipo	Unidades	Mezcladora Tipo trompo (1)	Vehículos (1)	Equ Menor y Herramientas	Equipos de Oficina	Campamentos Y Bodegas	Total
Valor del equipo	Dólares	4.000,00	22,600	10.000	15.000,00	80.000	131.600,00
Combustible	USA \$/Mes	246,00	768,00			780,0	1.794,0
Mantenimiento	USA \$/Mes	66,67	753,33	83,33	125,00	1.333,3	2.361,66
12% de Mantenimiento	USA \$/Mes	9,33	105,47	11,67	17,50	186,67	330,64
Depreciación	USA \$/Mes	83,33	470,83	208,33	312,50	833,3	1.908,32
Interés	USA \$/Mes	60,80	343,52	152,00	228,00	862,0	1.642,32
Seguro	USA \$/Mes	20,00	113,00	50,00	75,00	400,00	658,0
Sub. Total Mes	USA \$/Mes	486,13	2.554,15	505,33	758,00	4.395,3	8.698,95
Sub. total anual	USA \$/Mes	4.972,26	27.708,30	11.010,66	16.516,00	88.790,7	148.997,89

Datos para cálculo:

Precio del diesel: 0,80

Precio del aceite: 10,00

Precio de la Gasolina: 1,00

COSTO MENSUAL POR PERSONAL

CONCEPTO / PERSONAL	UNI	GERENTE DE PROYECTO	SUPERVISOR	OPERADORES	MECANICO	OFICINISTA - BODEGUERO	PEON	TOTAL
Salario Básico	\$	3.000,00	1.000,00	400,00	300,00	200,00	150,00	5.050,00
Zonificación	\$	1.500,00	500,00	200,00	150,00	100,00	75,00	2.525,00
Salario mensual	\$	4.500,00	1.500,00	600,00	450,00	300,00	225,00	7.575,00
Beneficios Sociales	\$	1.492,92	1.683,32	678,54	511,07	343,60	259,87	4.969,32
Alimentación	\$	202,80	202,80	202,80	202,80	202,80	202,80	1.216,80
Alojamiento	\$	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	900,00
Transporte	\$	240,00	180,00	60,00	60,00	60,00	60,00	660,00
Ropa Trabajo	\$	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75	29,75	178,50
Seguro de vida, accidente y asistencia médica.	\$	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	93,00
Capacitación	\$	300,00	100,00	40,00	30,00	20,00	15,00	505,00
Salario	\$	6.930,97	3.861,37	1.776,59	1.449,12	1.121,65	957,92	16.097,62
Personal requerido	\$	1,00	2,00	3,00	2,00	2,00	3,00	13,00
Salario mensual	\$	6.930,97	7.722,74	5.329,77	2.898,24	2.243,30	2.873,76	27.998,78
SALARIO ANUAL	\$/AÑO	83.171,64	92.672,88	63.957,24	34.778,88	26.919,60	34.485,12	335.985,36

Cantidad de Sólidos estimados a obtener luego del Tratamiento de Clarificación

ESTACION	KG	VOLUMEN
CENTRAL	1.000,00	1,00
TOTAL m³		1,00

Tratamiento del Sólido con el encapsulador "ENCAPSUL"

Dosificación: 4 Sacos de 50 lbs de encapsul por m³ de sólido.

Costo del encapsulador: US \$ 15,67

1m³/día X 3.5 sac/m³ X \$15,67/Sacos X 30 días / mes = \$ 1.645,35/MES

VALOR ANUAL = \$ 19.744,20 /AÑO.

Costos Estimados para Mantenimiento HPS: Weatherford TJ -12000

DESCRIPCION	COSTO CI.FR SHUSHUFINDI	# KITS 4 AÑOS	TOTAL REPARACIONES 4 AÑOS	TOTAL REPARACION (POR UN AÑO)
KIT DE REPARACION	\$ 63.259,15	2	\$ 126.518,31	\$ 31.629,58
BOMBA	\$ 43.338,60	1	\$ 43.338,60	\$ 10.834,65
HERRAMIENTAS	\$ 19.047,60	1	\$ 19.047,60	\$ 4.761,90
TOTAL			\$ 188.904,51	\$ 47.226,13

Resumen General, Personal. Equipos y Tratamiento de Sólidos.

DESCRIPCION	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL
PERSONAL	\$335.985,36	\$335.985,36	\$335.985,36	\$335.985,36	\$1.343.941,44
EQUIPOS	\$131.584,52	\$131.584,52	\$131.584,52	\$131.584,52	\$526.338,08
TRATAMIENTO Y DISPOSICION SÓLIDOS	\$ 19.744,20	\$ 19.744,20	\$ 19.744,20	\$ 19.744,20	\$ 78.976,8
TOTAL	\$487.314,08	\$487.314,08	\$487.314,08	\$487.314,08	\$1.949.256,32

- **Costo total (inversiones + operación).**

El costo total en dólares por barril (USD. /Bl) es el resultado de los valores del costo por inversiones y el costo por instalación indicado, más los costos operativos.

Estimación de Producción de Agua en la Estación Central.

Según las estadísticas de producción, la cantidad de agua a reinyectarse en la Estación Central del Campo Shushufindi – Aguarico es de 30.000 Bls/día.- Anualmente durante los 4 años de proyecto existirá un incremento del 5 % debido a contingencias* (ver tabla 23):

ESTACIÓN CENTRAL		
AÑO	BAPD*	BAPA
AÑO 1	30.000,00	10.950.000,00
AÑO 2	31.500,00	11.497.500,00
AÑO 3	33.075,00	12.072.375,00
AÑO 4	34.728,75	12.675.993,75
TOTAL	129.303,75	47.195.868,75

TABLA 23

COSTOS DE OPERACIÓN

ESTACIÓN CENTRAL - SHUSHUFINDI						
COMPONENTES	COSTOS				TOTAL 4 AÑOS US \$/4 AÑOS	
	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4		
	US\$/AÑO	US\$/AÑO	US\$/AÑO	US\$/AÑO		
	QUIMICOS (23,54/1000 BLS)	167,808.75	176,199.19	185,009.15	194,259.60	723,276.69
	REPARACIONES MAYORES Motores	45,843.80			45,843.80	91687.60
	MANTENIMIENTO DE MOTORES	26.131,92	26.131,92	26.131,92	26.131,92	104.527,68
	MANTENIMIENTO EQUIPOS CENTRILIFT	34,220.00	34,220.00	34,220.00	34,220.00	136,880.00
	MANTENIMIENTO EQUIPOS WEATHERFORD	47.226,13	47.226,13	47.226,13	47.226,13	188.904,51
	MANTENIMIENTO DE SISTEMAS CERRADOS	15,000.00	15,000.00	15,000.00	15,000.00	60,000.00
	PERSONAL, SERVICIOS (VEH. + COMB)	\$487.314,08	\$487.314,08	\$487.314,08	\$487.314,08	\$1.949.256,32
1	SUB TOTAL	823.544,68	786.091,32	794.901,28	849.995,53	3.254.532,81
2	CONTINGENCIAS (5%) DE 1	41.177,234	39.304,566	39.745,064	42.499,77	162726.64
3	SUB TOTAL 2 (SUMAR 1 y 2)	864.721,914	825.395,886	834.646,344	892.495,3	3.417.259,45
4	INTERES (18%) DE 3	84.310,36	80.476,08	81.377,99	87.018,30	333.182,82
5	IMPUESTOS, GARANTÍAS, SEGUROS, CONTRIBUCIONES (4%) DE 3	34.588,876	33.015,835	33.385,853	35.699,812	136.690,378
6	FINANCIAMIENTO DE CAPITAL OPERACIÓN 60 DÍAS (3%) DE 3	25.941,657	24.761,876	25.039,390	26.774,859	102.517,7835
7	UTILIDAD (18%) DE 3	155.649,944	148.571,259	150.236,341	160.649,154	615.106,701

8	SUB-TOTAL 4: SUMATORIA 3,4,5,6,7	1.165.212,75	1.112.220,94	1.124.685,92	1.202.637,43	4.604.757,13
9	IMPUESTO A LA RENTA 1% DE 8	11.652,12	11.122,20	11.246,85	12.026,37	46.047,57
10	TOTAL SUMATORIA DE 8 y 9	1.176.864,87	1.123.343,14	1.135.932,77	1.214.663,80	4.650.804,58
11	TOTAL EST INYECCIÓN (BLS)	10.950.000	11.497.500	12.072.375	12.675.993,7	47.195.868,7
12	COSTO USD/BLS	0.1074	0.0977	0.0940	0.0958	0.0985
13	IVA 12%	0.120	0.1094	0.1052	0.1072	0.11032
14	TOTAL COSTOS	1.314.000,0	1.257.826,5	1.270.013,85	1.358.866,52	5.206.648,235

TABLA 24

- El pago de intereses se considera sobre saldos.
- Petroproducción proporcionara energía eléctrica y gas para la operación de todos los equipos.

ESTIMACION DE COSTOS DE INVERSIÓN.

	COSTOS				
	AÑO1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	TOTAL
EST -CENTRAL	US \$/AÑO	US \$/AÑO	US \$/AÑO	US /AÑO	US \$/ 4 AÑO
SISTEMA DE CLARIFICACIÓN	300.000				300.000
ADQUISICIÓN BOMBA + MOTOR		100.000		100.000	200.000
SUB TOTAL	300.000	100.000		100.000	500.000
INSTALACION Y MONTAJE (10%)	30.000	10.000		10.000	50.000
CONTINGENCIAS (5%)	1.500	500		500	2.500
SUB TOTAL 2 (COSTO DIRECTO)	331.500	110.500		110.500	552.500
*CAMBIOS DE BOMBA CENTRILIFT	120.000				120.000
INSTALACIÓN POR CAMBIO (5%)	6.000				6.000
SUB TOTAL 3	126.000				126.000
SUB TOTAL 4	457.500	110.500		110.500	678.500
IMPUESTOS, GARANTIAS, SEGUROS (4%)	18.300	4.420		4.420	27.140
LEY 122 (F.D.R.A.) 2.5% Nacionales	750	250		250	1.250
GASTOS ADMIIN (22%)	100.650	24.310		24.310	149.270
UTILIDAD (18%)	5.400	1.800		1.800	9.000
UTILIDAD (18%)	1.080				1.080
INTERES (18%)***	32.321,28	10.773,79		10.773,7	53868.86
INTERES (18%)***	4.725,00				4.725,00
SUB TOTAL 5	620.726,28	152.053,79		152.053,7	924.833,86
IMPUESTO RENTA (1%)	6.207,2628	1.520,5379		1.520,537	9.248,3386
TOTAL	626.933,54 2	153.574,3279		153.574,3	934.082,1986
TOTAL EST. INYECCIÓN BLS	10.950.000	11.497.500	12.072.375	12.675.993,7	47.195.868,7
COSTO USD / BL	0.05725	0.01335	0,000	0.0121	0.01979
IVA 12%	0,0641	0.0149	0,000	0.01355	0.0221
TOTAL COSTOS	701.895	171.312,75	0,000	171.759,71	1.043.028,698

TABLA 25

*Cambio de unidades Centrilift, por otras de mayor capacidad (10.000 bls /día).

*** El pago de intereses se considera sobre saldos

F.D.R.A: Se considera el pago por impuestos, seguros, contribuciones, etc.

COSTO TOTAL ESTIMADO
ESTACIÓN CENTRAL.

Descripción	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total 4 años
Total de Barriles estimados.	10.950.000	11.497.500	12.072.375	12.675.993,7	47.195.868,7
Costo inversión \$	701.895	171.312,75	0,000	171.759,7146	1.043.028,698
Costo Operativo \$	1.314.000,0	1.257.826,5	1.270.013,85	1.358.866,52	5.206.648,235
Costo Total US \$ = Costo Inversión + Costo Operativo	2.015895	1.429.139,25	1.270.013,85	1.530.626,235	6.249.676,933
Total: US\$ / BLS	0.1841	0.1243	0.1052	0.1207	0.132
TOTAL COSTOS	2.015.895	1.429.139,25	1.270.013,85	1.529.992,44	6.229.854,66

TABLA 26

En la siguiente tabla se presenta un análisis sobre el consumo de químicos empleados en el sistema de clarificación, realizadas el mes de octubre en todas las estaciones del campo Shushufindi.

Costo de Tratamiento químico en el Campo Shushufindi

FECHA: Oct-03		BAPD =85.000			
Químico	Concentración	Consumo	Costo químico	Costo tratamiento	Rendimiento
	ppm	Gpd	\$/gl	\$/D	\$/BI
Coagulante	5	17,86	14	250	0,0029
Antiescala	25	89,29	8	714	0,0084
Biocida	100	357,14	16	5.714	0,0672
Anticorrosivo	4	14,29	8	114	0,0013
Surfactante	2	7,14	6,5	46	0,0005
Sol.Acido	1	3,57	8	29	0,0003
Sol. Orgánico	1	3,57	7	25	0,0003
TOTAL				6.893	0,0811

Tabla 27

Biocida es un disolvente de sulfuro; eficiencia 80 %, remoción de SST 50 %.-

SST a la entrada de plantas es de 25 ppm

TK-1, TK-2 y Coagulante removerían el 25 % (18.75 ppm SST); y el biocida el 50 % (8-10 ppm SST).- Antiescala se inyectaría 10 ppm a la entrada de planta y 15 ppm en la succión de las bombas booster.

Plantas de tratamiento con equipos mejorados y adicionales (filtros)

Biocida es un disolvente de sulfuro; eficiencia 80 %, remoción de SST 50 %.-

SST a la entrada de plantas es de 25 ppm.- Filtros retirarán el 75 % de SST y

Biocida disolvería un 12.5 %; a la salida se tendría 2-3 ppm SST.- El Antiescala

se inyectaría 5 ppm a la entrada de planta y 10 ppm en la succión de las bombas booster.

Costo de Tratamiento Químico con Filtros en el Campo Shushufindi

FECHA: Oct-03		BAPD = 85.000			
Químico	Concentración ppm	Consumo gpd	Costo químico \$/gl	Costo tratamiento \$/D	Rendim.- \$/BI
Coagulante	5	17,86	14	250	0,0029
Antiescala	15	53,57	8	429	0,0050
Biocida	25	89,29	16	1.429	0,0168
Anticorrosivo	4	14,29	8	114	0,0013
Surfactante	2	7,14	6,5	46	0,0005
Sol.Acido	1	3,57	8	29	0,0003
Sol. Orgánico	1	3,57	7	25	0,0003
TOTAL				2.321	0,0273

Tabla 28

ANÁLISIS COSTO – BENEFICIO.

Costo inversión estimada (12 filtros):	\$ 1.250.000
Costo operación estimada (arenas y disposición SST):	\$ 750.000
Costo total estimado 2 años proyecto	\$ 2.000.000
Ahorro diario de tratamiento químico (66%):	\$ 4.573
Ahorro en 720 días del proyecto:	\$ 3.292.560

CAPÍTULO 6

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. En nuestro proyecto se tomó en cuenta un valor estimado de producción de agua de 30.000 barriles diarios en volumen, todo esto debido al Plan de Contingencias propuesto por la empresa.
2. Las pruebas de fall of test en los pozos reinyectores no se realizaron, pero se estudiaron sus análisis de presión efectuados en los pozos cuando estos eran productores.- Las características petrofísicas del yacimiento son excelentes, por lo que la hace una zona muy rica para recibir agua.
3. La presión calculada de descarga de agua en los pozos reinyectores, vencerá la presión estática de la formación receptora; por lo que se

permitiría de esta forma la rápida evacuación del agua almacenada en el tanque de agua tratada.

4. El reemplazo de los tanques de clarificación por los filtros economizará los costos durante los 4 años de producción en cuanto a químicos inyectados, además mejorará la calidad del agua de formación.
5. El diseño de una zona de mezclado en el interior de los tanques clarificadores en forma de campana, permitió que el fluido que ingrese a esta zona disminuya su velocidad provocando una agua reposada, logrando de esta manera una sedimentación con mayor eficacia.
6. Según los costos estimados durante los 4 años de proyecto, el valor en dinero que cuesta producir 1 barril de agua es de alrededor de 14 centavos.
7. La presión de descarga en una bomba de desplazamiento positivo es mayor en comparación con la centrífuga, es por esta razón que se utilizó en el proyecto bombas de tipo horizontal con varios impulsores, con la finalidad de incrementar la presión de descarga.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario Reacondicionar pozos para que estos sean reinyectores en todas las estaciones, ya que como parte del objetivo de producción del año 2004 y 2005 se tiene un aumento en la producción de petróleo, lo cuál implica un aumento en la producción del fluido.
2. Es recomendable que todas las bombas centrífugas que trabajan en el sistema cerrado de reinyección sean dotadas con sellos de succión presurizados, ya que el oxígeno es una fuente de entrada en las bombas centrífugas.
3. Si el agua ingresa a los equipos por más de 10 horas sin un tratamiento anticrustante, se producirá el atascamiento de las bombas centrífugas horizontales, ocasionando la rotura de los ejes; este problema ocasionaría la paralización de todo el sistema de bombeo.
4. La tasa de producción de petróleo en muchos casos debe ser evaluada antes de implantar un proyecto de inyección para fines de desecho

5. Se recomienda colocar los filtros a nuestra planta de reinyección, además de economizar costos, eliminará en mayor cantidad los sólidos suspendidos en el agua.

6. Se recomienda llevar los respectivos monitoreos de los parámetros establecidos en el contrato, ya que esto en gran forma nos ayudará a evaluar nuestro sistema cerrado.

ANEXO

Pruebas en el Laboratorio.

Fecha: 18 Agosto-2003

Hora: 17:00

Parámetro	Clarificador (TK-2)		Sedimentador (TK-3)		Agua tratada (TK-4)	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
O ₂ disuelto (ppb)	0	> 1	> 1,000	> 1	> 1,000	600
Turbiedad (NTU)	6,28	12,30	12,30	60,7	60,70	65,90

Nota: valor aceptable de oxígeno disuelto 20-50 ppb

PRUEBA EFICIENCIA ANTIESCALA MX452

Fecha: 13 Septiembre 2003

Hora 17:00

Densidad: 1,1038 @ 77.5 F

Color: Ambar pH: 3.5

Concentración (ppm)	D. Cálcica A (ppm CaCO ₃)	D. Cálcica B (ppm CaCO ₃)	D. Cálcica media (ppm CaCO ₃)	Eficiencia (%)
0	6.800	6.800	6.800	
5	2.800	3.000	2.900	42,6
10	3.200	3.200	3.200	47,1
20	3.800	3.800	3.800	55,9

Propiedades de Bactericidas

Fecha: 13-Sep-03

Químico	Densidad (gr/mL)	Temperatura (F)	pH
BAC98SSF + 3% NH ₄ Cl	1,0723	95,0	2,8

Nota:

BAC98 con adición de 3% de NH₄Cl toma coloración rojiza

Prueba de compatibilidad

Fecha: 19 Agosto 2003

Ca ⁺⁺ (ppm)	MX-452 (ppm)			BAC-98 (ppm)		
	10	20	30	10	20	30
2.000	Ok	ok	ok	ok	ok	ok
4.000	Ok	ok	ok	ok	ok	ok

Nota: ok significa que no existe precipitación o reacción entre los iones calcio y los químicos

CULTIVO BACTERIAS SRB

Fecha: 14 Septiembre 2003 Hora 17:00 Temperatura: 100 F

Sitio	Días cultivo	Colonias/mL	Observaciones
TK-200 E. Central	5	1-10	
SSF-13	5	1-10	
SSF-33	5	100-1,000	
SSF-42	5	0	

Nota: botellas inoculadas se coloca en una estufa a 100 F

PRUEBA EFICIENCIA BACTERICIDAS

Fecha: 14 Septiembre 2003 Hora 17:00 Temperatura: 100 F

Muestra: Agua de entrada a planta en E. Central

Bactericida	Días de cultivo	Colonias/mL	Observaciones
Blanco	7	1-10	Abundante sulfuro
BAC98 SSF 100 ppm	7	1-10	Poco sulfuro
BAC98 SSF 200 ppm	7	0	

Nota: botellas inoculadas se coloca en una estufa a 100 F

CALCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSION EN CUPONES

Fecha: 16 Septiembre del 2003

Sitio	Peso inicial (g)	Peso Final (g)	Area (plg 2)	Días	mpy
Descarga booster Estación Central	11,9509	8,8171	3,04	23	1.27

DILUCION PARA INYECTAR A-100

Dilución (%v): 0,5				MEZCLA	
A-100 puro (ppm)	BWPD	A-100 (1 % stock (gls))	Volumen A-100 0.5 % (gpd)	Volumen A-100 1 % (gpd)	Agua dilución (gpd)
3	10.000	300	252	126	126
5	10.000	300	420	210	210
10	10.000	600	840	420	420
3	20.000	600	504	252	252
5	20.000	600	840	420	420
10	20.000	900	1681	840	840
3	40.000	600	1008	504	504
5	40.000	900	1681	840	840
10	40.000	1800	3361	1681	1681

NOTA:

Viscosidad estimada de solución A-100 al 1% 10 cp

A-100 1% se debería preparar en planta de Quimipac en Guayaquil

Pruebas de Jarras.

Pruebas N. 1

Fecha: 18 Agosto-2003

Hora: 14:00

No jarra	Coagulante A-100 (ppm)	Observaciones			
		Tamaño flor	Cantidad en fondo	Cantidad flotando	Cantidad superficie
1	0	Finos	Poquísimos	Abundantes	Poquísimos
2	20	Grandes	Abundante	Pocos	Bastante
3	40	Medianos	Bastante	Pocos	Bastante
4	60	Medianos	Pocos	Bastante	Pocos
5	80	Pequeños	Pocos	Bastante	Pocos
6	100	Pequeños	Pocos	Bastante	Pocos

Notas:

Tamaño de floc grande aproximadamente 1-1.5 mm de diámetro

Observaciones después de 2.5 horas de prueba y 30 min de reposo

Prueba No 2

Fecha: 6 Septiembre 2003

Hora: 10:05

No jarra	Polímero A-100 (ppm)	Observaciones			
		Tamaño flor	Cantidad en fondo	Cantidad flotando	Cantidad superficie
1	0	1 mm	4	3	4
2	3	3 mm	6	1	6
3	5	2 mm	5	2	5
4	10	> 1 mm	3	4	3
5	15	> 1 mm	1	6	1
6	20	> 1 mm	2	5	2

Notas: 6 valor mayor; 1 valor menor

Jarra No 2 la mejor. Flocs de 3 mm de tamaño y decanta sin agitación 60 % aproximadamente

Observaciones: después de 1 hora de agitación y 15 min de reposo

Jarra No 1 presenta floc medianos sin adición de A-100; posible oxigenación

Se adiciona 200 ppm BAC98 y después de 30 min no se observa solución de sulfuros

Prueba No 3

Fecha: 6 Septiembre 2003

Hora: 14:15

No jarra	Polímero A-100 (ppm)	Oxidante NaOCl (ppm)	Observaciones			
			Tamaño floc	Cantidad en fondo	Cantidad flotando	Cantidad superficie
1	0	0	1 mm	3	4	4
2	3	50	0.5 mm	2	5	5
3	3	75	0.5 mm	1	4	6
4	3	100	2 mm	4	3	3
5	3	150	3-4 mm	5	2	2
6	3	200	4-5 mm	6	1	1

Notas:

6 valor mayor; 1 valor menor

Jarra No 6 la mejor. Flocs grandes y precipitan sin agitación un 80 %

Se generan en jarras con Hipoclorito flocs medianos de hierro, pero se mantienen en suspensión un 20 % (0.5-2 mm)

Observaciones después de 1 hora de agitación y 15 min de reposo

Hipoclorito se adiciona después de 5 min de agitación rápida

Prueba No 4

Fecha: 11 Septiembre 2003

Hora: 12:00

NTU = 7.5

No jarra	Coagulante (ppm)	Floculante (ppm)	Observaciones		
			Tamaño floc	Calidad de agua	Orden
1	187K 3ppm	4240 0.5 ppm	2-3 mm	Clara	4
2	187K 3ppm	4240 1.0 ppm	1-2 mm	Clara	3
3	187K 3ppm	189K 0.5 ppm	2-3 mm	Turbia	2
4	187K 3ppm	189K 1.0 ppm	2-3 mm	Turbia	1

Notas:

4 valor mayor; 1 valor menor

Jarra No 4: Floccs decantan un 90 % sin agitación

Jarra No 3: Floccs decantan un 80 % sin agitación

Observaciones después de 2 horas

Prueba No 5

Fecha: 11 Septiembre 2003

Hora: 15:00

NTU = 7.5

No jarra	Coagulante (ppm)	Floculante (ppm)	Observaciones		
			Orden	PAC	Tamaño floc
1	187K 3ppm	4240 1.0 ppm	6	60 ppm	15 mm
2	187K 3ppm	4240 2.0 ppm	4	60 ppm	10 mm
3	45CLV 3ppm	4240 1.0 ppm	4	60 ppm	8 mm
4	45CLV 3ppm	4240 2.0 ppm	4	60 ppm	25 mm
5	45CLV 3ppm	189K 1.0 ppm	4	60 ppm	5 mm
6	45CLV 3ppm	189K 2.0 ppm	3	60 ppm	4 mm

Notas: 6 valor mayor; 1 valor menor

Después de 2 horas se adiciona PAC y se obtiene una buena floculación y decantación

Jarra No 4: Flocs decantan un 90 % sin agitación. pH = 6.3. Agua turbia

Observaciones finales después de 2 horas y 45 minutos

Prueba No 8

Fecha: 12 Septiembre 2003

Hora: 13:45

NTU =31.4

No jarra	Coagulante (ppm)	Floculante (ppm)	Observaciones		
			Tamaño floc	% precipitado	Calida agua
1	SAL 20 ppm	189K 5.0 ppm	3-6 mm	10	Turbia
2	SAL 40 ppm	4240 5.0 ppm	8-10 mm	90	Turbia
3	SAL 60 ppm	4241 3.0 ppm	20 mm	95	Turbia
4	SAL 80 ppm	189K 3.0 ppm	2-3 mm	10	Turbia

Notas:

SAL = Sulfato de aluminio comercial; 10 %, pH = 4.0. Solución blanca y turbia

Jarra No 2 mejor; pH = 6.5, Sulfatos = 112,5 ppm

Flocs de jarras 2 y 3 negruzco y en el centro (bolas)

DETERMINACION DEL INTERES ANUAL SOBRE SALDOS				
TABLA DE AMORTIZACION				
Mes/Interés	CAPITAL	MENSUALIDAD	18 % ANUAL	CUOTA/MES
1° MES	864.721,91	72.060,16	12.970,83	85.030,99
2° MES	792.661,80	72.060,16	11.889,93	83.950,09
3° MES	720.601,60	72.060,16	10.809,02	82.869,18
4° MES	648.541,40	72.060,16	9.728,12	81.788,28
5° MES	576.481,20	72.060,16	8.647,22	80.707,38
6° MES	504.421,00	72.060,16	7.566,32	79.626,48
7° MES	432.360,80	72.060,16	6.485,41	78.545,57
8° MES	360.300,60	72.060,16	5.404,51	77.464,67
9° MES	288.240,40	72.060,16	4.323,61	76.383,77
10° MES	216.180,20	72.060,16	3.242,70	75.302,86
11° MES	144.120,00	72.060,16	2.161,80	74.221,96
12° MES	72.059,80	72.060,16	1.080,90	73.141,06
	-0,40	0,00	-0,01	-0,01
		864.721,91	84.310,36	949.032,27
PROMEDIO MENSUAL			7.025,86	
PROMEDIO ANUAL			84.310,36	
VALOR DEL INTERES EN 12 meses			84.310,36	

DETERMINACION DEL INTERES ANUAL SOBRE SALDOS**TABLA DE AMORTIZACION**

MES / INTERES	CAPITAL	MENSUALIDAD	18 % ANUAL	CUOTA/MES
1° MES	825.395,89	68.782,99	12.380,94	81.163,93
2° MES	756.612,90	68.782,99	11.349,19	80.132,18
3° MES	687.829,90	68.782,99	10.317,45	79.100,44
4° MES	619.046,90	68.782,99	9.285,70	78.068,69
5° MES	550.263,90	68.782,99	8.253,96	77.036,95
6° MES	481.480,90	68.782,99	7.222,21	76.005,20
7° MES	412.697,90	68.782,99	6.190,47	74.973,46
8° MES	343.914,90	68.782,99	5.158,72	73.941,71
9° MES	275.131,90	68.782,99	4.126,98	72.909,97
10° MES	206.348,90	68.782,99	3.095,23	71.878,22
11° MES	137.565,90	68.782,99	2.063,49	70.846,48
12° MES	68.782,90	68.782,99	1.031,74	69.814,73
	-0,10	0,00	0,00	0,00
		825.395,89	80.476,08	905.871,97
PROMEDIO MENSUAL			6.706,34	
PROMEDIO ANUAL			80.476,08	
VALOR DEL INTERES EN 12 meses			80.476,08	

DETERMINACION DEL INTERES ANUAL SOBRE SALDOS**TABLA DE AMORTIZACION**

MES / INTERES	CAPITAL	MENSUALIDAD	18 % ANUAL	CUOTA/MES
1° MES	834.646,34	69.553,86	12.519,70	82.073,56
2° MES	765.092,50	69.553,86	11.476,39	81.030,25
3° MES	695.538,60	69.553,86	10.433,08	79.986,94
4° MES	625.984,70	69.553,86	9.389,77	78.943,63
5° MES	556.430,80	69.553,86	8.346,46	77.900,32
6° MES	486.876,90	69.553,86	7.303,15	76.857,01
7° MES	417.323,00	69.553,86	6.259,85	75.813,71
8° MES	347.769,10	69.553,86	5.216,54	74.770,40
9° MES	278.215,20	69.553,86	4.173,23	73.727,09
10° MES	208.661,30	69.553,86	3.129,92	72.683,78
11° MES	139.107,40	69.553,86	2.086,61	71.640,47
12° MES	69.553,50	69.553,86	1.043,30	70.597,16
	-0,40	0,00	-0,01	-0,01
		834.646,34	81.377,99	916.024,33
PROMEDIO MENSUAL			6.781,50	
PROMEDIO ANUAL			81.377,99	
VALOR DEL INTERES EN 12 meses			81.377,99	

DETERMINACION DEL INTERES ANUAL SOBRE SALDOS**TABLA DE AMORTIZACION**

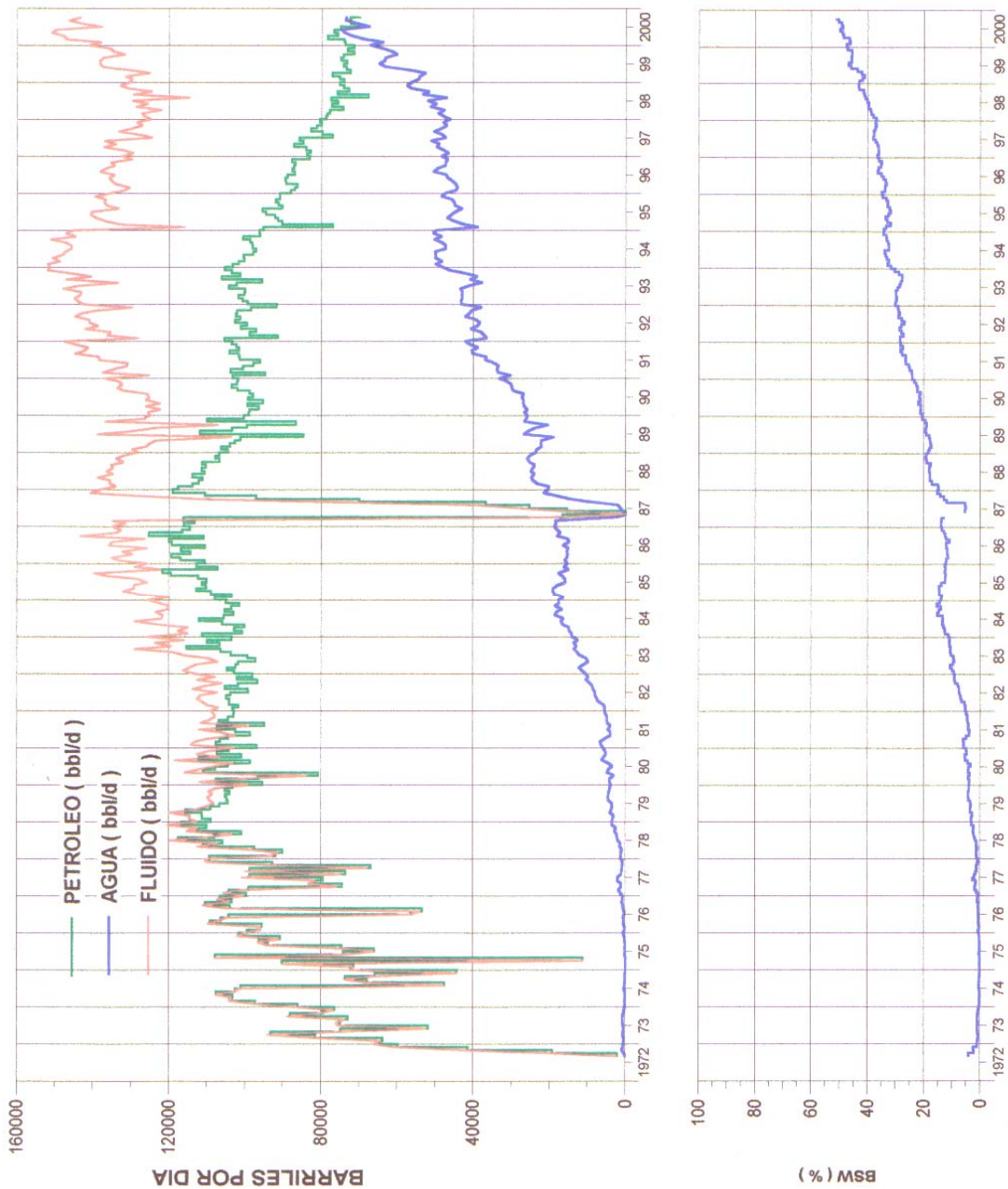
MES / INTERES	CAPITAL	MENSUALIDAD	18 % ANUAL	CUOTA/MES
1° MES	892.495,30	74.374,61	13.387,43	87.762,04
2° MES	818.120,70	74.374,61	12.271,81	86.646,42
3° MES	743.746,10	74.374,61	11.156,19	85.530,80
4° MES	669.371,50	74.374,61	10.040,57	84.415,18
5° MES	594.996,90	74.374,61	8.924,95	83.299,56
6° MES	520.622,30	74.374,61	7.809,33	82.183,94
7° MES	446.247,70	74.374,61	6.693,72	81.068,33
8° MES	371.873,10	74.374,61	5.578,10	79.952,71
9° MES	297.498,50	74.374,61	4.462,48	78.837,09
10° MES	223.123,90	74.374,61	3.346,86	77.721,47
11° MES	148.749,30	74.374,61	2.231,24	76.605,85
12° MES	74.374,70	74.374,61	1.115,62	75.490,23
	0,10	0,00	0,00	0,00
		892.495,30	87.018,30	979.513,60
PROMEDIO MENSUAL			7.251,53	
PROMEDIO ANUAL			87.018,30	
VALOR DEL INTERES EN 12 meses			87.018,30	

DETERMINACION DEL INTERES ANUAL SOBRE SALDOS**TABLA DE AMORTIZACION**

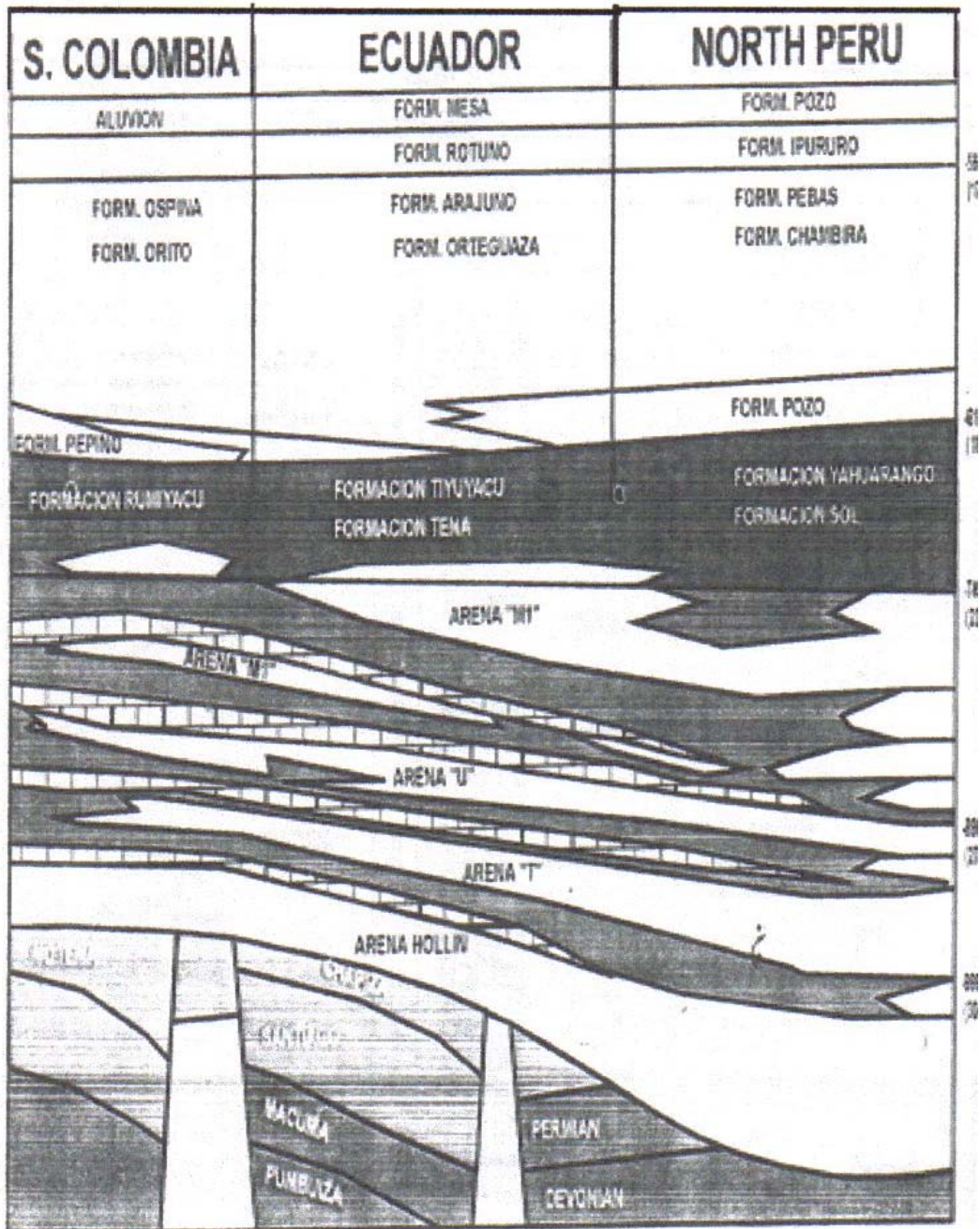
MES / INTERES	CAPITAL	MENSUALIDAD	18 % ANUAL	CUOTA/MES
1° MES	3.417.259,45	284.771,62	51.258,89	336.030,51
2° MES	3.132.487,80	284.771,62	46.987,32	331.758,94
3° MES	2.847.716,20	284.771,62	42.715,74	327.487,36
4° MES	2.562.944,60	284.771,62	38.444,17	323.215,79
5° MES	2.278.173,00	284.771,62	34.172,60	318.944,22
6° MES	1.993.401,40	284.771,62	29.901,02	314.672,64
7° MES	1.708.629,80	284.771,62	25.629,45	310.401,07
8° MES	1.423.858,20	284.771,62	21.357,87	306.129,49
9° MES	1.139.086,60	284.771,62	17.086,30	301.857,92
10° MES	854.315,00	284.771,62	12.814,73	297.586,35
11° MES	569.543,40	284.771,62	8.543,15	293.314,77
12° MES	284.771,80	284.771,62	4.271,58	289.043,20
	0,20	0,00	0,00	0,00
		3.417.259,45	333.182,82	3.750.442,27
PROMEDIO MENSUAL			27.765,24	
PROMEDIO ANUAL			333.182,82	
VALOR DEL INTERES EN 12 meses			333.182,82	

APÉNDICE A PRODUCCIÓN TOTAL DE FLUIDO

PETROPRODUCCION CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO - PRODUCCION TOTAL

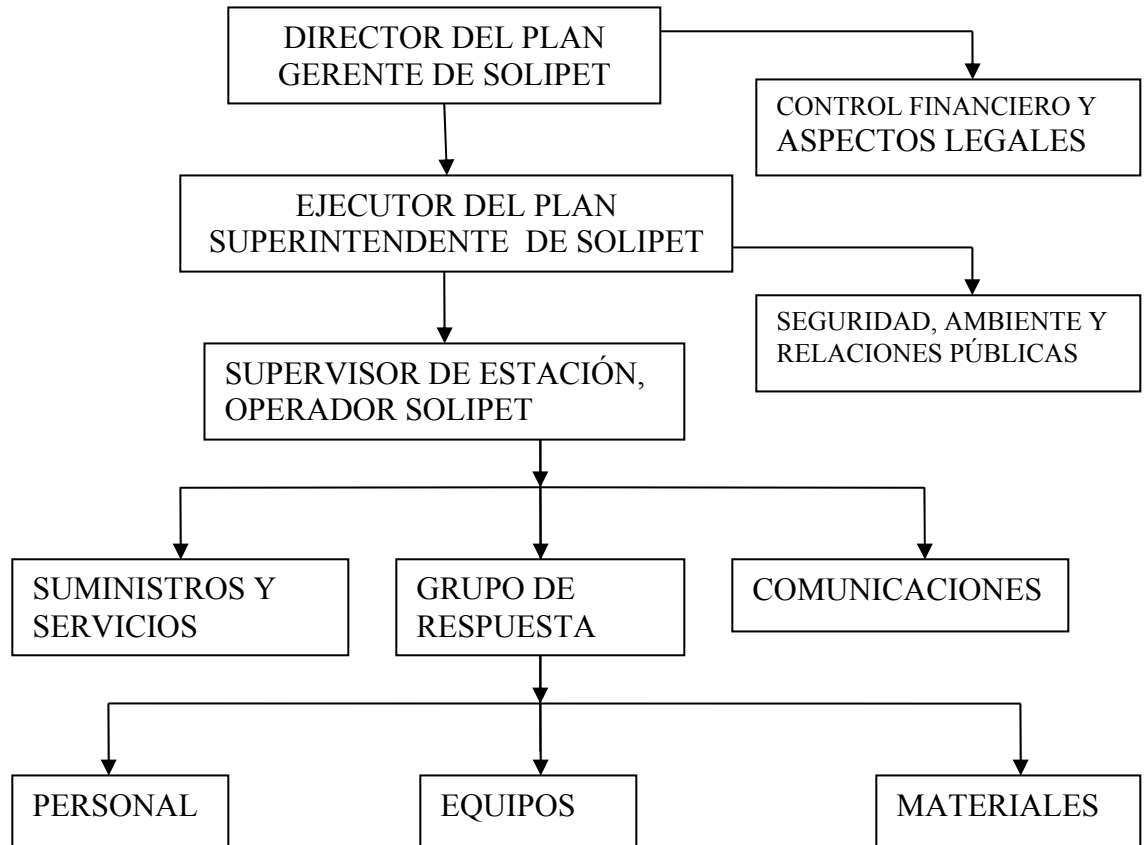


APÉNDICE B
LITOLOGIA DE LA FORMACIÓN TIYUYACU



APÉNDICE C

ORGANIGRAMA DEL PLAN DE CONTINGENCIAS



APÉNDICE D

REGLAMENTO DE PROTECCIÓN AMBIENTAL.

La contratista está obligada a cumplir todas las disposiciones legales y reglamentarias, existentes o que se emitan en el futuro, para preservar el medio ambiente en las actividades hidrocarburíferas y a tomar las medidas necesarias para la protección de la flora, fauna y demás recursos naturales.

La Contratista elaborará un plan de contingencia para enfrentar accidentes y situaciones de emergencia y fomentará una filosofía de conservación del medio ambiente para que cada individuo sea un controlador en potencia de impactos ambientales.

Sus instalaciones las construirá de tal manera que no contribuya riesgo de contaminación para los ríos o cuerpo de agua adyacentes, para lo cual dispondrá de los equipos necesarios de tratamiento. La contratista construirá un depósito para la degradación de basura de origen orgánico.

Todos los desechos de origen doméstico y humano serán incinerados o enviados a depósitos de degradación.

Las instalaciones sanitarias, del campamento de la Contratista serán inspeccionadas por la Unidad de Protección Ambiental de Petroproducción, para su aprobación y modificación, previo del inicio del contrato.

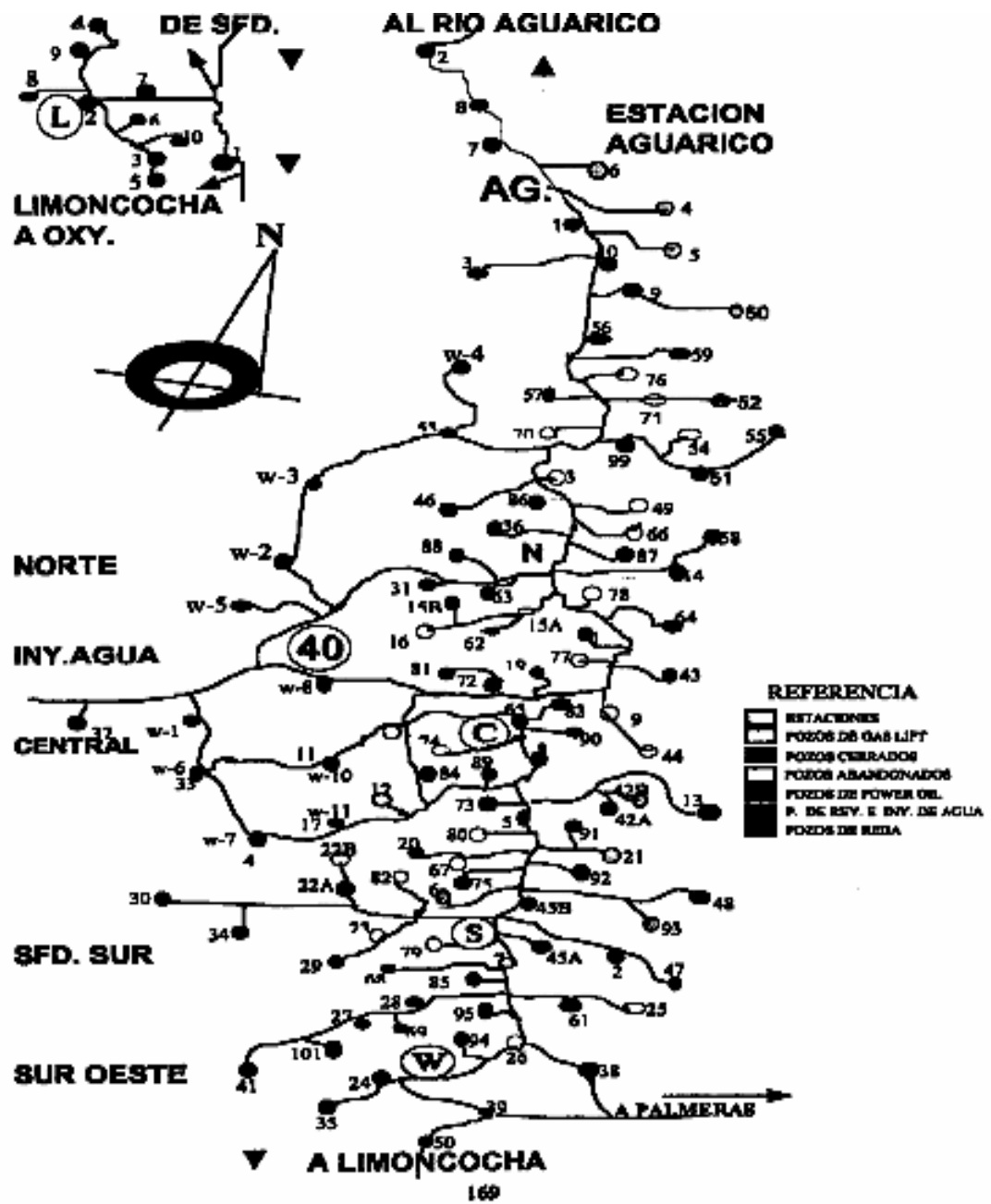
Todos los materiales y sustancias químicas, tóxicas o venenosas, aceites quemados, etc, serán almacenados en contenedores especiales para luego ser enviados hacia sitios preestablecidos por Petroproducción para su tratamiento o eliminación.

Los equipos y motores de combustión interna deben estar en óptimas condiciones de funcionamiento para reducir la emisión de gases que contaminan el aire.- Los desechos que por su naturaleza no sean biodegradables como plásticos, vidrios, hierro y otros serán recolectados y enviados a sitios preestablecidos por Petroproducción.

Antes de iniciar los trabajos o servicio, el Departamento de Protección Ambiental de Petroproducción realizará una Acta de Entrega del área, campamentos, áreas de operación, etc., según el caso; la Contratista será quien reciba éstos y entregue las mismas en condiciones iguales o mejores.

APÉNDICE E

CAMPO SHUSHUFINDI - AGUARICO



APÉNDICE F

CLAUSULAS DEL CONTRATO.

Dentro de esta cláusula se exige que el contratista cumpla con:

- **Control de sólidos suspendidos totales:** Valores máximos de turbidez de 15 NTU y 25 ppm de sólidos suspendidos totales medidos diariamente con membrana de 0.45 micrones en la succión de las bombas de reinyección y en el cabezal de cada pozo reinyector.
- **Control de bacterias:** Mensual, con valores de hasta 10 col/ml de SBR (bacterias sulfato reductoras) y 100 col/ml de bacterias totales, medidos en la succión de las bombas de reinyección. Adicionalmente se realizarán análisis mensuales en el cabezal de cada pozo reinyector.
- **Control de incrustaciones:** Todo el sistema deberá estar libre de incrustaciones que puedan originar problemas operacionales, tales como: disminución de volúmenes reinyectados, incremento de presiones de reinyección, taponamiento de líneas, daños de bombas o formaciones receptoras, daños en equipos, etc. El monitoreo de la severidad de las incrustaciones se realizará estableciendo en lo posible una correlación entre los siguientes elementos de análisis:
 - Inspección visual o mediante el uso de herramientas, en las líneas, equipos y tubería de completación.
 - Evaluación de cupones.
 - Datos de presión en el sistema y cabezal de los pozos reinyectores.

- Volumen reinyectado total y en cada pozo.
- Pruebas de inyektividad.

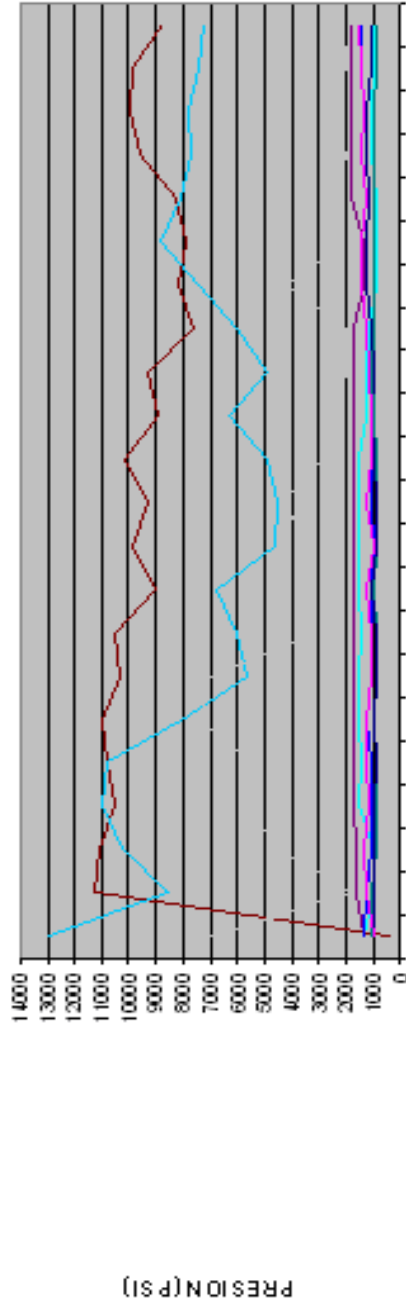
De producirse el taponamiento de la línea y si fuera necesario el cambio total o parcial de la línea o líneas, será de entera responsabilidad del Contratista.

- **Control de corrosión:** Se establece un rango de 0.0254 a 0.127 milímetros por año (o de 1 a 5 milésimas de pulgada por año (mpy) en equipos y líneas de reinyección, determinado en forma trimestral mediante cupones y quincenal con probetas.

Disposición final de los sólidos suspendidos totales: El Contratista se encargará de la recolección de los sólidos separados en el sistema de clarificación de agua de formación y deberá proponer en la oferta un mecanismo para la disposición final de sólidos mediante encapsulamiento, incineración, relleno sanitario, etc. PETROPRODUCCIÓN proporcionará el espacio físico para almacenar los sólidos en rellenos sanitarios.

APÉNDICE G

POZO REINYECTOR SSFD # 42A
ESTACION CENTRAL
PRESION DE CABEZA DE POZO (PSI) - PRESION DE DESCARGA DE PLANTA



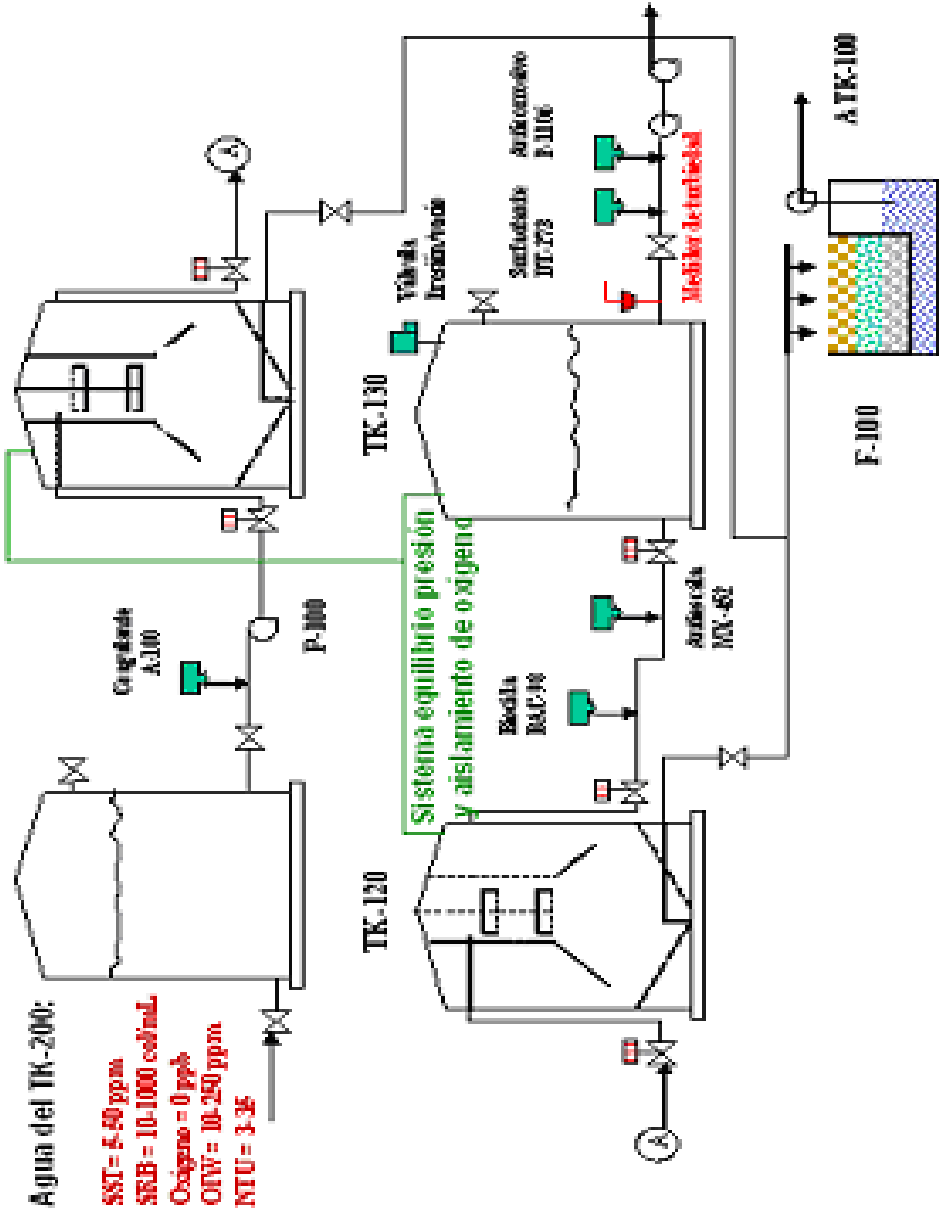
	Mar-02	Apr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Aug-02	Sep-02	Oct-02	Nov-02	Dic-02	Enr-03	Feb-03	Mar-03	Abr-03	May-03	Jun-03	Jul-03	Agg-03	Sep-03	Oct-03	Nov-03	Dic-03	
P-8 CABEZA PZ # 13	9903	1024	1145	1208	1307	1408	1508	1670	1741	1812	1941	2002	2102	2204	2305	2406	2507	2608	2709	2810	2911	3012	3112
DESCARGA DE UNIDAD WEATH # 1	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002	2002
REINYECCION DE AGUA	1380	1650	1650	1675	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1750	1750	1750	1800	1800	1800	1800	1800	1800
P-8 CABEZA PZ # 30	448	1131	11047	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977	10977
DESCARGA DE UNIDAD WEATHS	1100	1100	890	890	890	1000	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
REINYECCION DE AGUA	1350	1250	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
P-8 CABEZA PZ # 42	2291	8813	10218	10207	10109	8200	8672	8039	8785	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982	8982
DESCARGA DE UNIDAD WEATHS	1004	1250	1300	1162	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
REINYECCION DE AGUA	8999	1917	4622	8930	5476	7289	1095	3195	3101	3263	4039	3843	2215	1884	2013	4229	2058	2386	2074	2539	2004	2087	2014

APÉNDICE H
TUBERÍAS DE CÉDULA 40

Tamaño nominal de la tubería (pulgadas)	Diámetro exterior		Grosor de la pared		Diámetro interior			Área de flujo	
	(pulg)	(mm)	(pulg)	(mm)	(pulg)	(pie)	(mm)	(pie ²)	(m ²)
1/8	0.405	10.3	0.068	1.73	0.269	0.0224	6.8	0.000 394	3.660 × 10 ⁻⁵
1/4	0.540	13.7	0.088	2.24	0.364	0.0303	9.2	0.000 723	6.717 × 10 ⁻⁵
3/8	0.675	17.1	0.091	2.31	0.493	0.0411	12.5	0.001 33	1.236 × 10 ⁻⁴
1/2	0.840	21.3	0.109	2.77	0.627	0.0518	15.8	0.002 11	1.960 × 10 ⁻⁴
3/4	1.050	26.7	0.113	2.87	0.824	0.0687	20.9	0.003 70	3.437 × 10 ⁻⁴
1	1.315	33.4	0.133	3.38	1.049	0.0874	26.6	0.006 00	5.574 × 10 ⁻⁴
1 1/4	1.660	42.2	0.140	3.56	1.380	0.1150	35.1	0.010 39	9.653 × 10 ⁻⁴
1 1/2	1.900	48.3	0.145	3.68	1.610	0.1342	40.9	0.014 14	1.314 × 10 ⁻³
2	2.375	60.3	0.154	3.91	2.067	0.1723	52.5	0.023 33	2.168 × 10 ⁻³
2 1/2	2.875	73.0	0.203	5.16	2.469	0.2058	62.7	0.033 26	3.090 × 10 ⁻³
3	3.500	88.9	0.216	5.49	3.068	0.2557	77.9	0.051 32	4.768 × 10 ⁻³
3 1/2	4.000	101.6	0.226	5.74	3.548	0.2957	90.1	0.068 68	6.381 × 10 ⁻³
4	4.500	114.3	0.237	6.02	4.026	0.3355	102.3	0.088 40	8.213 × 10 ⁻³
5	5.563	141.3	0.258	6.55	5.047	0.4206	128.2	0.139 0	1.291 × 10 ⁻²
6	6.625	168.3	0.280	7.11	6.065	0.5054	154.1	0.200 6	1.864 × 10 ⁻²
8	8.625	219.1	0.322	8.18	7.981	0.6651	202.7	0.347 2	3.226 × 10 ⁻²
10	10.750	273.1	0.365	9.27	10.020	0.8350	254.5	0.547 9	5.090 × 10 ⁻²
12	12.750	323.9	0.406	10.31	11.938	0.9948	303.2	0.777 1	7.219 × 10 ⁻²
14	14.000	355.6	0.437	11.10	13.126	1.094	333.4	0.939 6	8.729 × 10 ⁻²
16	16.000	406.4	0.500	12.70	15.000	1.250	381.0	1.227	0.1140
18	18.000	457.2	0.562	14.27	16.876	1.406	428.7	1.553	0.1443
20	20.000	508.0	0.593	15.06	18.814	1.568	477.9	1.931	0.1794
24	24.000	609.6	0.687	17.45	22.626	1.886	574.7	2.792	0.2594

APÉNDICE I

PUNTOS DE INYECCION DE QUIMICOS



MONITOREO Y CONTROL DEL AGUA DE REINYECCIÓN

Los puntos de muestreo y el respectivo control se muestran en las siguientes tablas

Puntos de Muestreo
Ingreso al Tanque de Lavado
Salida del Tanque de Lavado.
Salida del Floculador
Salida del Tanque de Almacenamiento
Cabeza del Pozo Reinyector.

2.1- INGRESO TANQUE DE LAVADO.

Sólidos Totales Suspendidos	una vez por semana
Dureza Cálcica	una vez por semana
Alcalinidad	una vez por semana
Hierro	una vez por semana
H2O en el agua	una vez por semana
PH	Dos veces por semana
Temperatura	Dos veces por semana
Control de dosis	Diario

2.2 SALIDA TANQUE DE LAVADO.

Análisis físico – químico del agua	Mensual
Cultivo de bacterias	Mensual
Sólidos totales suspendidos	2 veces por semana
Dureza cálcica	1 vez por semana
Alcalinidad	1 vez por semana
Hierro	1 vez por semana
H2O disuelto en el agua	1 vez por semana
Ph	1 vez por semana
Residual de Fosfatos.	1 vez por semana
Residual de Bac 98	1 vez por semana
Aceite en el agua	Diario

2.3. SALIDA DEL FLOCULADOR.

Turbidez	Diario
Aceite en agua	Diario
Sólidos Totales suspendidos	Diario
Oxígeno disuelto en el agua	Diario
Control de dosis	Diario

2.4 SALIDA DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO

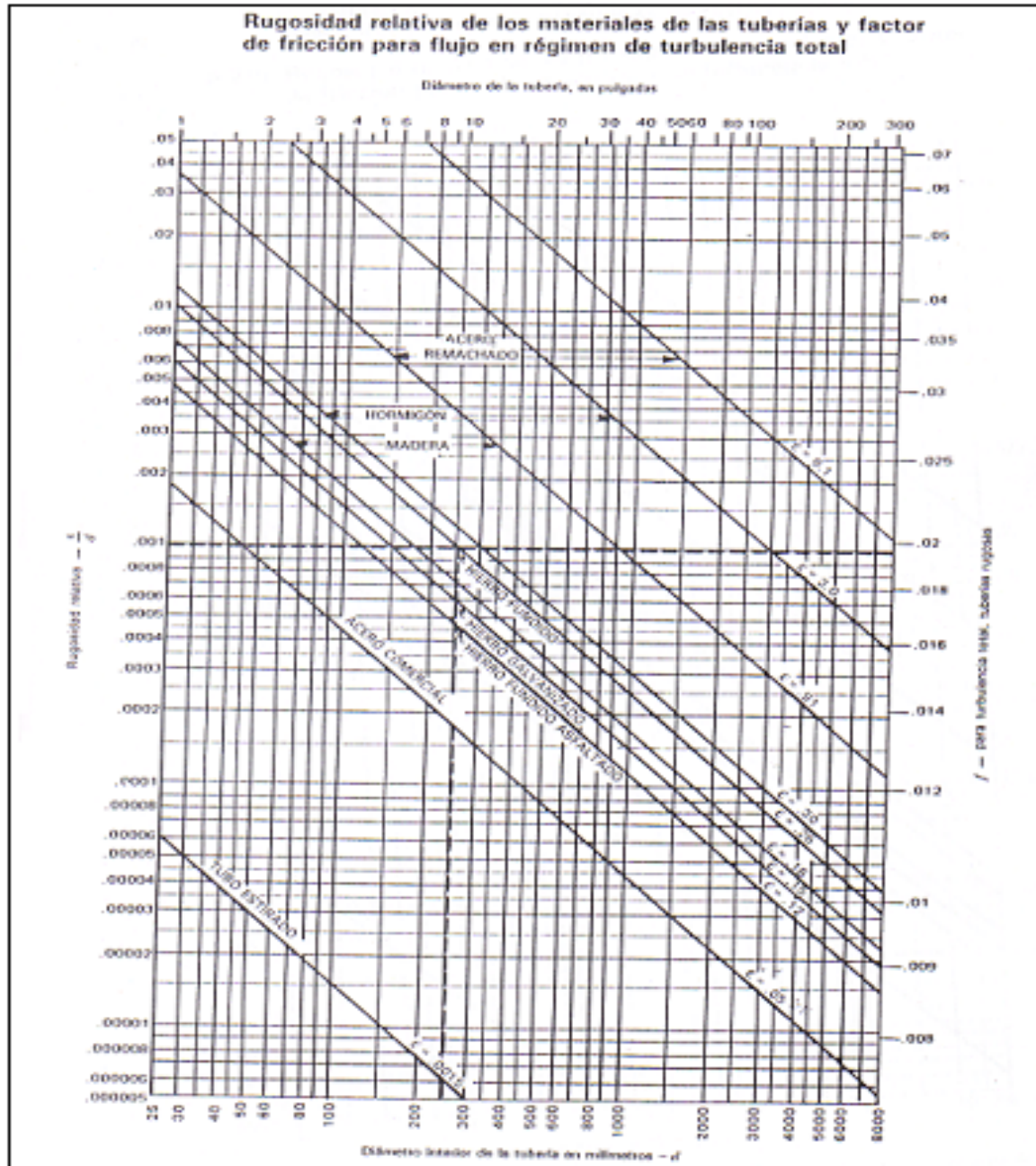
Análisis físico – químico del agua	Mensual
Sólidos totales suspendidos	Diario
Dureza cálcica	1 vez por semana
Alcalinidad	1 vez por semana
Hierro	1 vez por semana
H ₂ O disuelto en el agua	1 vez por semana
pH	Diario
Residual de fosfatos	1 vez por semana
Cultivo de bacterias	mensual

2.5.- CABEZA DE LOS POZOS.

Análisis físico – químico del agua	Mensual
Sólidos totales suspendidos	Diario
Dureza cálcica	1 vez por semana
Alcalinidad	1 vez por semana
Hierro	1 vez por semana
H ₂ O disuelto en el agua	1 vez por semana
Ph	Diario
Residual de fosfatos	1 vez por semana
Residual de aminos	1 vez por semana
Velocidad de corrosión (mpy)	trimestral
Turbidez	Diario
Aceite en agua	Diario
Oxígeno disuelto en el agua	Diario

APÉNDICE K

Propiedades Físicas de algunos fluidos y características del flujo en válvulas, accesorios y tuberías.



APÉNDICE L

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

Diámetro Nominal	mm pulg.	15	20	25	32	40	50	65, 80	100	125	150	200, 250	300-400	450-600
		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Factor de fricción (f_f)		0.27	0.25	0.23	0.22	0.21	0.19	0.18	0.17	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12

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

Fórmula 1

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

Fórmula 2

$$K_2 = \frac{0.5 (1 - \beta^2)}{\beta^4} \sqrt{\sec \frac{\theta}{2}} = K_2$$

Fórmula 3

$$K_3 = \frac{2.6 \left(\sec \frac{\theta}{2} \right) (1 - \beta^2)^2}{\beta^4} = K_3$$

Fórmula 4

$$K_4 = \frac{(1 - \beta^2)^2}{\beta^4} = K_4$$

Fórmula 5

$$K_5 = \frac{K_1}{\beta^4} + \text{Fórmula 1} + \text{Fórmula 3}$$

$$K_1 = \frac{K_5 + \sec \frac{\theta}{2} [0.8 (1 - \beta^2) + 2.6 (1 - \beta^2)^2]}{\beta^4}$$

Fórmula 6

$$K_1 = \frac{K_5}{\beta^4} + \text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}$$

$$K_1 = \frac{K_5 + 0.5 \sqrt{\sec \frac{\theta}{2}} (1 - \beta^2) + (1 - \beta^2)^2}{\beta^4}$$

Fórmula 7

$$K_1 = \frac{K_5}{\beta^4} + \beta (\text{Fórmula 2} + \text{Fórmula 4}), \text{ cuando } \theta = 180^\circ$$

$$K_1 = \frac{K_5 + \beta [0.5 (1 - \beta^2) + (1 - \beta^2)^2]}{\beta^4}$$

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

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

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

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

ESTRECHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



Si: $\theta < 45^\circ$ $K_1 = \text{Fórmula 1}$

$45^\circ < \theta < 180^\circ$ $K_1 = \text{Fórmula 2}$

ENSANCHAMIENTO BRUSCO Y GRADUAL



Si: $\theta < 45^\circ$ $K_2 = \text{Fórmula 3}$


$45^\circ < \theta < 180^\circ$ $K_2 = \text{Fórmula 4}$

APÉNDICE M

TUBERÍAS Y ACCESORIOS

VÁLVULAS DE MACHO Y LLAVES


Paso directo




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

tres entradas

Vista X X



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




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

Si: $\beta < 1$ $K_1 = \text{Fórmula 6}$


CODOS ESTÁNDAR

90°




$K = 30 f_T$

45°




$K = 16 f_T$

CONEXIONES ESTÁNDAR EN "T"



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

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°	$60 f_T$

ENTRADAS DE TUBERÍA


SALIDAS DE TUBERÍA

Con resalte




$K = 1.0$

De cantos vivos



$K = 1.0$


Redondeada



$K = 1.0$


ENTRADAS DE TUBERÍA

Con resalte hacia el interior



$K = 0.78$

A tope



Véanse los valores de K en la tabla

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

VÁLVULAS DE COMPUERTA
De cula, de doble obturador o tipo macho
técnico



Si $\beta = 1, \theta = 0 \dots \dots \dots K_v = 8 f_T$
 $\beta < 1$ y $\theta < 45^\circ \dots \dots \dots K_v = \text{Fórmula 5}$
 $\beta < 1$ y $45^\circ < \theta < 180^\circ \dots \dots K_v = \text{Fórmula 6}$

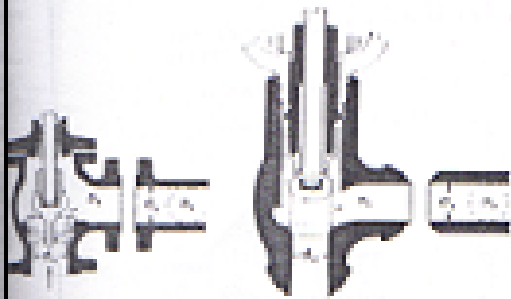
VÁLVULAS DE GLOBO Y ANGULARES



Si: $\beta = 1 \quad K_v = 140 f_T$



Si: $\beta = 1 \dots \dots K_v = 55 f_T$



Si: $\beta = 1 \dots \dots K_v = 130 f_T$ Si: $\beta = 1 \dots \dots K_v = 55 f_T$

Todas las válvulas de globo y angulares con asiento redondo o de rosca

Si: $\beta < 1 \dots \dots K_v = \text{Fórmula 7}$

VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO OSCILANTE



$K_v = 100 f_T$

$K_v = 50 f_T$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador

$100 \text{ m/s} = 45 \sqrt{F} \quad \dots \dots \dots = 35 \sqrt{F}$

$100 \text{ m/s} = 15 \sqrt{F} \quad \dots \dots \dots = 60 \sqrt{F}$

Vel. Regimada = $120 \sqrt{F} \quad \dots \dots \dots = 100 \sqrt{F}$

VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE OBTURADOR ASCENDENTE



Si: $\beta = 1 \dots \dots K_v = 600 f_T$

$\beta < 1 \dots \dots K_v = \text{Fórmula 7}$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador = $50 \beta \sqrt{F} \text{ m/s} \quad \dots \dots \dots = \beta \sqrt{F} \text{ pie/s}$



Si: $\beta = 1 \dots \dots K_v = 55 f_T$

$\beta < 1 \dots \dots K_v = \text{Fórmula 7}$

Velocidad mínima en la tubería para levantar totalmente el obturador = $170 \beta \sqrt{F} \text{ m/s} \quad \dots \dots \dots = \beta \sqrt{F} \text{ pie/s}$

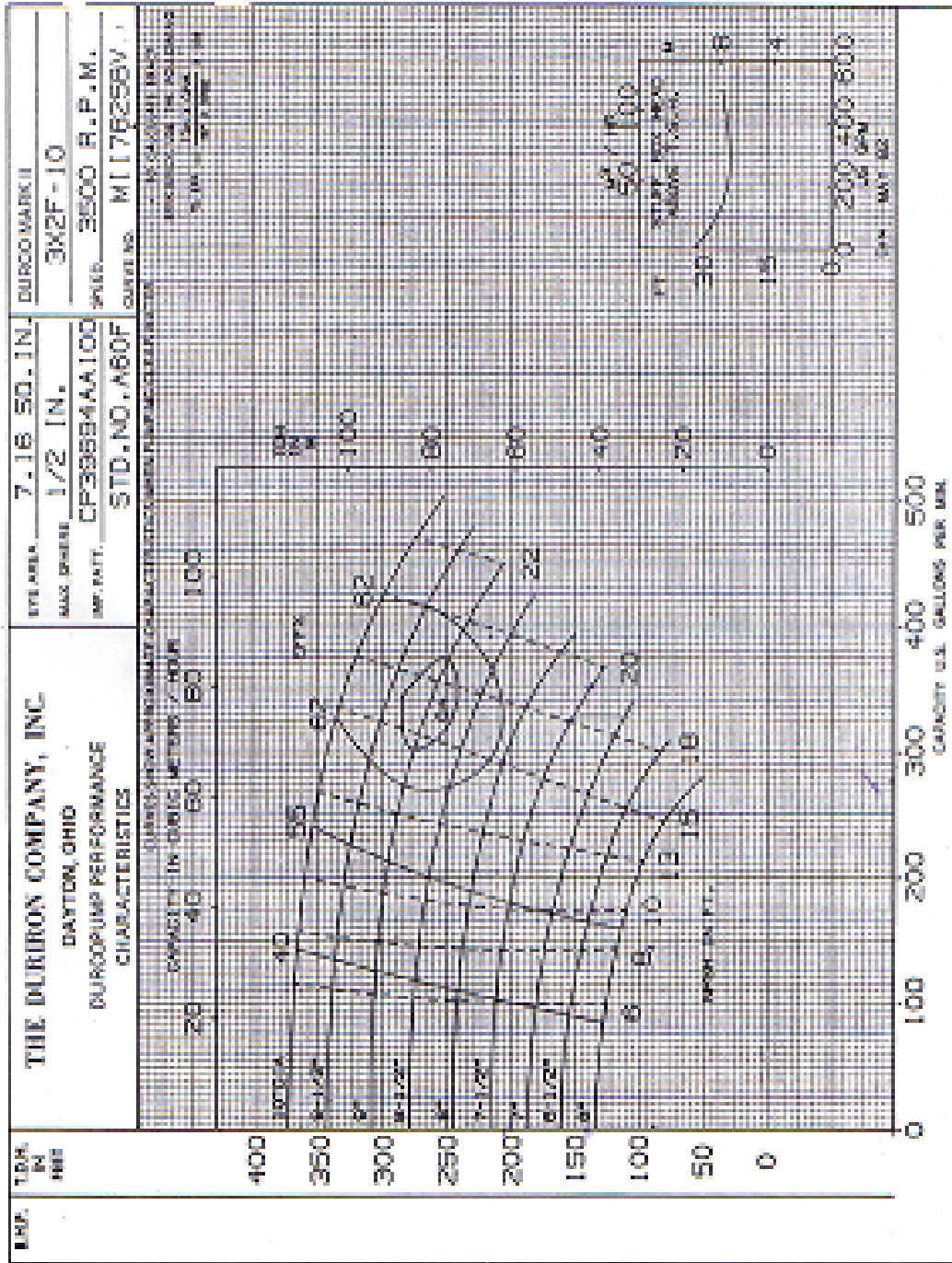
VÁLVULAS DE RETENCIÓN DE DISCO BASCULANTE



Para:

	$\alpha = 5^\circ$	$\alpha = 15^\circ$
50 mm (2") a 200 mm (8") A =	40 f_T	120 f_T
250 mm (10") a 350 mm (14") A =	30 f_T	90 f_T
400 mm (16") a 1200 mm (48") A =	20 f_T	60 f_T
Velocidad mínima en la tubería para abrir totalmente el obturador = 20 m/s	$100 \sqrt{F}$	$40 \sqrt{F}$
pie/s	$5 \sqrt{F}$	$10 \sqrt{F}$

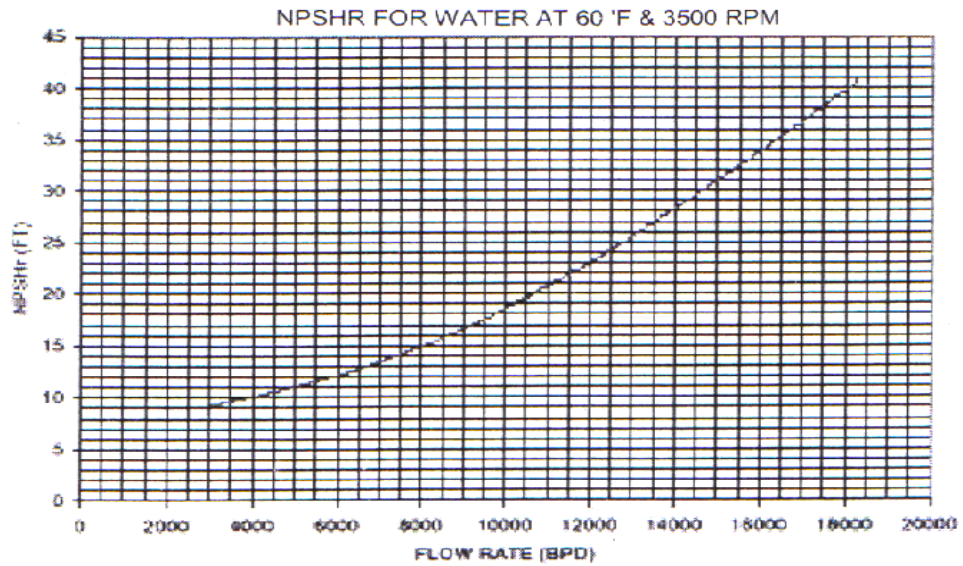
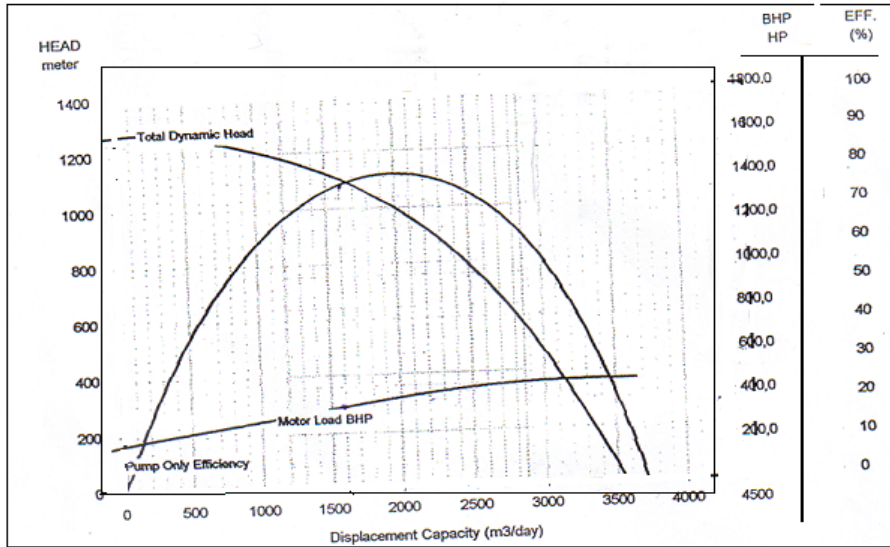
APÉNDICE N CURVA DE LA BOMBA BOOSTER



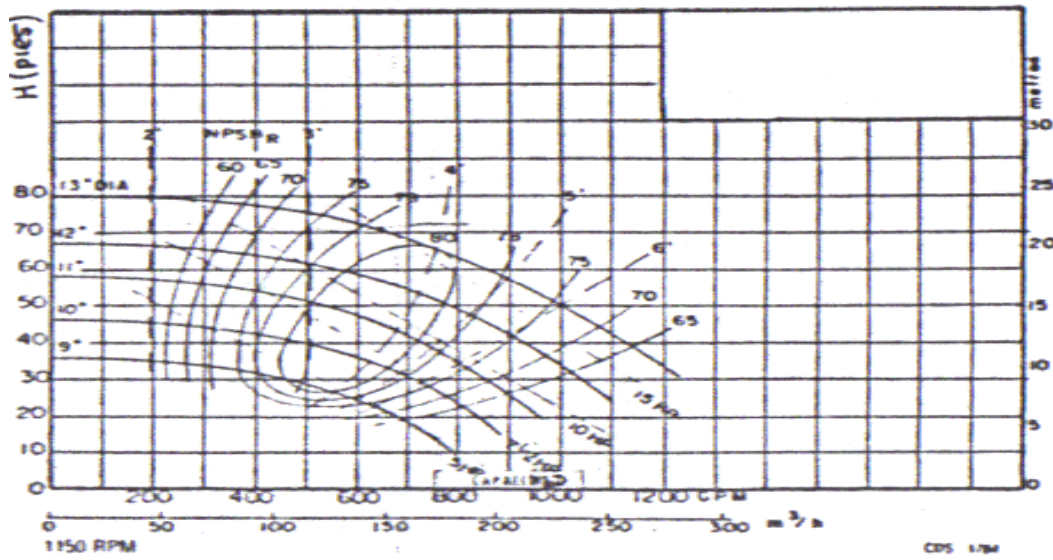
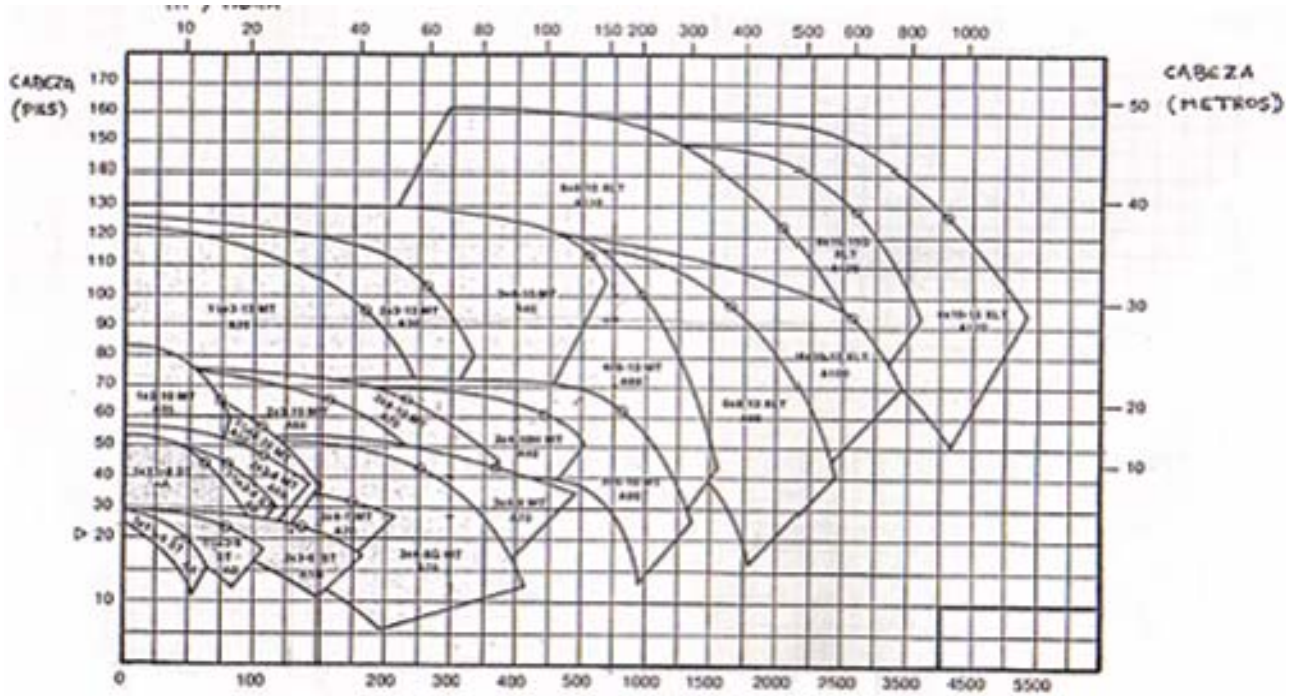
APÉNDICE Ñ

WEATHERFORD

Pump Performance Curve for TJ-1200, 40 Stages @3500 RPM, 60Hz

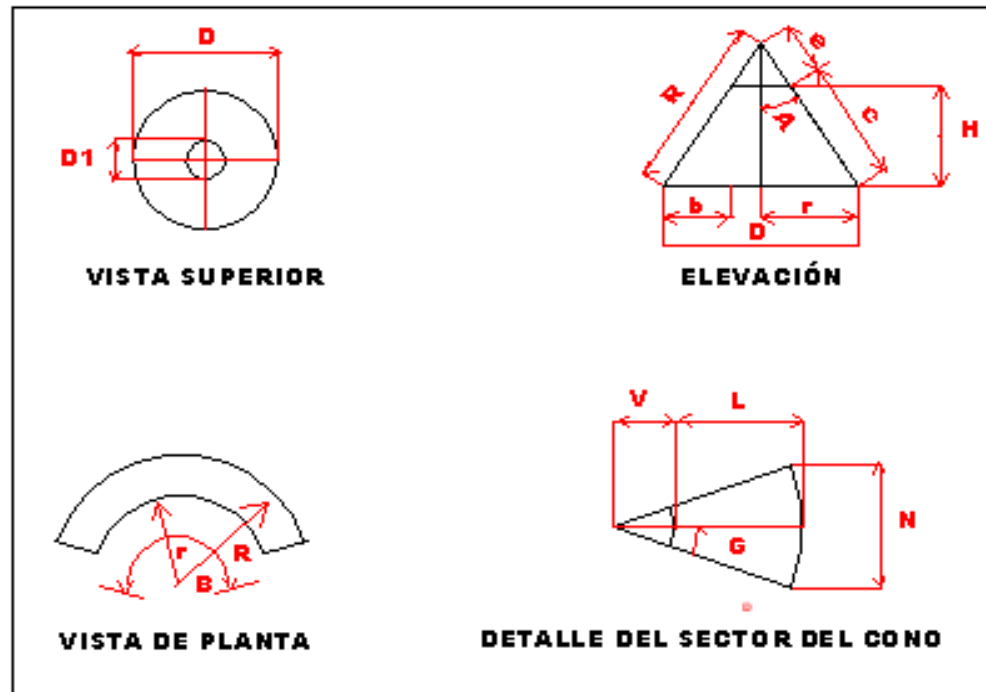


APENDICE O CURVA DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA EN LOS TANQUES



APÉNDICE P

Cálculo de la Estructura y Bafles del Tanque Clarificador.



Capacidad del Tanque: $V = 2500$ barriles

Diámetro externo mayor del Cono: $D = 8230$ mm

Diámetro externo menor del Cono: $D_i = 1240$ mm.

Altura del Cono: $H = 1002$ mm

Espesor: $t = 8,0$ mm.

Número de Sectores: $X = 22$.

$b = (D_n - D_{ni}) / 2 = 3495,0$ mm

$c = (H^2 + b^2)^{1/2} = 3635,8$ mm

$$r = D_n / 2 = 4111,0 \text{ mm.}$$

$$r_1 = D_{n1} / 2 = 616,0 \text{ mm}$$

$$\text{Angulo Alfa: } A = \text{Arc tg } \hat{A} = 74,0^\circ$$

$$\text{Angulo eta: } E = \text{Arc tg } \hat{E} = 16,0^\circ$$

$$\text{Radio pequeño: } e = r_1 / \text{Sen } A = 640,8 \text{ mm}$$

$$\text{Radio grande: } R = c + e = 4276,6 \text{ mm}$$

$$\text{Ángulo gama: } G = (D - 180) / 2 * R * X = 7,9^\circ$$

$$v = e * \text{Sen } (90 - G) = 634,8 \text{ mm.}$$

$$\text{Ancho lámina Normal: } N = 2 * R * \text{Sen } G = 1171,5 \approx 1180 \text{ mm}$$

$$\text{Ancho de Lámina de Traslape: } P = 2 * R * \text{Sen } G + 40 = 1211,5 \approx 1220 \text{ mm}$$

$$\text{Largo de Lámina: } L = R - V = 3641,8 \text{ mm}$$

$$\text{Angulo } \beta = (r / R) * 360 = 346,1 \text{ mm}$$

$$\text{Sin traslape } \text{Área por Sector (1)} = 2,4 \text{ mm}^2$$

$$\text{Con traslape } \text{Área por Sector (2)} = 2,6 \text{ mm}^2$$

$$\text{Peso unitario: Sector (1): } 148,4 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso unitario Sector (2): } 163,4 \text{ Kg.}$$

$$\text{Peso Total Sectores (Kg.): } 3429,4 \text{ Kg.}$$

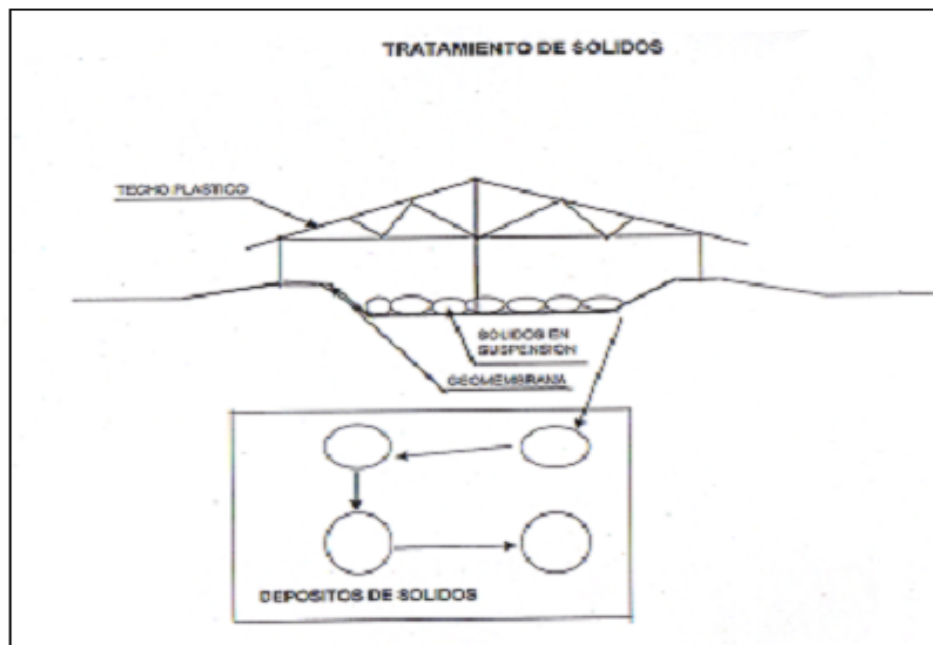
$$\text{Peso lámina Necesaria: (Kg): } 3693,0 \text{ Kg.}$$

$$\text{Porcentaje Desperdiciado (%): } 7,14 \text{ \%}$$

APÉNDICE Q

TRATAMIENTO DE SÓLIDOS

Los sólidos que se van depositando en la parte inferior de los tanques sedimentador y clarificador se dirigen por medio de un drenaje a una piscina de sólidos (ver la figura).- A está se la cubre en la parte superior con una geomenbrana con la finalidad de que los sólidos se asienten en está y de paso solo a la filtración de agua en el interior de la piscina.- La cantidad de agua que salga de este sumidero será devuelto a la recirculación al tanque de agua cruda por medio de una bomba.



Los sólidos que se asientan en la geomenbrana se acumularan en gran cantidad, para luego estos ser transportados a un mixer donde se encapsularán

los sólidos, con la única finalidad de que estos sean usados para un relleno sanitario.

El Encapsul ha sido creado a partir de la mezcla de varios minerales naturales (polisilicatos) que pueden ser empleados para encapsular – integrar física y químicamente – materiales tóxicos como metales pesados e hidrocarburos en partículas sólidas que impiden que los elementos contaminantes se propaguen y dañen el suelo.- Este producto, al englobar los agentes nocivos por medio de enlaces aniónicos, de coordinación y catión – dipolo, inmoviliza los componentes activos, limita su solubilidad y reduce su toxicidad.

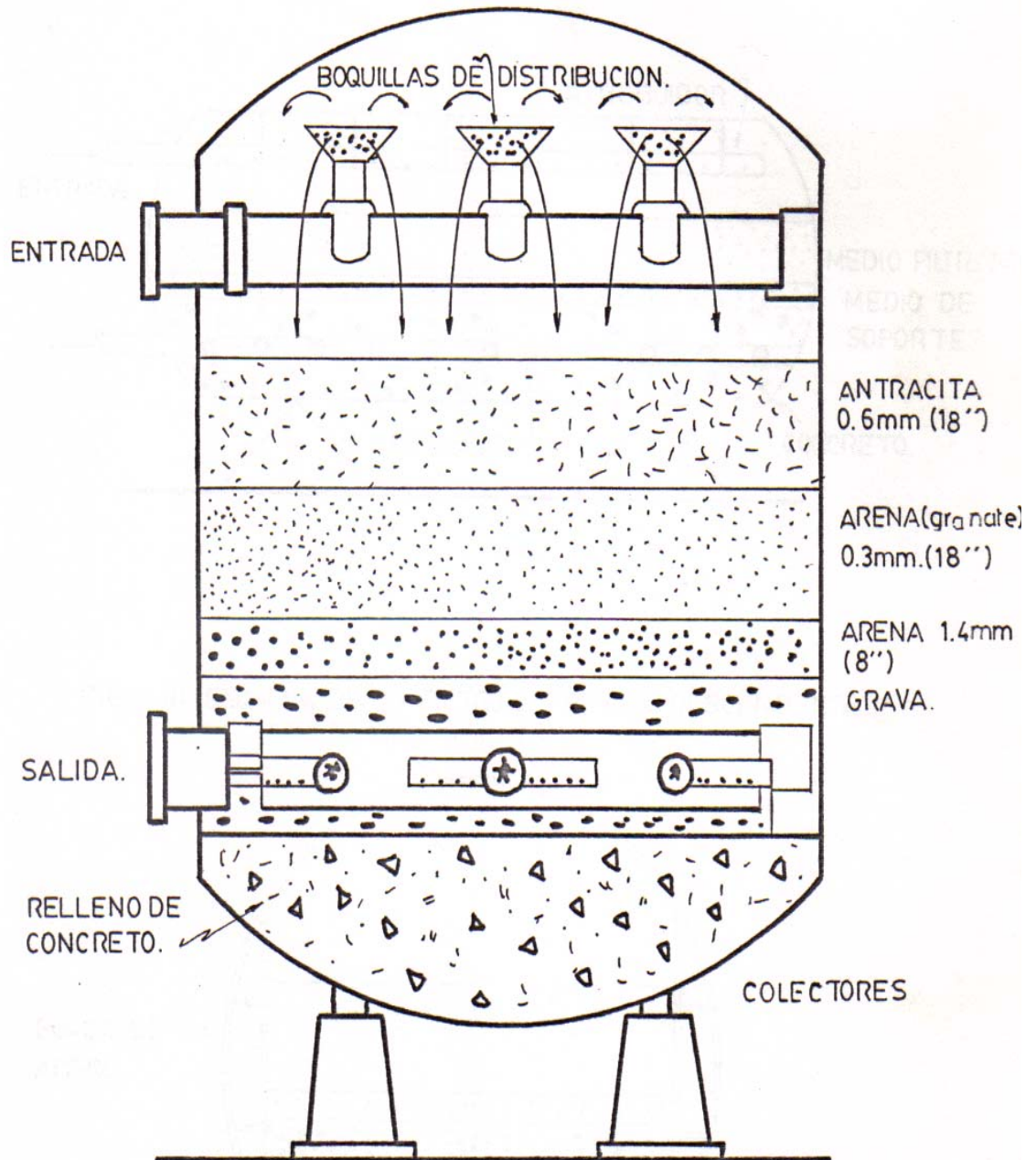
Como resultado de estos enlaces casi inseparables, que soportan presiones de 1.45 Mlb /pul² y temperaturas de hasta 800 °C, el suelo afectado recupera sus características originales, sin alterar su estabilidad, régimen hídrico y funciones físico - químicas. Esto facilita el proceso de revegetación.

En resumen, este encapsulador presenta varios beneficios:

1. Inmoviliza metales pesados.
2. Impide la migración de los materiales tóxicos de los residuos de hidrocarburos hacia el medio ambiente.
3. Degrada los hidrocarburos.
4. Restaura las propiedades originales de los suelos contaminantes.

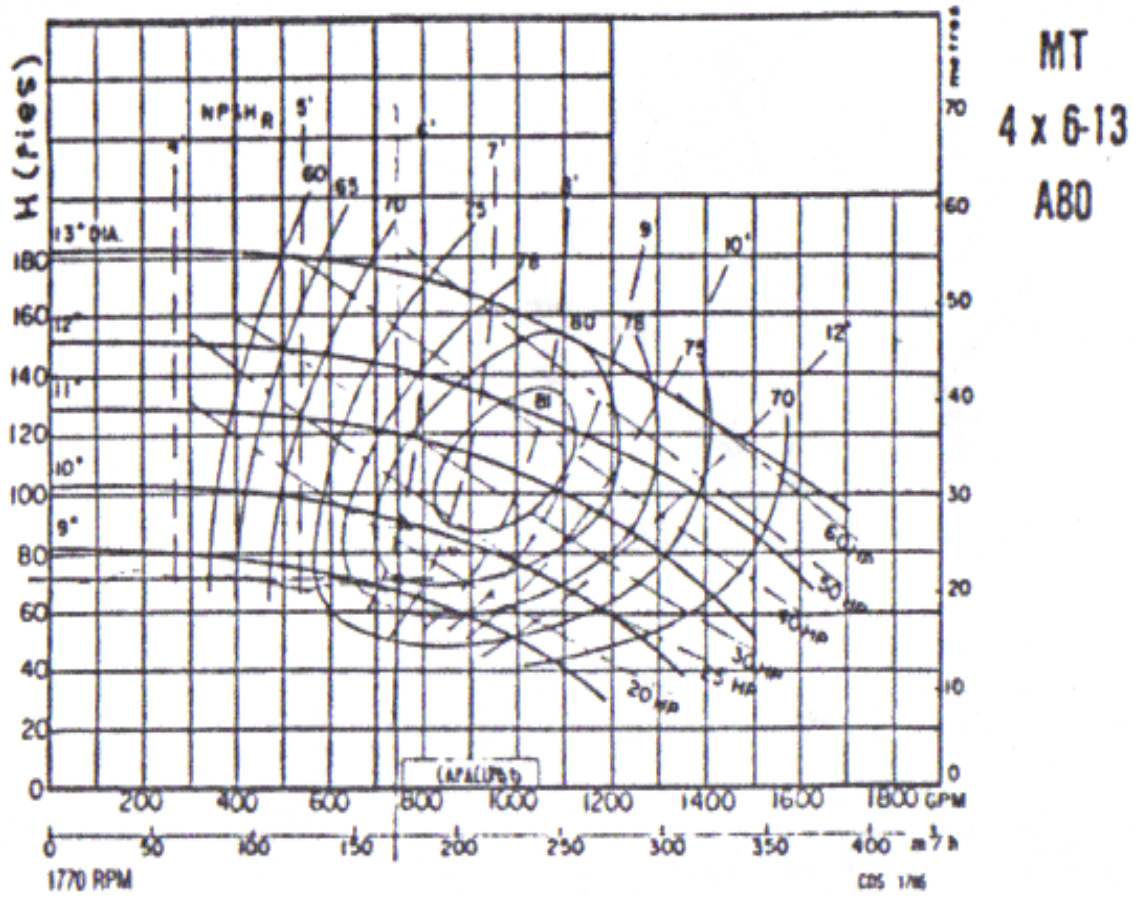
APENDICE R

FILTRO DESCENDENTE (MULTIMEDIA FILTER)

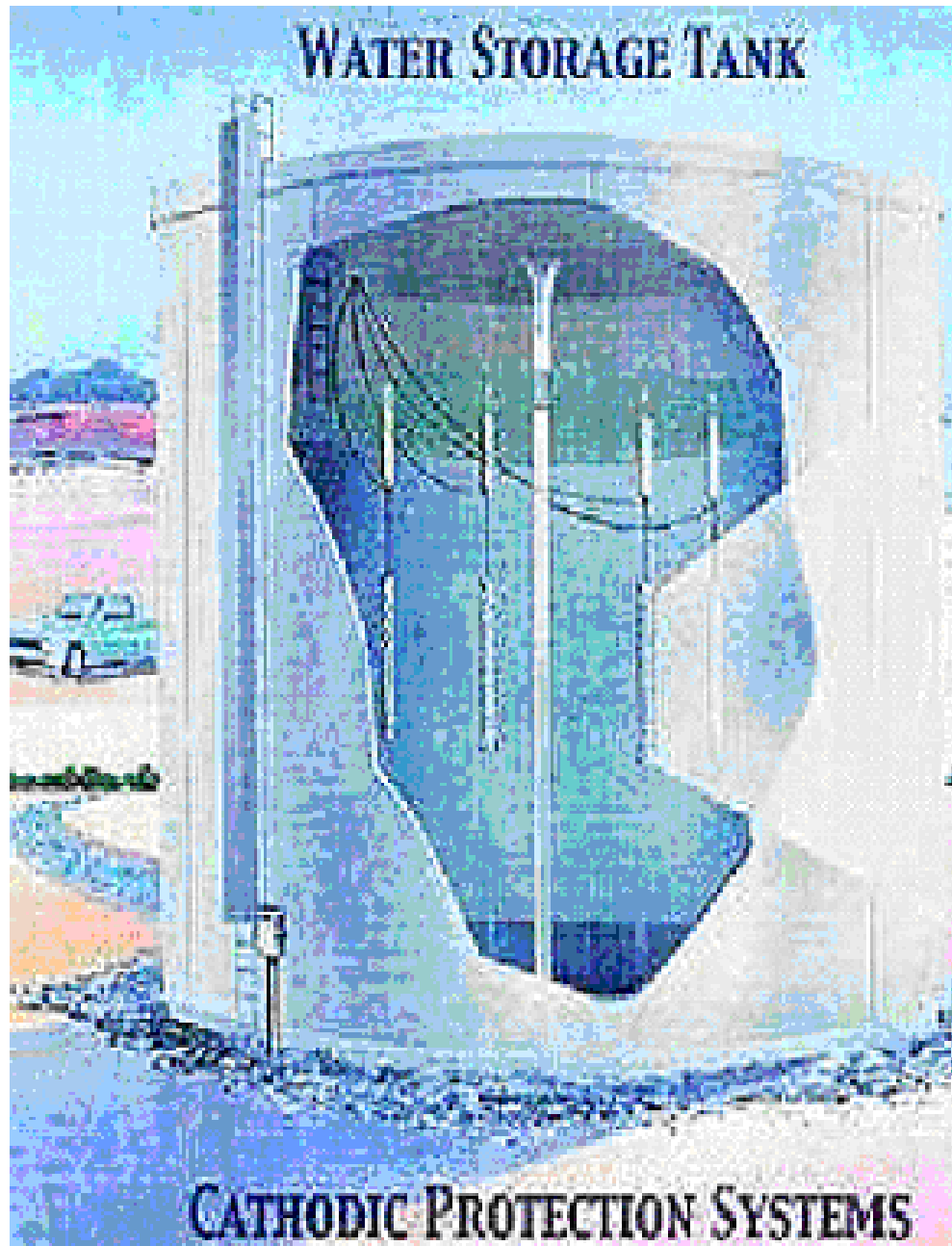


APÉNDICE S

CURVA DE LA BOMBA DE TRANSFERENCIA EN LOS FILTROS



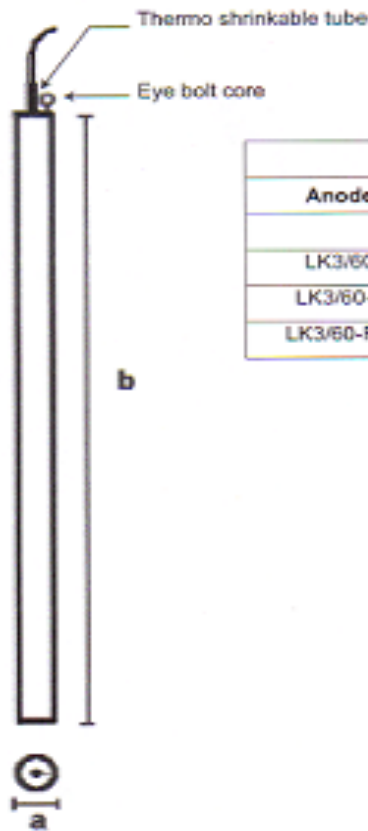
APÉNDICE U
PROTECCIÓN CATÓDICA EN TANQUES.



GALVALUM III ALUMINIUM ANODES ALLK3/60

CATHODIC PROTECTION OF INTERIOR BOTTOM OF OIL TANKS

These anodes are especially manufactured for protecting the interior bottom of oil tanks from the corrosive action of the saltwater mixed with crude oil. In order to get the best results from these anodes and achieve the normal operating conditions, the anodes should always be submerged in water. Regarding the installation and fixation, an eye bolt core is provided for hanging the anode from a steel wire rather than from the HMWPE connection cable. This improves the safety conditions of the oil tank as it protects the HMWPE cable from being torn off causing the anode to fall and therefore provoking a spark inside the tank. The anodes are also provided with a thermo shrinkable tube which protects the HMWPE cable and seals the connection anode-cable.



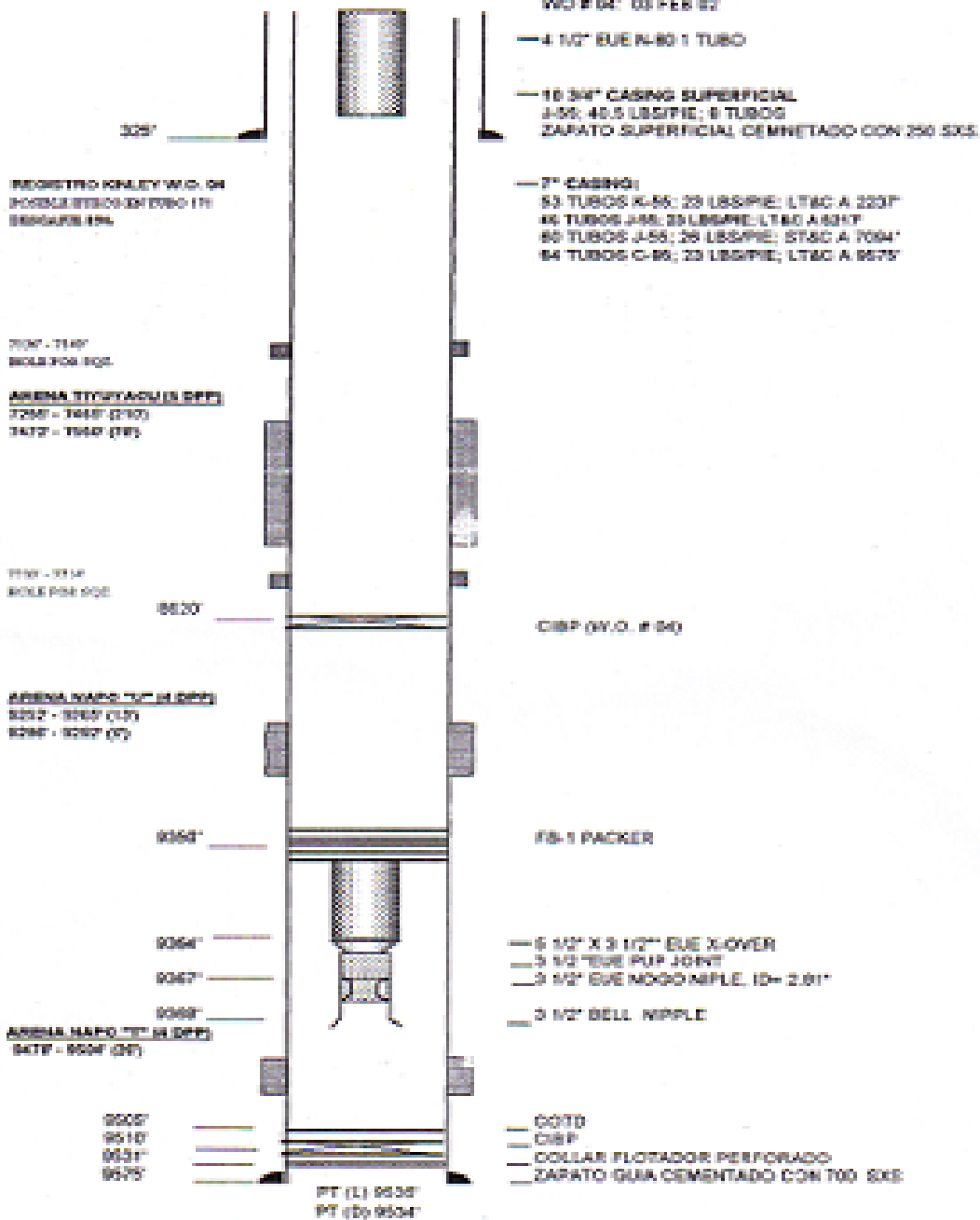
Anode	DIMENSIONS					
	a		b		Net weight	
	mm	in	mm	in	kg	lb
LK3/60	76	3	1520	60	18.7	41.2
LK3/60-3	76	3	1520	60	23.5	52
LK3/60-RH	76	3	1520	60	19	41

Dimensions and weight should be considered with the typical tolerances for cast pieces.

ANEXO V

SSFD - 33 WD - 04

FECHA COMPLETACION: 28 JUL 1973
 WD # 01: 19 MAY 61
 WD # 03: 31 OCT 64
 WD # 04: 03 FEB 67



SSFD - 42-A
WO - 06

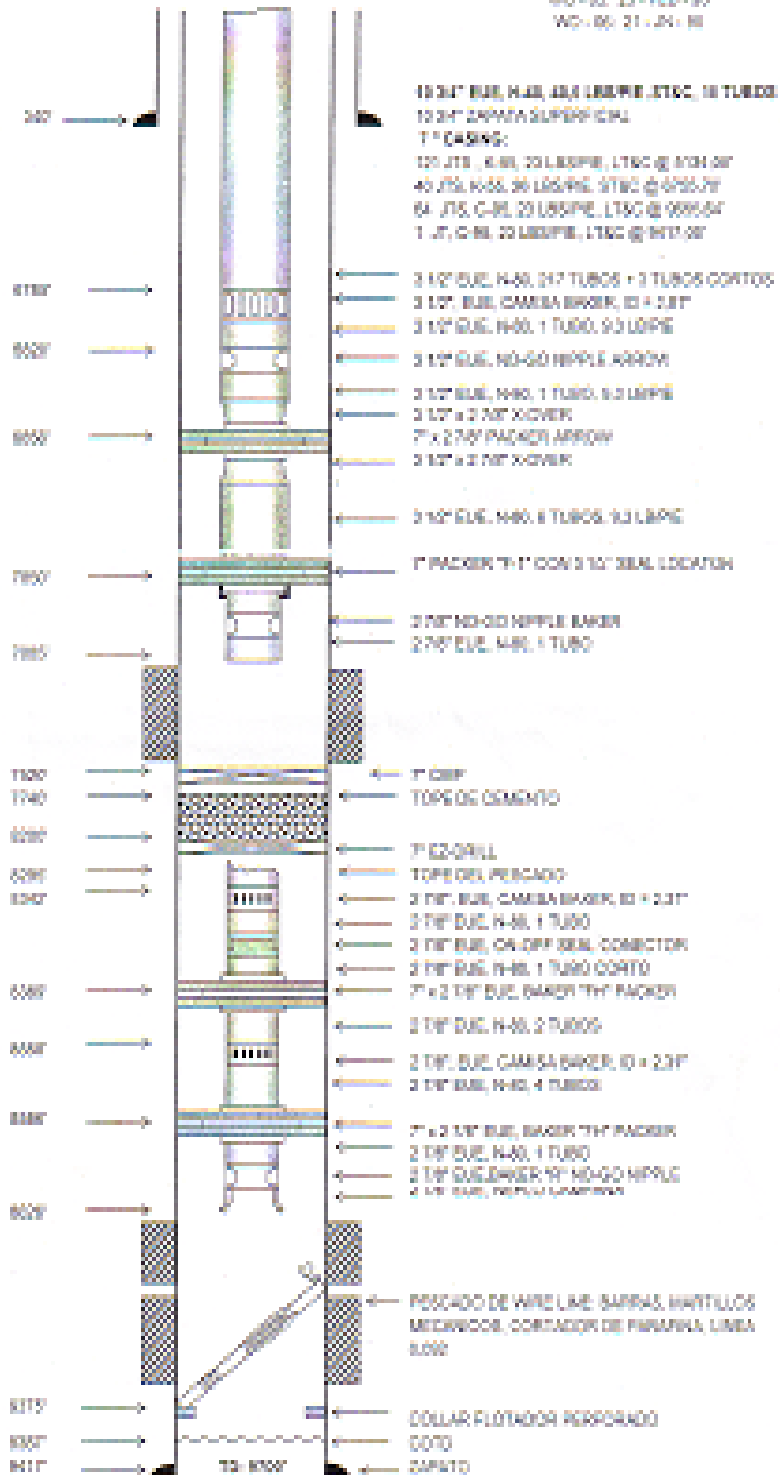
FECHA DE COMPLETACION: 12 - NOV - 73
 WO - 04 - 07 - E - M - 01
 WO - 05 - 23 - FEB - 66
 WO - 06 - 21 - JUN - 68

RTD: 844.11'
 OLB: 828.25'

AREA TORCAGUILLADO
 742 - 752 (M2)
 764 - 772 (M2)
 782 - 792 (M2)
 797 - 797 (M2)

AREA T1 (BOP)
 802 - 821 (11)
 822 - 822 (11)

AREA T2 (BOP)
 818 - 822 (14)
 822 - 822 (14)
 824 - 824 (14)



SHUSHUFINDI -13

