



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Dimensionamiento de un Sistema de Tratamiento de Agua de Formación Previo a su Disposición para un Campo en el Oriente Ecuatoriano”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

Jefferson López Cedeño
John Peter Murillo Portero

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2002



AGRADECIMIENTO



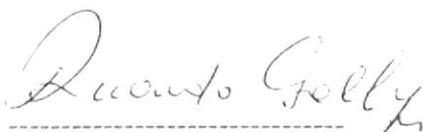
A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y especialmente al Ing. Ricardo Gallegos Director de Tesis, por su Invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A NUESTROS PADRES
A NUESTROS HERMANOS
A NUESTROS COMPAÑEROS
A NUESTROS AMIGOS

TRIBUNAL DE GRADUACION

Ing. Edison Naverrete C.
DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE



Ing. Ricardo Gallegos O.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Gabriel Colmont M.
VOCAL

Ing. Jose Cabezas P.
VOCAL

DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL ”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Jefferson López Cedeño

John Peter Murillo Portero

RESUMEN

El presente trabajo desarrollo el diseño de un sistema de tratamiento de agua de formación previa a su disposición para un campo en el Oriente Ecuatoriano, tratando de ajustar el diseño a las condiciones locales y a las necesidades de nuestro País, enfocado principalmente el tratamiento químico, teniendo como finalidad reducir los impactos ambientales en la zona y prolongar la vida de los equipos.

En su primera parte se revisan todos los fundamentos teóricos para el diseño del sistema; el tratamiento y desecho de grandes cantidades de agua; los análisis respectivos de las muestras de agua de formación y los tipos de sistemas. Posteriormente se realiza una breve revisión de las regulaciones nacionales en lo que concierne al desecho del agua de producción para luego, con la caracterización del fluido a tratar, realizar la selección y dimensionamiento de los equipos del sistema.

Finalmente se muestra el correspondiente monitoreo del sistema y los costos del proyecto.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGIA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE QUÍMICA.....	3
1.1 Muestreo y análisis de agua formación.....	12
1.1.1 Muestreo del agua.....	13
1.1.2 Análisis de aguas de campo.....	13
1.1.3 Propiedades físicas y químicas.....	16
1.1.4 Constituyentes y propiedades primarias.....	18
1.2 Procesos del tratamiento del agua.....	28
1.3 Piscinas de secado.....	29
1.4 Tratamiento químico del agua.....	31
1.4.1 Tratamiento químico de producción.....	31

1.5 Formación de escalas.....	32
1.5.1 Escalas comunes.....	34
1.6 Tecnología del procesamiento del agua.....	46
1.6.1 Remoción de gases disueltos.....	46
1.7 Sistemas de reinyección de aguas.....	49
1.7.1 Aguas en formaciones sensitivas.....	50
1.8 Tratamiento e inyección de grandes cuerpos de agua.....	51
1.9 Sistemas de reinyección de aguas producidas.....	54
1.10 Sistemas de desechos de aguas.....	57
1.11 Corrosión.....	58
1.11.1 La corrosión requiere energía.....	60
1.11.2 Procesos de corrosión.....	61
1.11.3 Factores que afectan la corrosión.....	66
1.11.4 Efectos de algunas variables físicas.....	73
1.11.5 Formas de corrosión.....	78

CAPITULO 2

2. PROBLEMAS ACTUALES EN UN CAMPO EN EL ORIENTE

ECUATORIANO.....	85
2.1 Volúmenes de agua que maneja el campo.....	86
2.2 Dureza del agua.....	93
2.3 Salinidad.....	94
2.4 Aspectos ambientales.....	94
2.4.1 Manejo y tratamiento de descargas líquidas.....	94
2.4.2 Reinyección de aguas y desechos líquidos.....	95
2.4.3 Instalaciones de producción	97
2.5 Aspectos técnicos y económicos de un tratamiento actual.....	99

CAPITULO 3

3. MÉTODOS Y PROCESOS APLICABLES.....	101
3.1 Caracterización del fluido a tratarse.....	105
3.2 Procedimientos para análisis de muestras de agua de formación.....	112
3.3 Tratamiento químico del agua de producción	121
3.4 Dimensionamiento y selección de los sistemas.....	129

CAPITULO 4

4. MONITOREO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....153

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....169

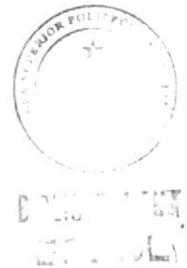
APENDICES

BIBLIOGRAFÍA



ABREVIATURAS

atm.	Atmósfera
Atp	Área del tanque de pulido
Af	Área del filtro
BAPD	bapd Barriles de agua por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BFPD	Barriles de fluido por día
cc	Centímetro cúbico
C	Constante (depende del tipo de material y uso de tuberías)
Df	Diámetro del filtro
Dtp	Diámetro del tanque de pulido
exp.	Exponente
ft	Pies
gpm	Galones por minuto
Δh	Diferencia de altura
htp	Altura de tanque de pulido
mg	Miligramos
NPSHD	Cabeza neta positiva de succión de descarga
NPSHR	Cabeza neta positiva requerida
Ta	Tanque de almacenamiento
L	Longitud
ppm	Partes por millón
Ptp	Presión del tanque de pulido
Pta	Presión del tanque de almacenamiento
ΔP	Caída de presión
ΔP_{sf-ta}	Caída de presión desde la salida del filtro hasta la entrada del Tanque de almacenamiento
Psi	Unidad de presión
Qi	Capacidad individual del filtro en condiciones de operación
Qt	Volumen de entrada a la planta
Qw	Rata de flujo por día
Qa	Carga hidráulica máxima
Vtp	Volumen del tanque de pulido
v	Velocidad



SIMBOLOGIA

Al	Aluminio
Ba	Bario
°C	Grados Centígrados
C	Carbono
Cl	Cloro
\emptyset	Diámetro
e	Electrón
Fe	Hierro
°F	Grados Fahrenheit
k	Permeabilidad absoluta
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
k_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo
H	Hidrógeno
h	espesor de la formación
Na	Sodio
N	Nitrógeno
O ₂	Oxígeno
P	Fósforo
Q _w	Rata de flujo
r	Radio externo del banco de agua
r_w	Radio del pozo
r_e	Radio externo del banco de petróleo
μ_o	Viscosidad del petróleo a condiciones de reservorio
μ_w	Viscosidad del agua a condiciones de reservorio
S	Azufre
ΔP	Diferencia de presión
BHP	Presión De inyección en el fondo del pozo
WHP	Presión en la cabeza del pozo
Pd	Presión de descarga



INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Escala del Ph	12
Figura 1.2 Piscina de secado.....	30
Figura 1.3 Ciclo de corrosión.....	61
Figura 1.4 La celda de corrosión.....	66
Figura 1.6 Corrosión del acero en agua potable.....	69
Figura 1.7 Efecto de la temperatura en la corrosión.....	74
Figura 1.8 Celda de corrosión en aceros bajos.....	78
Figura 1.9 Daño por Hidrógeno.....	81
Figura 1.10 Limite de estrés.....	82
Figura 2.1 Incremento del BSW por año.....	87
Figura 2.2 Incremento de los fluidos por año.....	87
Figura 3.1 Curva de funcionamiento de bomba GC – 4100.....	149
Figura 3.2 Curva de funcionamiento de bomba GC – 1150.....	151
Figura 4.1 Tipos de Cupones de corrosión.....	158

INDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Ácidos comunes.....	7
Tabla 2	Propiedades de mezclas soluciones y compuestos.....	8
Tabla 3	Mediciones en sitio.....	14
Tabla 4	Constituyentes y propiedades primarias.....	19
Tabla 5	Escalas comunes en campos petroleros.....	35
Tabla 6	Solubilidades Comparativas.....	41
Tabla 7	Historia promedio anual.....	86
Tabla 8	Datos petrofísicos de la formación Hollín.....	88
Tabla 9	Datos petrofísicos de la formación Tiyuyacu.....	90
Tabla 10	Datos petrofísicos de formación Orteguzaza.....	91
Tabla 11	Desechos caracterizados como peligrosos.....	96
Tabla 12	Tratamiento químico del agua de producción.....	125
Tabla 13	Dosificación química.....	126
Tabla 14	Dimensionamiento de tuberías tramo A.....	130
Tabla 15	Descripción aproximada del sistema desde la salida del tanque de pulido hasta la entrada al tanque de almacenamiento.....	132
Tabla 16	Dimensión de tuberías tramos (B, C, D, E, F).....	135
Tabla 17	Dimensión de tuberías tramos (H, I, J, K)	140
Tabla 18	Dimensión de tubería desde la salida del tanque de almacenamiento hasta la entrada de la bomba de alta presión.....	143
Tabla 19	Dimensión de la línea de alta presión desde la salida de la bomba hasta el pozo reinyector.....	144
Tabla 20	Calculo de la presión de descarga.....	146
Tabla 21	Características de la bomba GC – 4100.....	150
Tabla 22	Características de la bomba GC – 1150.....	152
Tabla 23	Costos del proyecto.....	168

INTRODUCCIÓN

Actualmente el campo tiene una producción de 1200 BAPD, volumen que proyectado al 2010 será de 4500 BAPD.

El manejo del agua de formación presenta grandes problemas por su alto contenido de sólidos en suspensión; sólidos disueltos; petróleo disperso; materiales pesados y un desarrollo bacterial acelerado.

Considerando las regulaciones nacionales en materia hidrocarburífera, en lo que respecta al manejo de desechos líquidos resultantes de los procesos, las cuales mencionan que toda agua de formación debe ser tratada y reinyectada a un acuífero específicamente de desecho, es importante en el caso objeto del presente estudio, dimensionar un sistema de tratamiento de agua de formación para los volúmenes proyectados a efectos de evitar daños al medio ambiente.

Para realizar el dimensionamiento de los equipos del sistema, se debe analizar el agua de formación del campo en mención. Los análisis del agua de formación comprenden: análisis físico-químicos y biológicos, los cuales nos darán la caracterización del fluido, y así realizar el tratamiento químico para nuestra agua de formación.



En base a estos análisis realizamos el dimensionamiento de los equipos del sistema de reinyección de agua de formación.

Una vez que el sistema este en funcionamiento se debe realizar un monitoreo del mismo con la finalidad de llegar a la dosificación química exacta.



CAPITULO 1

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE QUÍMICA⁷

Para un manejo adecuado de volúmenes de agua y sus problemas, debemos conocer la química básica aplicada al agua. A continuación resumimos los siguientes principios básicos.

Elementos y Compuestos

La materia esta constituida de elementos y compuestos. Un elemento es una sustancia que no se puede separar en sustancias mas simples por medios químicos.

Un compuesto es una sustancia formada por átomos de dos o más elementos químicamente combinados en proporciones definidas por peso.

Mezclas

Una mezcla es compuesta de dos o mas sustancias que conservan sus propiedades.

Moléculas y Pesos Moleculares

Una molécula es un agregado de por lo menos dos átomos en una configuración definida, mantenidos juntos por fuerzas químicas.

El término peso molecular se ha utilizado también como sinónimo de masa molecular. La masa molecular es la suma de las masas atómicas (en uma) en una molécula.

Por ejemplo, la masa molecular del H₂O es:

$$2 \times (1.008 \text{ uma}) + 16 \text{ uma} = 18.02 \text{ uma}$$

El Mol

Mol se define como la cantidad de sustancia compuesta por entidades elementales (átomos, moléculas u otras partículas), como hay átomos en 0.012 Kg. (12g) de carbono 12. Esta es una unidad fundamental del SI, abreviada " mol ". El valor aceptado en la actualidad es:

1 mol = 6.02×10^{23} partículas.

La masa de una mol de átomos de un elemento puro es numéricamente igual al peso atómico de aquel elemento (en una), expresado en gramos. Por ejemplo Na elemental contiene 6.02×10^{23} átomos de sodio y tiene una masa de 23.0 gramos.

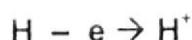
Similarmente, una mol de iones contiene 6.02×10^{23} iones y este número de iones tiene una masa igual a la masa atómica molecular expresada en gramos. Tratando con gases, hay que tener cuidado, sabiendo que unos gases existen como átomos y otros como moléculas que contienen 2 átomos.

Iones y Valencias

Como se estableció, los átomos son hechos de protones, neutrones y electrones, cada átomo tiene igual número de protones y electrones, así sus cargas se equilibran y la carga neta es cero. Si un átomo pierde o gana electrones, ocurrirá un desequilibrio en las cargas, conociendo que el número de protones en el núcleo permanece constante. En consecuencia, si un átomo gana electrones, tendrá una carga neta negativa, si pierde electrones tendrá una carga neta positiva. Cuando esto ocurre, el átomo ya no será llamado átomo, este se convierte en ion el cual puede estar definido como un átomo o un grupo de átomos que

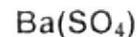
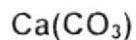
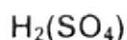
contienen una carga eléctrica. Se llama **CATION** al Ion con carga positiva, y **ANION** al Ion con carga negativa.

La cantidad de carga se llama valencia y es una medida de la combinación de la energía química de los elementos. Cuando el hidrogeno se ioniza pierde su electrón y tiene carga neta positiva o valencia $+ 1$.



Radicales

Un radical es un grupo de átomos que se encuentran en unos compuestos que reaccionan como una unidad, por ejemplo como si fuera un solo átomo o Ion. Los radicales en los compuestos siguientes son incluidos en paréntesis cada radical mostrado tienen una valencia de -2 .



ácido sulfúrico

carbonato de calcio

sulfato de bario

Si estos compuestos fueran ionizados encontraríamos que los radicales se comportan como aniones poli atómico:



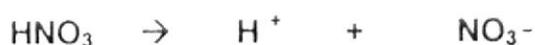
Ion sulfato



Ion carbonato

Ácidos

Un ácido es una sustancia capaz de liberar iones hidrogeno. Los ácidos neutralizan las bases para producir sales y agua, e ionizan o disocian en agua. La ionización de ácido nítrico en agua se da como sigue:



Algunos ácidos comunes son incluidos en la tabla 1

TABLA 1
ÁCIDOS COMUNES

ACIDO	SIMBOLO
Clorhídrico	HCl
Carbónico	H ₂ CO ₃
Sulfúrico	H ₂ SO ₄
Nítrico	HNO ₃
Fosfórico	H ₃ PO ₄

Bases

Una base se define como una sustancia que libera iones hidróxidos (OH⁻) cuando se disuelve en agua. Una base es comúnmente definida como sustancia que se separa cuando se disuelve en agua para producir iones hidroxidos.

Por ejemplo:



Hidroxido de sodio ion sodio ion hidroxilo

Sales

Una sal es un compuesto iónico con un catión derivado de una base y un anión derivado de un ácido .

Soluciones

Soluciones son mezclas homogéneas de dos o más sustancias. Están como compuestos en los cuales son homogéneos y como mezclas en las cuales las relativas proporciones de constituyentes son variables.

Una solución es formada cuando azúcar es disuelta en agua. Es perfectamente uniforme y homogénea, al saborear varias muestras de la solución, deduciremos que cada una tiene el mismo grado de dulzura. La cantidad de azúcar que podemos disolver en 100 ml de agua es variable; 1 gramo, 10 gramos, o 60 gramos de azúcar en agua. A esta cantidad limitante es definida como **SOLUBILIDAD** de azúcar en agua a esa temperatura.

TABLA 2

PROPIEDADES DE MEZCLAS, SOLUCIONES Y COMPUESTOS

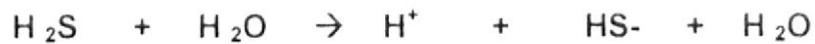
Mezclas	Soluciones	Compuestos
- No siempre son homogéneas - Proporción variables de los elementos	- Homogéneas - Proporción variables de los elementos	- Homogéneas - Proporciones fijas de los elementos

El material disuelto en una solución es llamado **SOLUTO**. El agua es el medio de solución y se llama **SOLVENTE**.

La mayoría del agua contiene considerables cantidades de diferentes impurezas disueltas que existen como iones. Así, un análisis de agua es una lista de tipos y cantidades de iones diferentes que están presentes en el agua de interés.

Otro tipo de solución muy importante en la química industrial del agua es cuando un gas está disuelto en agua. Los tres gases de mayor interés en la industria petrolera son oxígeno, dióxido de carbono, y sulfuro de hidrógeno. El problema primario asociado con estos gases es que tienden a hacer al agua más corrosiva. Así, estamos usualmente interesados en conocer la cantidad de gases disueltos, como la cantidad de otras impurezas, presentes en una muestra dada de agua. El oxígeno se

disuelve en agua como una molécula de oxígeno, O_2 . Dióxido de carbono CO_2 y sulfuro de hidrogeno H_2S , ionizan parcialmente al disolverse en agua, resultando una mezcla de gases, moléculas e iones disueltos.



Las cantidades relativas de CO_2 y H_2S , o H_2S y HS^- en el agua son dictadas por el pH del agua.

El dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrogeno (H_2S) son también conocidos como gases ácidos por producir iones de hidrogeno (H^+) al disolverse en el agua, haciendo así el agua mas ácida.

Partes por millón

Es un término sin dimensiones de concentración que expresa el número de unidades de peso de soluto por millón de unidades de peso de solución expresado como (ppm).

Un ppm es equivalente a 1.0 mg de soluto por 1'000.000 mg (1000 gr)de solución.

$$ppm = (mg/l) / (SG) \quad \text{ec.1}$$

En donde: SG = Gravedad Especifica (Densidad Relativa).

Solución Estándar

Solución Estándar son soluciones simples de composición conocida.

pH

El pH del agua es el logaritmo del recíproco de la concentración del ion hidrógeno expresado en moles por litro.

$$\text{pH} = \log 1/[\text{H}^+]$$

ec. 2

Es también un número entre 0 y 14, indica el grado de acidez o alcalinidad. La escala del pH es similar a la del termómetro. Así como el termómetro mide la intensidad del calor, la medida del pH indica la intensidad de acidez o alcalinidad.

El punto medio de la escala del pH es 7; una solución con este pH es neutra. Números inferiores a 7 denotan acidez; los superiores alcalinidad.

Hay que tener presente que los iones hidrógenos (H^+) hacen ácida una solución y por lo tanto impulsan al pH a ser cero. Iones hidroxidos (OH^-) hacen una solución básica o alcalina e impulsan al pH hacia arriba.

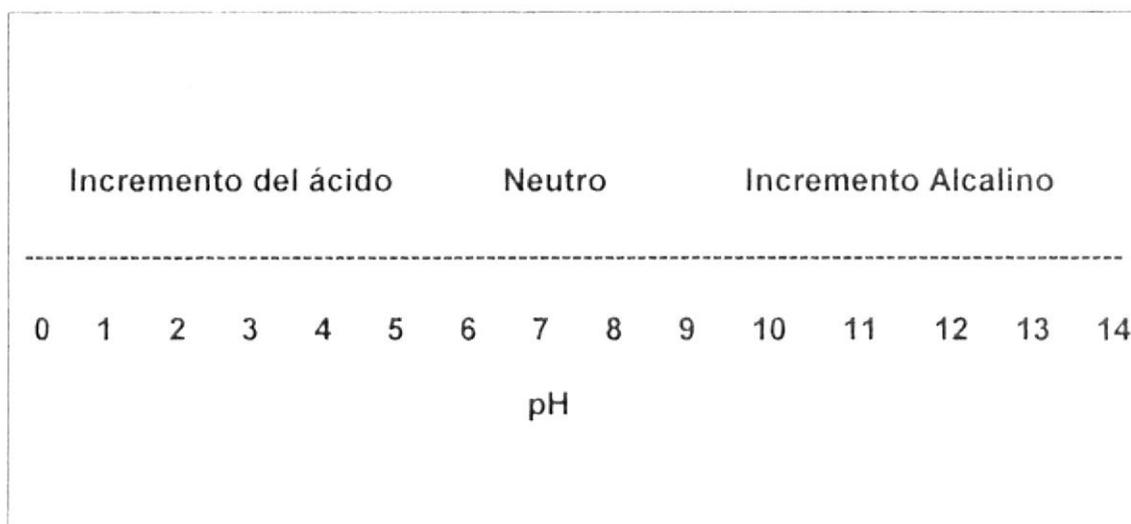


FIGURA 1.1 ESCALA DEL pH

Temperatura

La temperatura es normalmente expresada en grados centígrados o grados Celsius (° C), cuando el sistema métrico es usado. Se pueden comparar con los grados Fahrenheit (° F).

Las siguientes formulas son para conversiones de escalas de temperatura:

$$^{\circ}\text{F} = (1.8 \times ^{\circ}\text{C}) + 32 \quad \text{ec. 3}$$

$$^{\circ}\text{C} = (^{\circ}\text{F} - 32) / 1.8 \quad \text{ec.4}$$

1.1. Muestreo y Análisis de Agua de Formación

El manejo continuo de grandes cantidades de aguas con amplias composiciones diferentes, al mínimo costo y con el mínimo de problemas operacionales, a menudo presenta grandes problemas.

1.1.1. Muestreo del Agua

Uno de los puntos de interés en manejo de aguas es muestrear y determinar la composición. Esto es lo principal para detectar problemas presentes y potenciales. No obstante, la muestra debe ser representativa del agua de interés o nuestro análisis se orientará a falsas conclusiones. Un análisis químico exacto de una muestra de agua, seguida por un brillante tratado de los problemas indicados por el análisis, no tiene valor si la muestra de agua de nuestro sistema no conserva sus propiedades iniciales.

1.1.2. Análisis de Aguas de Campos

Ciertas propiedades del agua cambian muy rápidamente después del muestreo.

Los sólidos suspendidos deberán recolectarse en el campo con un filtro membrana que permita fluir una corriente de agua a través del mismo. El papel filtro y los sólidos recolectados son normalmente llevados a un laboratorio para analizarlos.

TABLA 3
MEDICIONES EN SITIO

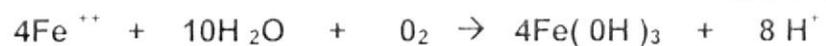
PARÁMETROS A SER MEDIDOS EN SITIO	
PH	Temperatura
Ion Carbonato, Bicarbonato	Concentración de Sólidos Suspendidos
Oxigeno Disuelto	Turbidez
Dióxido de Carbono Disuelto,	Calidad del Agua
Sulfuros Totales como H₂S	Conteo Bacterial

Ciertas propiedades pueden comenzar a cambiar en pocos minutos; otras serán estables por varias horas y algunas son estables indefinidamente.

Por ejemplo: El pH y el contenido de gases disueltos en aguas producidas usualmente comenzaran a cambiar después de tomada la muestra. Esto resulta de que gases ácidos disueltos comienzan a escapar desde la solución tan pronto como la muestra es removida desde el sistema debido a la reducción en la presión.

La elevación en el pH con un incremento en la temperatura puede resultar en la formación de escala de carbonato de calcio. Las bacterias en la muestra pueden comenzar a multiplicarse dentro de pocas horas o comenzar a morir, dependiendo de las condiciones específicas; en bajas concentraciones de H_2S o CO_2 pueden ser encontradas en la muestra después de un corto periodo de tiempo.

Si la muestra contiene hierro disuelto, al exponerse al oxígeno atmosférico resultará en la precipitación del hierro debido a la reacción con el oxígeno:



La generación de iones hidrógeno causará que el pH de la muestra disminuya y conduzca a un error en el valor de la medida. Esta es otra razón por la cual el pH debería ser medido en sitio en una muestra fluyente.

Así, si la muestra es transportada a un laboratorio y analizada después de varios días, el análisis de resultados podría

proporcionar un cuadro distorsionado de las características del agua como actualmente existe en el sistema, a causa de los cambios en la composición que tomó lugar después de que la muestra fue removida desde el sistema.

Equipos de análisis de campo para aguas están disponibles para varias industrias como son: medidores de pH, equipos filtro-membrana, etc. Uno de estos equipos, y algún otro especializado, es requerido durante el muestreo inicial del sistema actual. El punto importante es que mediciones en sitio de ciertas propiedades del agua son una parte integral de los diseños y operaciones de un sistema de reinyección de agua.

1.1.3. Propiedades Físicas y Químicas

Dentro de las propiedades físicas y químicas del agua en estado puro tenemos :

Estado físico: sólida, líquida y gaseosa

Color: incolora

Sabor: insípida

Olor: inodora

Densidad: 1 g./c.c. a 4°C

Punto de congelación: 0°C

Punto de ebullición: 100°C

Presión crítica: 217,5 atm.

Temperatura crítica: 374°C

Las propiedades químicas son:

Reacciona con los óxidos ácidos

Reacciona con los óxidos básicos

Reacciona con los metales

Reacciona con los no metales

Se une en las sales formando hidratos

El agua es con frecuencia llamada el solvente universal porque tiene la capacidad de disolver virtualmente toda sustancia inorgánica hasta cierto límite.

Muchos problemas del manejo de aguas en campos petroleros surgen del hecho que el agua es un excelente solvente. Aguas de producción y de superficie contienen, ambas, considerables cantidades de impurezas, por un amplio contacto con formaciones de roca y tierra.

En suma, estas aguas usualmente contienen algunos sólidos suspendidos, metales y gases disueltos. Con frecuencia

también un crecimiento microbiológico, puede ocurrir en estas aguas. Por otro lado, con el cambio de condiciones de presión y temperatura, muchos de los compuestos disueltos pueden volverse insolubles en un cierto grado y precipitar formando escala. El número de combinaciones de dificultades que pueden surgir en el manejo de agua son enormes.

1.1.4. Constituyentes y Propiedades Primarias

En operaciones de manejo de aguas nos interesa mayormente la determinación de los iones y propiedades físicas relacionadas con la obstrucción y corrosión de ductos y equipos, los mas importantes están en la tabla 4.

TABLA 4
CONSTITUYENTES PRIMARIOS Y PROPIEDADES DEL
AGUA EN CAMPOS PETROLEROS

CATIONES	ANIONES	OTRAS PROPIEDADES
Sodio (Na ⁺) Calcio (Ca ⁺⁺) Magnesio(Mg ⁺⁺) Hierro(Fe ⁺⁺⁺ y Fe ⁺⁺) Bario(Ba ⁺⁺) Estroncio(Sr ⁺⁺)	Cloro(Cl ⁻) Sulfato(SO ₄ =) Bicarbonato(HC O ₃ -) Carbonato CO ₃ =	- PH - Crecimiento Bacterial -Sólidos Suspendidos: -Cantidad, Tamaño, Forma y Composición. -Turbidez -Calidad del Agua -Oxígeno Disuelto -Dióxido de Carbono Disuelto -Sulfuros Totales como H ₂ S -Contenido de Petróleo -Temperatura -Sólidos Totales Disueltos (STD) -Gravedad Especifica -Conductividad

Cationes

- **Sodio:** Es un constituyente principal en aguas de campos petroleros. Normalmente no causa ningún problema, a excepción de la precipitación de NaCl de salmueras muy concentradas.

- **Ion calcio:** Es un constituyente principal de salmueras muy concentradas de campos petroleros y puede ser tan elevado como 30000 mg/l. El Ion Calcio es de gran importancia porque

se combina con bicarbonato, carbonato o iones sulfato y precipitan formando escalas adherentes o sólidos en suspensión.

- **Iones magnesio:** Están usualmente presentes en concentraciones muchos mas bajas que la del calcio. Tienden a sumarse a los problemas de formación de escalas de CaCO_3 por co-precipitado con el Ion Calcio. Es muy común encontrar Mg en escalas de carbonato de calcio.

- **Hierro natural:** El contenido en aguas de formación es usualmente bajo y su presencia indica corrosión. Puede estar presente en solución como Ion ferrico (Fe^{+++}) e Ion ferroso (Fe^{++}) o en suspensión como compuesto de hierro precipitado. La presencia de hierro, comúnmente llamada "Contenidos de hierro", también se mide para monitorear la corrosión en sistemas de agua. La presencia de compuestos de hierros es una de las mayores causas de formaciones obstructivas.

- **Bario:** Es de principal importancia por su capacidad para combinarse con el Ion sulfato y formar sulfato de bario,

extremadamente insoluble. También pequeñas cantidades pueden causar problemas severos.

- **Estroncio:** Como bario y calcio, estroncio puede combinarse con el Ion sulfato formando sulfato insoluble de estroncio. Aún siendo mas soluble que el sulfato de bario, está frecuentemente presente en las escalas, mezclado con sulfato de bario.

Aniones

- **Ion cloruro:** Es un anión de mayor presencia en salmueras producidas. La mayor fuente del Ion cloruro es el NaCl, así la concentración del Ion cloruro es usada como una medida de salinidad del agua.

El problema primario asociado con el Ion cloruro es que la corrosión del agua incrementa al ser mas concentrada. Por lo tanto, altas concentraciones de cloruro hacen mas probable la corrosión.

- **Ion sulfato:** Es un problema por su habilidad relacionada con calcio, bario o estroncio para formar escalas insolubles; sirven también como una " sustancia alimenticia" para la bacteria sulfato reductora.

- **Ion bicarbonato:** Puede reaccionar con iones de calcio, magnesio, hierro, bario e iones estroncio para formar escalas insolubles. Está virtualmente presente en todas las aguas.

- **Ion carbonato:** Como el ion bicarbonato, el ion carbonato puede también reaccionar con iones de calcio, magnesio, hierro, bario e iones estroncio para formar escalas insolubles. Iones carbonatos están raramente presentes en aguas producidas porque el pH es también usualmente menor a 8.3. La concentración del ion carbonato es algunas veces llamado alcalinidad fenolftaleína.

Otras Propiedades

- **El pH:** Es muy importante por varias razones. La solubilidad de (CaCO_3) y compuestos hierro son altamente dependientes del pH. Entre más alto el pH, la tendencia a la precipitación será mucho mayor.

A medida que el pH disminuye la solución “ **se hace más ácida** ” y por lo tanto la tendencia a formar escalas disminuye, pero aumenta la corrosividad.

Muchas aguas en campos petroleros tienen un pH entre 4 y 8. Ambos H_2S y CO_2 son gases "ácidos" que tienden a bajar el pH del agua (las hacen mas ácidas) cuando estos están disueltos en agua. Ellos particularmente se ionizan al disolverse y el grado es reflejado por el pH. Esto es importante en la predicción de sus efectos sobre la corrosión y sobre los sólidos suspendidos.

Al ser extraída la muestra de agua, debe medirse inmediatamente su pH, porque el pH cambia rápidamente cuando la muestra es extraída de un sistema presurizado (debido al escape de gases ácidos disueltos).

- **La presencia de bacterias** podría resultar en corrosión y/o obstrucción.

- **Los sólidos suspendidos** En un volumen determinado de agua pueden ser filtrados de un determinado volumen de agua usando un filtro membrana, siendo esto una base para la estimación de la tendencia a la obstrucción de dicha agua. Una membrana 0.45 micrones de tamaño de poros filtros son comúnmente usados.

- **La distribución** de los tamaños de partículas de los sólidos en suspensión de una muestra de agua se puede estimar con varias técnicas. Un conocimiento de la distribución del tamaño de las partículas puede ser de mucha ayuda para determinar la necesidad de filtrar y seleccionar los filtros; también es útil en monitorear el funcionamiento del filtro.

- **La determinación de la composición** de los sólidos suspendidos hace posible acertar su origen (productos de corrosión, productos de escalas, etc.). Así que, se puede tomar acción oportuna contraria. Un conocimiento de la composición química de los sólidos es también importante para planificar un proceso de limpieza en caso de obstrucción.

- **Turbidez:** Simplemente quiere decir que el agua no es " clara " y que ésta contiene sustancias no solubles, tales como sólidos suspendidos, petróleo disperso o burbujas de gas. Es una medida del grado de " nubosidad " del agua. La turbidez indica la posibilidad de obstrucción en operaciones de reinyección. Las medidas de turbidez son también usadas para monitorear el funcionamiento del filtro.

- **La Calidad del agua**, es una medida del grado relativo de obstrucción que se verifica cuando un volumen dado de agua se hace pasar a través de un filtro-membrana de un tamaño de poro dado. Un tamaño de poro de 0.45 micrones es comúnmente usado.
- **El Oxígeno disuelto** contribuye significativamente a la corrosividad del agua. También, si hierro disuelto está presente en el agua, la entrada de oxígeno dentro del sistema puede provocar la precipitación de hierro en forma de óxido de hierro insoluble que puede resultar en obstrucción. El oxígeno también facilita el crecimiento de la bacteria aeróbica.
- **El dióxido de carbono** disuelto influencia en el pH, corrosividad y tendencias de formación escalas de CaCO_3 de un agua.
- **La presencia de sulfuros** aumenta la corrosividad. Sulfuros disueltos existen en el agua como una mezcla de iones HS^- y gas H_2S disuelto a valores de pH normalmente exhibidos por aguas de campos petroleros, y la

concentración total de ambas especies es usualmente medida y se define como " sulfuros totales ". Pueden estar formados naturalmente en el agua o podrían ser generados por la bacteria sulfato-reductora. Si un agua normalmente dulce (libre de H_2S) empieza a revelar trazas de H_2S , indica que la bacteria sulfato reductora esta posiblemente trabajando en algún lugar del sistema y corroyendo vigorosamente ductos y tuberías.

Adicionalmente, se generará sulfuro de hierro, como producto de corrosión, un agente de obstrucción muy eficaz.

-La presencia de petróleo suspendido o emulsionado, presenta problemas al inyectar aguas producidas. El petróleo en el agua puede bajar la inyectabilidad de diversas formas. Puede causar " bloques de emulsión " en la formación. Esto sirve como un excelente pegante para ciertos sólidos tales como sulfuro de hierro.

Cuando agua es reinyectada dentro de un acuífero sin saturación inicial de petróleo, el petróleo en el agua puede quedar retenido en los poros de la roca de formación alrededor del pozo. Esto causa una saturación de petróleo, lo que puede reducir la inyectividad.

Un análisis para el contenido de petróleo debería ser conducido. Cuando el agua producida es vertida en aguas superficiales, la concentración de petróleo en agua suele ser limitada por regulación nacional.

- **La temperatura** del agua afecta la tendencia de las escalas, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica del agua es solo una función de temperatura.

- **Los sólidos totales disueltos** es la cantidad de materia disuelta en un volumen dado de agua. Se pueden calcular por medio de la suma de las concentraciones de todos los cationes y aniones indicados en el reporte de análisis de agua, o puede ser medido evaporando una muestra de agua, para luego secarla y pesar los residuos.

- **La gravedad específica** es igual a la densidad de la muestra de agua dividida para la densidad del agua pura.

La densidad es simplemente masa por unidad de volumen. La masa del agua pura pesa 1 gr / ml o 1000 Kg/m³.

Entonces, una gravedad específica mayor a 1.0 significa que la muestra de agua de interés es más densa, o pesa más que un volumen igual de agua pura. Las aguas de nuestro interés contienen sólidos disueltos siendo siempre más densas que el agua pura y entonces tienen gravedad específica mayor a 1.0.

La magnitud de la gravedad específica es un indicador directo de la cantidad total de sólidos disueltos en el agua. En consecuencia, comparando con sus gravedades se puede obtener una estimación rápida de la cantidad relativa de sólidos disueltos en diferentes aguas.

- **Valores de conductividad** son medidos por algunos laboratorios en lugar de resistividad. Conductividad es el recíproco de resistividad.

1.2 Proceso de Tratamiento del Agua⁷

El tratamiento del agua se está desarrollando y mejorando constantemente. La producción de petróleo y agua que viene de los pozos ingresa a los separadores de producción, parte del gas que se separa en este proceso es enviada para el uso de compresores,

turbinas, motores y el resto del gas se quema. El petróleo más el agua ingresa al tanque de lavado, el petróleo pasa al tanque de almacenamiento, y el agua entra al tanque de pulido donde es tratada con floculantes para atrapar sólidos suspendidos y precipitarlos en el interior del tanque y luego drenarlos.

Una vez que el agua sale del tanque de pulido entra a un filtro donde se procede a filtrar los sólidos en suspensión y las trazas de petróleo que puede transportar el agua de producción, luego el agua filtrada se dirige al tanque de almacenamiento o reposo donde se le tratará con químicos para obtener un agua de mejor calidad y además preservar la vida de los equipos.

1.3 Piscinas de Secado¹⁴

Las piscinas de secado pueden ser construidas de hormigón armado o de tierra las cuales son recubiertas con una membrana impermeable. La separación de este tipo se la realiza en tres piscinas; el sistema toma el agua del tanque de lavado y la deposita en la primera piscina. El petróleo se separa por gravedad, es llevado a un canal recolector y se lo lleva al tanque de almacenamiento. El agua pasa a la

segunda piscina en donde se repite el proceso como en la anterior piscina y finalmente pasa a la tercera piscina en donde se repite el proceso para minimizar el contenido de petróleo en agua.

Este sistema lograra reducir exitosamente el contenido de petróleo en agua a 0.3 ppm.

Debido a normas ambientales y problemas operacionales se recomienda la utilización de un sistema cerrado el cual nos va ha facilitar un buen manejo de la fase gas - petróleo-agua.

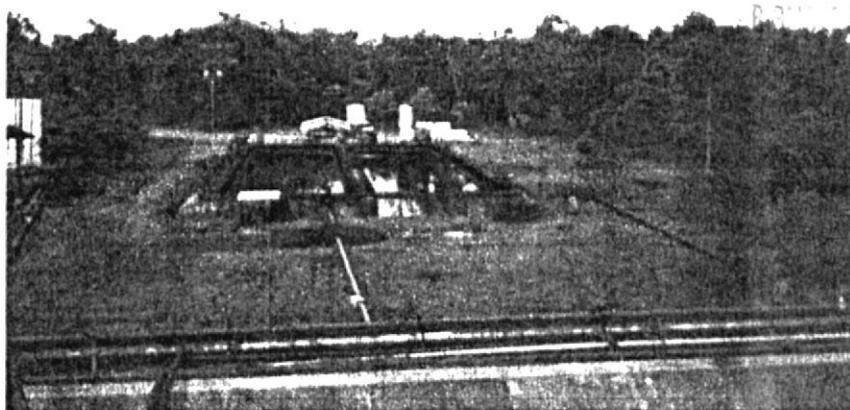


FIGURA 1.2 PISCINAS DE SECADO

1.4 Tratamiento Químico del Agua⁷

Una vez que se obtenga la caracterización del agua producida, la aplicación de químicos debe realizarse. Los tratamientos químicos se describen a continuación.

1.4.1 Tratamientos químicos de producción

- Demulsificantes
- Detergentes / Limpiadores
- Inhibidores de corrosión
- Secuestrantes de oxígeno
- Productos de parafina
- Biocidas
- Inhibidores de escala
- Floculantes
- Workover: químicos y estimulación.

Las aminas son comúnmente usadas como inhibidores de corrosión y biocidas.

- Solubilidad

Biocidas e inhibidores de escala son las dos clases de químicos los cuales son altamente solubles en agua. Los rompedores de emulsión típicamente tiene una muy pequeña solubilidad en agua, y la mayoría de compuestos parafínicos tienden a ser mas soluble en petróleo que en agua.

Muchos tratamientos químicos contienen múltiples componentes, y uno o mas de estos pueden ser solubles en el agua, mientras otros no lo son.

1.5 Formación de Escalas⁷

La solubilidad es definida como la cantidad de un soluto que puede ser disuelto en un solvente, bajo un conjunto de condiciones físicas.

Las especies químicas de interés para nosotros están presentes como iones en una solución acuosa. Ciertas combinaciones de esos iones son compuestos, los cuales tienen muy poca solubilidad en agua. El agua tiene una capacidad limitada para mantener esos compuestos en solución, y una vez que ésta capacidad o solubilidad, es excedida los compuestos precipitan desde la solución como sólidos, los cuales podrán formar escalas. Pueden ocurrir si se cumplen las siguientes condiciones.



- El agua contiene iones los cuales son capaces de estar formando compuestos de limitada solubilidad.
- Hay un cambio en las condiciones físicas del sistema o de la composición del agua las cuales bajan la solubilidad por debajo de las concentraciones presentes.

Precipitaciones de sólidos podrían en ambos casos permanecer en suspensión en el agua o ellas podrían formarse escalas coherentes sobre una superficie tal como una pared del tubo. Formaciones obstruyentes pueden ocurrir por filtración de partículas suspendidas en el agua. También una escala sólida puede formar sobre la cara de la formación. Ambas resultan perjudicial. La dificultad de remoción varía con el tipo de obstrucción que ha tenido lugar.

Formaciones de escalas frecuentemente restringen el flujo a través de ductos y equipos de reinyección. Esto causa desgaste en las bombas y obstrucción. Generalmente, la corrosión es más severa bajo un depósito de escalas.

Escalas formadas por el agua de producción son responsables de muchos problemas de producción y su control efectivo podrá ser

unos de los objetivos primarios de cualquier operación eficiente en el manejo del agua.

1.5.1 Escalas Comunes⁷

De las diversas escalas posibles formadas por el agua, solo unas pocas son comúnmente encontradas en aguas de los campos petroleros.

Esas escalas están listadas en la tabla 6, junto con las variables primarias las cuales afectan su solubilidad.

- Carbonato de Calcio

La escala de carbonato de calcio puede ser formada por la combinación del Ion calcio con iones carbonato o bicarbonato, como sigue:

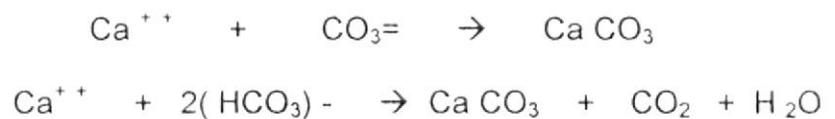


TABLA 5
ESCALAS COMUNES EN CAMPOS PETROLEROS

Nombre	Formula química	Variables Primarias
-Carbonato de Calcio	CaCO ₃	Presión Parcial de CO ₂ , pH, Temperatura, Presión Total, Sólidos disueltos Totales.
Sulfato de Calcio -Yeso (el mas común) -Hemi – Hidrato -Anhidrita	CaSO ₄ . 2H ₂ O CaSO ₄ . ½ H ₂ O CaSO ₄	Temperatura, Sólidos Disueltos Totales, Presión
-Sulfato de Bario	BaSO ₄	Temperatura, Sólidos Disueltos Totales, Presión
-Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Temperatura, Sólidos Disueltos Totales, Presión
Compuestos de Hierro -Carbonato Ferroso -Sulfuro Ferroso -Hidróxido Ferroso -Hidróxido Ferrico -Oxido Ferrico	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe(OH) ₃ Fe ₂ O ₃	Gases disueltos, Corrosión, Temperatura, Presión, pH

D. BUSTAMANTE
ESTUD

- Efecto de la Presión Parcial de CO₂

La presencia de CO₂ incrementa la solubilidad del CaCO₃ en el agua. Cuando dióxido de Carbono se disuelve en el agua, este forma ácido carbónico, el cual se ioniza de acuerdo a las siguientes series de ecuaciones:





A los valores de pH encontrados en la mayoría de aguas de reinyección, solo un pequeño porcentaje de los iones bicarbonato se disocian para formar H^+ y CO_3^{2-} . Los iones bicarbonato superan ampliamente el número de iones carbonatos presentes bajo circunstancias normales.

Como la concentración de CO_2 en solución se incrementa, la reacción será desplazada hacia la izquierda resultando en menor precipitación de CaCO_3 . El agua llega también a ser más ácida (el pH disminuye) con la adición de CO_2 al agua.

La cantidad de CO_2 que se disolverá en agua es proporcional a la presión parcial de CO_2 en el gas en contacto con el agua.

- Efecto de pH

La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta al pH del agua y a la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, este gas (CO_2) realmente no causa la acidez o alcalinidad del agua. Entre más alto el pH, lo más probable es que la precipitación pueda ocurrir.

-Efecto de la Presión Total

Un incremento de la presión, aumenta la presión parcial del CO_2 y aumenta la solubilidad del CaCO_3 en agua; un incremento de la presión también aumentará la solubilidad debido a consideraciones termodinámicas. Por otro lado, una caída de presión será una de las causas primarias de la deposición de escalas de carbonato de calcio en sistemas de producción, en sistemas de una sola fase (agua), tales como un sistema de reinyección de agua. El incremento de presión aumenta la solubilidad del carbonato de calcio únicamente debido a consideraciones termodinámica.

- Efectos de Temperatura

El CaCO_3 llega a ser menos soluble cuando incrementa la temperatura. En aguas sobrecalentadas, lo mas probable es que se formen escalas de carbonatos de calcio.

Por lo tanto, un agua que no deje escala en la superficie podría dejarla abajo en un pozo de reinyección si la temperatura del fondo del pozo es lo suficientemente alta.

- Efectos de Sales Disueltas

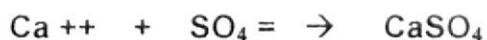
La solubilidad del CaCO_3 se incrementa cuando el contenido de sales en el agua aumenta.

En resumen, la probabilidad de formarse escala de carbonato de calcio es:

Incrementa con la temperatura, disminuye con el aumento de la concentración del CO_2 , aumenta mientras incrementa el pH, aumenta con la disminución del total de sales disueltas, aumenta con la disminución de la presión total.

- Sulfato de Calcio

La precipitación de sulfato de calcio desde el agua resulta de la reacción:



La mayoría de depósitos de sulfato de calcio encontrados en los campos petroleros son yeso (sulfato de calcio hidratado) la escala mas probable a formarse desde salmueras, podrá ser yeso a temperaturas menores que 176°F (80°C).

Arriba de los 250°F (121°C), cualquier escala de sulfato de calcio formada podrá ser anhidrita.



UNIVERSIDAD DEL ECUADOR
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUÍMICA

- Efectos de Temperatura

La formación de anhidrita podrá esperarse arriba de los 100°F (38°C) en preferencias para yeso. Debido a su baja solubilidad, yeso podría ser encontrado a temperaturas hasta los 212°F (100°C).

Es con frecuencia difícil precipitar anhidrita desde la solución. Sin embargo, con el pasar del tiempo yeso puede deshidratarse para formar anhidrita. Arriba de los 212°F (100°C) anhidrita podrá precipitar.

- Efectos de Sales Disueltas

La presencia de NaCl o sales disueltas, mas que iones calcio o iones sulfato incrementa la solubilidad del yeso o anhidrita.

Adicionales incrementos en contenidos de sal disminuyen la solubilidad del CaSO_4 .

- Efectos de Presión

Los incrementos de presión aumenta la solubilidad de todas las formas de sulfato de calcio debido a las condiciones

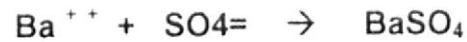
termodinámicas. Caídas de presión son una de las causas primarias de la depositación de escalas de sulfatos de calcio en sistema de producción.

- Efectos de pH

El pH es tan pequeño que no tiene efectos sobre la solubilidad del sulfato de calcio.

- Sulfato de Bario

El sulfato de Bario es el menos soluble de las escalas que nosotros hemos discutido hasta ahora.



La tabla 6 compara la solubilidad de las dos escalas mencionadas hasta ahora en aguas destiladas a 77°F (25°C).

TABLA 6

Solubilidades comparativas a 25°C

Escala	Solubilidad (mg/l)
-Carbonato de Calcio	53
-Sulfato de Bario	2.3

La escasa solubilidad de BaSO_4 hace muy probable que esta escala pueda ocurrir si ambos iones Ba^{++} y $\text{SO}_4^{=}$ están presentes en un agua.

La mayoría de las escalas de sulfato de Bario también contienen algo de sulfato de estroncio.

- Efectos de Temperatura

La solubilidad del sulfato de bario incrementa con la temperatura hasta los 212°F(100°C). Arriba de los 200°F(100°C) la solubilidad disminuye con temperaturas en aguas con valores de SDT menores que alrededor de los 50000 ppm. La solubilidad en aguas con altas salinidades tienen un comportamiento normal, incrementándose con la temperatura.

A causa del incremento en solubilidad sobre los rangos normales de temperatura, el sulfato de bario usualmente no presenta problemas de escala en el fondo del pozo de reinyección.

- Efectos de Sales Disueltas

La solubilidad del sulfato de bario en agua es incrementada por la presencia de sales disueltas como en el caso de carbonato de calcio y sulfato de calcio.

- Efectos de Presión

Incrementos de presión aumenta la solubilidad del sulfato de bario debido a la consideraciones termodinámicas.

Las caídas de presión son una de las causas primarias de depositación de escalas de sulfato de bario en sistemas de producción, disminuyendo la solubilidad debido a consideraciones termodinámicas. Las caídas de presión a través de choques y válvulas inducen turbulencia en el agua lo cual ayuda a vencer los efectos de súper saturación e iniciar precipitación.



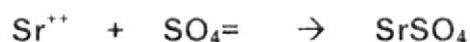
BIBLIOTECA

- Efectos del pH

El pH es tan pequeño que no afecta la solubilidad del sulfato de bario.

- Sulfato de Estroncio

El sulfato de estroncio es considerablemente más soluble que el sulfato de bario, con una solubilidad de 129 mg / l en agua pura a una temperatura de 77°F(25°C).



- Efectos de Temperatura

La solubilidad del sulfato de estroncio disminuye con la temperatura.

- Efectos de Sales Disueltas

La solubilidad de SrSO_4 en agua incrementa mientras el contenido de NaCl en el agua incrementa.

- Efectos de Presión

La solubilidad del sulfato de estroncio en salmueras de cloruros de sodio incrementa con la presión. Sin embargo, disminuciones de solubilidad debido a consideraciones termodinámicas, caídas de presión a través de choques y válvulas inducen turbulencia en el agua la cual ayuda a vencer los efectos de súper saturación e iniciar precipitación.

- Efectos del pH

El pH es tan pequeño que no afecta la solubilidad del sulfato de estroncio.

- Compuestos de Hierro

Iones hierro presentes en un agua podrían ser en forma natural o ser resultado de corrosión. Las aguas de formación

contienen solo unos pocos mg/l de hierro natural y valores mas altos como 100 mg/l son raros. Tan alto contenido de hierro es invariablemente el resultado de corrosión. Los compuestos de hierros precipitados son una causa común de formación de depósitos y obstrucción en pozos de reinyección, así como es un indicativo de serios problemas de corrosión.

Corrosión es usualmente el resultado de CO_2 , H_2S u Oxígeno disuelto en el agua. La mayoría de las escalas que contienen hierros son productos corrosivos. Sin embargo, compuesto de hierro pueden también formarse por precipitación de hierro de formaciones naturales aun si la corrosión es relativamente leve.

- **Dióxido de carbono** puede reaccionar con hierro para formar escala de carbonato de hierro. Que esté, o no formando escala actualmente podrá depender del pH del sistema. Las formaciones de escala son mucho mas probable arriba del pH de 7.0
- **Sulfuro de hidrógeno** forman sulfuro de hierro como un producto de corrosión el cual es bastante insoluble y

usualmente forma una delgada escala adherente. Sulfuro de hierro suspendido es la causa del "agua negra".

1.6 Tecnología del Procesamiento del agua⁷

Las aguas de reinyección son procesadas para remover gases disueltos, partículas suspendidas o petróleo disperso. Equipos de ablandamientos de aguas son usados en ciertos procesos de recuperación mejorada y de reinyección de agua de producción.

1.6.1 Remoción de Gases Disueltos⁷

Es frecuentemente deseable remover gases disueltos, tales como O_2 , H_2S o CO_2 , desde el agua para reducir así su corrosividad. La concentración de un gas disuelto en agua puede ser reducida por remoción química.

- Exclusión de Oxígeno

Ambos H_2S y CO_2 están naturalmente presente en muchas aguas producidas y tenemos que convivir con éste hecho. Sin embargo, aparte es el caso de operar con un agua de superficie o un agua poco profunda, que contiene naturalmente oxígeno disuelto. EL oxígeno entra en un sistema como un evento provocado por el hombre; puede ser por decisión consciente o por descuido.

El resultado neto de la entrada de oxígeno en el agua es casi siempre perjudicial, a menos de que se tomen precauciones adecuadas, para evitar su entrada lo que es normalmente mas económico que extraer el oxígeno del sistema.

- Capa de gas en Tanques de Almacenamiento de Agua

Todo tanque con agua libre de aire debe ser cubierto, " tapado ", con un gas libre de oxígeno, como gas natural o nitrógeno. A una presión común de 0.5 -1.0 kpa. Hay que aplicar un regulador, adecuadamente dimensionado a proporcionar gas al índice máximo de caída de presión del tanque.

Es necesaria también una válvula de descarga presión / vacío. No se deberan usar capas de petróleo. El oxígeno es mucho mas soluble en el petróleo que en agua y se difundirá rápidamente por el estrato de petróleo. Esto no podrá prevenir la entrada. Puede también crear problemas haciendo que bacterias crezcan a menudo en las zonas de contacto agua/ petróleo.

Además de ser una barrera inefectiva al oxígeno, una capa de petróleo puede también crear nuevos problemas:

La capa puede ser inadvertidamente bombeada adentro del sistema, de modo que contribuya a la obstrucción del pozo; el petróleo puede contener sólidos suspendidos en el agua, haciéndolos agentes obstructivos más eficaces.

- Bombas

El oxígeno entra usualmente en la reinyección de agua, especialmente cuando una succión neta positiva de cabeza no ha sido mantenida.

Otra fuente de entrada de oxígeno en bombas centrífugas es la filtración a través de sellos. Cuando los sellos comienzan a fallar, el aire es aspirado por la bomba.

Es recomendable que todas las bombas centrífugas que trabajan con agua libre de aire sean dotadas con sellos de succión presurizados.

- Válvulas y Conexiones

Hay que tener en cuenta que el oxígeno puede propagarse por el agua, contra corriente y contra una caída de presión, debido

a la difusión. Esta es una de las cosas que lo hace tan difícil de manejar.

La remoción química de CO_2 y H_2S desde el agua será cubierta en posteriores capítulos.

1.7 Sistemas de Reinyección de Aguas⁷

Un sistema de reinyección de aguas combina una facilidad de procesos con un sistema de distribución para producir y repartir agua de una calidad dada para el pozo de reinyección. Hay tres objetivos primarios desde el punto de vista operacional:

- Entregar agua de mejor calidad al pozo de reinyección.
- Prevenir obstrucciones y depositaciones de sólidos en líneas, tanques y pozos.
- Mantener el sistema íntegro por prevenir la corrosión de equipos de superficie y de subsuelo.

Mediciones de las características físicas y químicas del agua de reinyección es la base para ambos diseños y monitoreos de cualquier sistema de reinyección de agua. Las mediciones e importancia de la mayoría de las características han sido previamente discutidas. Sin embargo, un tópico restante para dirigimos previo a un examen

del diseño del sistema y monitoreo es el análisis del agua en formaciones sensitivas.

1.7.1 Aguas en Formaciones Sensitivas⁷

Las arcillas, las cuales existen en formaciones de areniscas rocosas estan en equilibrio con el agua connata o natural de formación.

Cuando estas arcillas son puestas en contacto con el agua de reinyección o fluidos de tratamiento, una reacción puede tomar lugar entre la arcilla y el fluido inyectado lo cual puede resultar en un decrecimiento de la permeabilidad. En proyectos de reinyección de agua, este tipo de daño a la formación ocurre más comúnmente cuando la salinidad del agua de reinyección es significativamente mas baja que la de agua connata.

Formaciones de carbonato de calcio son raramente contenedores de arcillas, y cuando las arcillas están presentes, son incorporadas dentro de la matriz. De aquí que, reservorios de carbonato están de vez en cuando sujetos a la reducción de la permeabilidad como resultado de interacción entre arcillas y fluidos inyectados.

Casi todas las arenas y areniscas contienen arcillas las cuales pueden estar presentes como parte de la matriz, como una capa sobre la pared del poro, o encontrarse perdida en los poros. Arcillas pueden también estar presentes como delgadas capas en colchones de arenas.

Una combinación de hinchazón y dispersión, que se refiere comúnmente como bloqueador de arcilla, esta considerada como el mecanismo predominante de reducción de permeabilidad debido a la reinyección de agua de baja salinidad.

Los más comunes grupos de minerales de arcillas conocidos para causar daño de permeabilidad de las formaciones son del grupo hematita.

1.8 Tratamiento e inyección de grandes cuerpos de agua⁷

Una prueba piloto a escala es con frecuencia inicialmente instruida antes de la aplicación a gran escala del sistema. Si esto es dado, la fuente de agua usada para la piloto deberá ser la misma que se

utilizará para flujos a gran escala. Esto nos dará un índice válido del comportamiento del agua y ofrece una oportunidad para trabajar fuera de mayores problemas antes de la expansión.

Tenemos como fuente de agua el agua producida, la cual nos va a generar problemas potenciales en el manejo.

Un resumen de los principales puntos a ser considerados para el tratamiento de agua de producción se muestra a continuación.

- Tipos de Sistemas de tratamientos

Sistemas de tratamiento del agua históricamente han sido clasificados como abiertos o cerrados.



- Sistemas Cerrados

Un sistema cerrado está diseñado para excluir oxígeno completamente. Conociendo que el oxígeno es uno de los principales problemas, todo sistema moderno de reinyección de agua está diseñado como sistema cerrado, independientemente de la fuente de agua.

- Sistemas Abiertos

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

La exclusión del oxígeno impide el crecimiento de bacterias aeróbicas dentro del sistema, eliminando una causa común de obstrucción en pozos de reinyección. Es por esto que se aplica el sistema cerrado.

Problemas Primarios

- Agua Producida

Los problemas potenciales de formaciones de escala están en los sistemas de producción, sin embargo en los sistemas de reinyección las escalas también se producen muy a menudo. Usualmente contiene: H_2S y/o CO_2 disueltos, corrosividad variable, usualmente contiene sólidos suspendidos, es común encontrar partículas de petróleo .

Contiene varios tipos de bacterias, incluyendo la bacteria sulfato reductora.

1.9 **Sistemas de Reinyección de Aguas Producidas^{2,7}**

Un típico sistema de tratamiento de aguas producidas se muestra en el apéndice O. Muchas aguas producidas no son filtradas previo a su reinyección.

- Sistemas dulces

Un sistema dulce puede ser tratado con un inhibidor de corrosión efectivo. Las tasas de corrosión pueden ser mantenidas a valores muy bajos con inhibidores de corrosión; la mayoría de hierro resulta de la corrosión residual que será soluble. Sin embargo, crecimiento de la bacteria sulfato reductora y/o ingreso de oxígeno resulta en la generación de sulfuros insolubles o hidróxidos los cuáles pueden reducir seriamente la calidad del agua.

Tasas de corrosión, cantidad bacterial y concentración de oxígeno deberán ser monitoreados cuidadosamente. La continua inyección de un inhibidor de corrosión puede controlar la corrosión del CO₂,

sin embargo inhibidores de corrosión no actúan eficazmente contra la corrosión que produce la presencia de oxígeno.

Es preferible excluir el oxígeno a través del cuidado y conservación de las capas de gas en tanques, sellos de la bomba y en las succiones de las bombas. Secuestrantes de oxígeno pueden ser empleados si es necesario. Una concentración máxima de oxígeno de 5 ppb (0.005 ppm) es recomendado.

Tanques de almacenamiento del agua deben tener revestimientos internos y estar equipados con ánodos de sacrificio.

Un tratamiento con biocidas orgánicos se debe aplicar para controlar el crecimiento bacterial si es necesario.

Velocidades que no excedan los 3 pies/seg. (1 m/seg) son recomendadas, con lo cual se mantendrá limpio el sistema.

La reducción de los depósitos de sólidos en los sistemas de reinyección disminuirá la severidad de la corrosión, problemas bacteriales y ayudan a mantener una buena calidad de agua.

La inyección continua de un inhibidor de escala será requerido si la formación de escala ocurre en el pozo de reinyección.

Para reducir la corrosión y la formación de escala, se puede utilizar tuberías no metálicas o líneas de acero. El uso de tuberías no metálicas o líneas de acero son comúnmente usados en campos petroleros.

El transporte de petróleo a menudo es un problema. Los puntos de muestreo deberán ser localizados a la entrada y salida de los equipos del sistema y además, el sistema deberá estar equipado con una adecuada instrumentación, para monitorear la corrosión y parámetros de calidad del agua.

- Sistemas Ácidos

La presencia de H_2S en aguas de formación, convierten al sistema ácido y pueden generar cantidades sustanciales de sulfuro de hierro insoluble.

Un sistema verdaderamente ácido, es el que contiene varios cientos de ppm de H_2S , las bacterias sulfato reductora generalmente no causan problema. Sin embargo, el producto de la corrosión es influenciado por la presencia de bacterias microbiológicas.

La exclusión de oxígeno es un requisito en sistemas ácidos. Aún una pequeña cantidad de (5 ppb o más) pueden drásticamente acelerar la corrosión. Los inhibidores de corrosión convencionales no son eficaces en presencia de oxígeno. Por lo tanto, si oxígeno entra al sistema, serios problemas puede ocasionar.



BIBLIOTECA
CENTRAL

1.10 Sistemas de desechos de aguas^{1,7}

El desecho del agua producida se puede clasificar en dos categorías: Desecho superficial y desecho sub-superficial. La gran mayoría de desecho superficial de aguas producidas ocurren en plataformas, donde el agua es descargada al océano. El desecho de aguas producidas en campos petroleros costa adentro es controlado mediante regulaciones nacionales, lo que implica tratarla previamente y luego reinyectada con la finalidad de causar el menor impacto ambiental posible.

1.10.1 Desecho de aguas producidas^{7,8,9}

La principal diferencia entre el agua de reinyección para desecho más que para incremento de recobro de petróleo, es que el agua de eliminación reinyectada al pozo no retorna a la superficie

La principal diferencia operacional:

- Incompatibilidad

La incompatibilidad entre el agua de reinyección y el agua de formación no es de gran importancia. El movimiento radial de la zona mezclada expande cualquier precipitación formada. En consecuencia, la obstrucción del reservorio como un resultado de la mezcla del agua de reinyección y connata no existe.



1.5 Corrosión^{15,16}

La definición más ampliamente aceptada de la corrosión es " el deterioro de un metal, por reacción con su ambiente ".

Otra definición muy aceptada es " la tendencia de los metales refinados a volver a su estado natural mediante reacción con su ambiente ".

Al hablar de una reacción se esta hablando de una acción o mas propiamente se esta hablando de una reacción entre dos cosas, por ejemplo, una pieza de metal y el ambiente al que el metal esta expuesto. El agua esta normalmente presente en todas las situaciones donde hay corrosión en la producción de petróleo.

El resultado de la corrosión puede ser un hueco en las paredes de una línea de flujo o de un tanque, un desgaste severo en una pared, una rotura de un equipo, etc. El fenómeno de la corrosión en una operación industrial puede causar gastos muy importantes en dinero, recursos y lo mas grave, puede cobrar incluso vidas humanas.

Se tratara de abundar en la teoría de la corrosión y entender claramente las definiciones de corrosión indicadas anteriormente, pues si no se tiene claro estos fundamentos iniciales, la comprensión y aprovechamiento de la información será mas complicada.

1.11.1 La Corrosión Requiere Energía

La mayoría de los metales que se encuentran en la naturaleza se encuentran en forma de óxidos metálicos o sales, estos compuestos, son insolubles en el agua mas comúnmente encontrada, el refinamiento para producir el metal puro requiere la inducción de gran cantidad de energía, esta es energía almacenada y por tanto el metal esta siempre disponible a entregar dicha energía para retornar a su estado natural (un oxido o sal). Esto significa que los metales son inestables con respecto a la mayoría de los ambientes y tienen una tendencia natural a volver a su estado de baja energía natural.



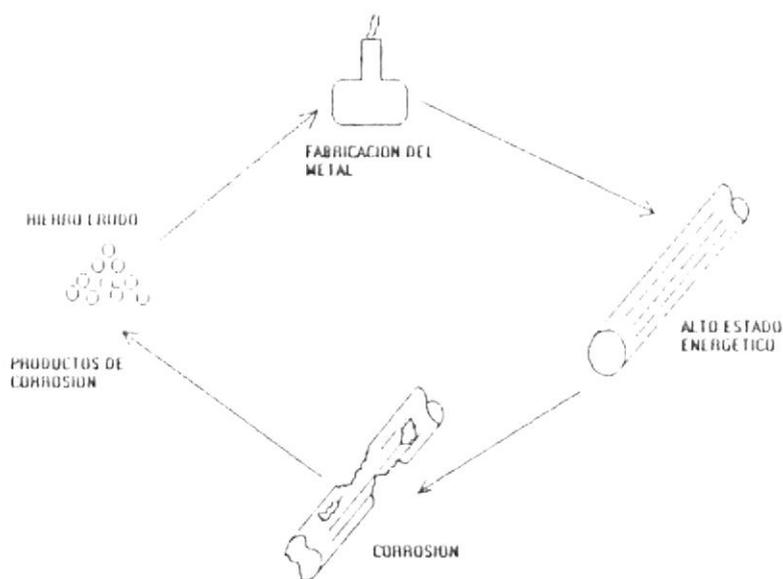


FIGURA 1.3 CICLO DE CORROSION

1.11.2 Procesos de Corrosión

La corrosión es un proceso electroquímico. Esto significa que la corriente eléctrica fluye durante el proceso de corrosión, o se existe un flujo de corriente y por tanto una fuerza impulsora una fuente de voltaje y por tanto un circuito eléctrico completo.

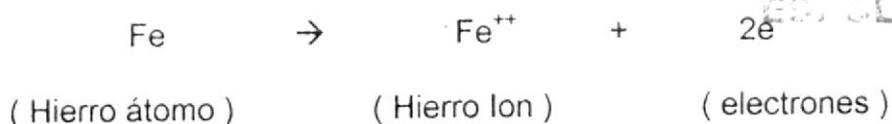
- Fuente de energía

Para entender como la energía es transferida entre un metal y su ambiente durante el proceso de corrosión, es necesario

de voltaje, debe haber un circuito eléctrico completo que consiste en cuatro partes:

- Ánodo

Es la porción del metal que se corroe, es el punto en el cual el metal se disuelve, cuando esto sucede, el átomo del metal pierde electrones y va a la solución como un ion. Debido a que los iones contienen un número igual de protones y electrones, la pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas y el ion resultante está cargado positivamente, la reacción química es:



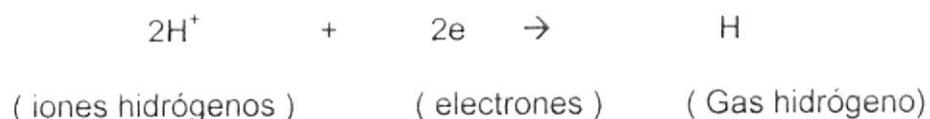
Esta pérdida de electrones se denomina oxidación. El hierro iónico va a la solución y deja atrás en el metal, dos electrones.

- Cátodo

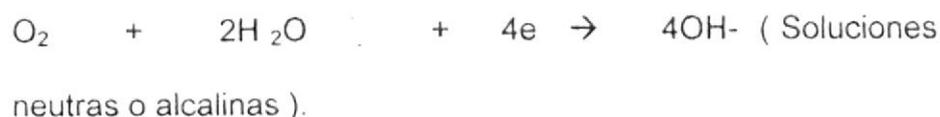
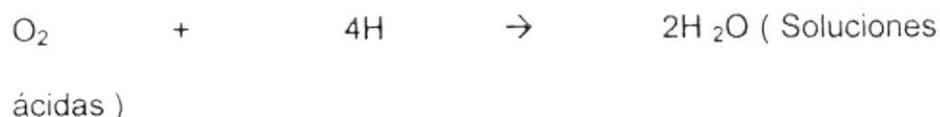
Es la porción de la superficie metálica que no se disuelve, pero es donde se da lugar otra reacción química necesaria para el proceso de corrosión. Los electrones dejados atrás por la disolución del hierro en el ánodo, viajan a través del metal en la superficie catódica donde es consumido por los iones presentes

en el agua, las reacciones para el consumo de los electrones se denominan reacciones de reducción.

La reacción típica es :



Si el oxígeno está presente, también son posibles otras reacciones:



Convencionalmente se dice que la corriente eléctrica fluye en la dirección opuesta al viaje de los electrones. Así como los electrones fluyen desde el ánodo hacia el cátodo, la corriente eléctrica fluye desde el cátodo hacia el ánodo.

- Electrolito

Para que el circuito eléctrico se complete, la superficie del metal (ánodo y cátodo), deben estar cubierta con una solución

eléctricamente conductiva, esta solución se denomina electrolito. El agua es un electrolito que incrementa su conductividad eléctrica conforme incrementa la cantidad de sales o iones disueltos.

El electrolito conduce la corriente desde el ánodo hacia el cátodo.

- Conductor electrónico

El ánodo y el cátodo deben estar conectados por algo que conduzca electrones (corriente eléctrica) para que se complete el circuito y tener un sendero para que fluya la corriente desde el cátodo hacia el ánodo. En el caso de una superficie metálica, el mismo metal es el conductor electrónico.

La combinación del ánodo, cátodo, electrolito y conductor electrónico se denomina celda de corrosión. Una de las preguntas que surgen a este punto del análisis es ¿ Porque ciertas áreas de la superficie metálica actúan como ánodo y otras como cátodo ¿, la respuesta se centra en lo heterogéneo de la superficie metálica, lo heterogéneo del electrolito o en ciertos casos de los dos elementos presentes en la celda de corrosión.



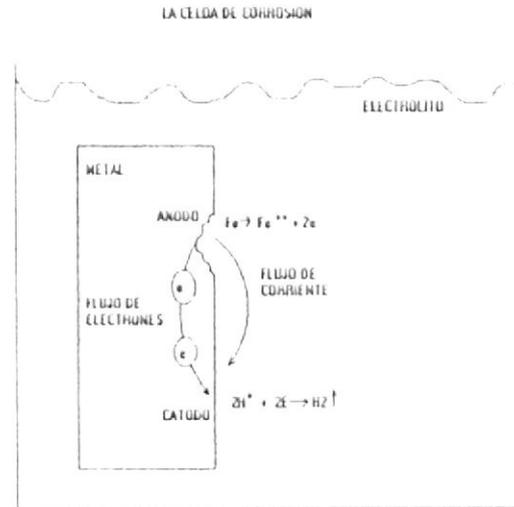


FIGURA 1.4 LA CELDA DE CORROSION

1.11.3 Factores que Afectan la Corrosión

- Efecto de la composición del metal.

Los metales comerciales no son homogéneos, debido a que contienen inclusiones, precipitaciones y fases diferentes.

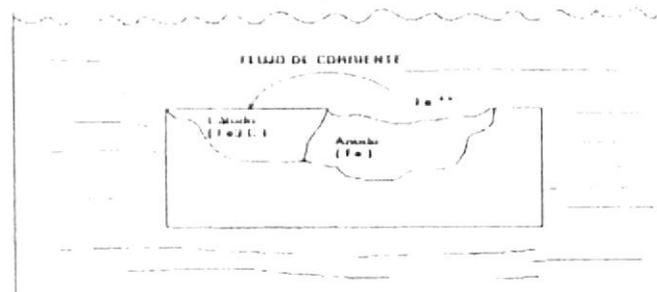


FIGURA 1.5 EFECTO DE LA COMPOSICIÓN DEL METAL

Cuando estos metales están dentro de un electrolito, se presentan diferencias de potencial entre estas fases, dando como resultado celdas de corrosión que se forman atacando a la superficie del metal.

- Efecto de la composición del agua.

El agua en la gran mayoría de los casos, contiene una serie de variables, y cada una de estas tiene un efecto sobre la corrosión, entonces es importante que se indique los principales parámetros y su incidencia sobre la corrosión cuando forman parte de la composición del agua.



- Conductividad del agua

Como se había dicho anteriormente, la corrosividad del agua se incrementa conforme aumenta la conductividad. El agua destilada es muy poca conductiva y por lo tanto es muy poca corrosiva. El agua salada es conductiva, por lo tanto es corrosiva, la corrosividad se incrementa conforme el agua se torna mas salada.

- pH del agua.

La corrosividad del agua se incrementa generalmente, conforme el pH disminuye (la solución se torna mas ácida). Cuando el pH se incrementa, existe la tendencia a la formación de escalas protectoras (Hidróxido ferrico, Carbonato de calcio, etc.), estas se adhieren a la superficie del metal y disminuyen o bloquean la futura acción corrosiva.

Cuando el valor del pH es demasiado alto (bases fuertes), la corrosividad es inminente por las propiedades químicas de estas bases que son agresivas a metales y otros compuestos.

- Gases disueltos en agua

Oxigeno, Dióxido de carbono, o Sulfuro de hidrógeno disueltos en agua, incrementan drásticamente su corrosividad, de hecho, los gases disueltos son una de las causas principales de la mayoría de los problemas de corrosión. Si los gases disueltos podrían ser removidos y el agua se podría mantener en pH neutro o mayor, los sistemas de agua tendrían muy pequeños problemas de corrosión.

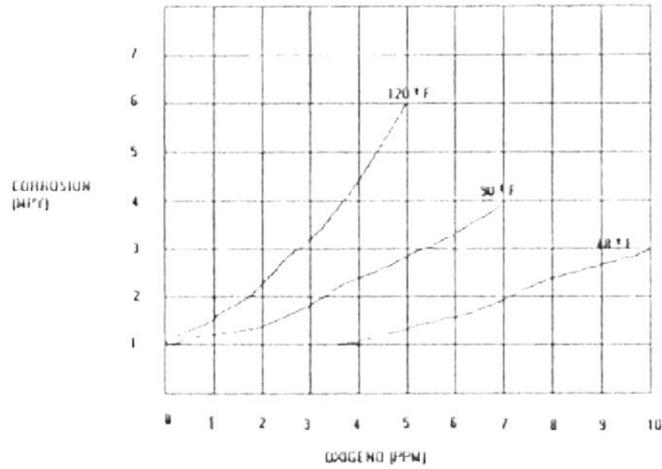


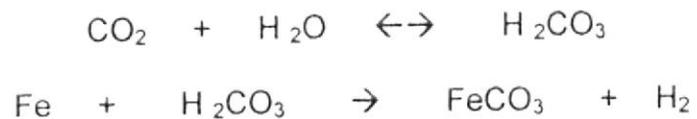
FIGURA 1.6 CORROSION DEL ACERO EN EL AGUA

En producción petrolera, el agua de formación no contiene oxígeno disuelto, pero frecuentemente toma contacto con el cuando a ascendido a la superficie. El agua de lagos o ríos tiene oxígeno disuelto y cuando se utiliza en operaciones petroleras, debe ser separado en forma estricta.

La solubilidad del oxígeno en agua es una función directa de la presión del sistema, la temperatura y el contenido de cloruros, el oxígeno es menos soluble en agua salada que en agua fresca.

- Dióxido de carbono

Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, se forma ácido carbónico, el pH del agua disminuye y la corrosividad se incrementa. El CO_2 no es tan corrosivo como el oxígeno, pero usualmente termina causando problemas de corrosión de tipo puntualizado. La corrosión causada por el dióxido de carbono disuelta en agua se denomina corrosión dulce.



El índice de corrosión medio a elevadas presiones parciales de CO_2 , es también elevado, en la mayoría de los casos estos altos niveles de corrosión no se mantendrán por mucho tiempo debido a la formación de un producto de corrosión que aísla al metal del sistema, la corrosión uniforme decrece pero la corrosión puntualizada se convierte en un problema severo.

Cuando la temperatura del sistema se incrementa, se puede formar una capa protectora de carbonato de hierro en la superficie del metal y disminuir el índice de corrosión. La predicción de la formación de esta capa protectora y a la temperatura a la que se forma, es muy difícil de predecir debido

a que intervienen otros factores, incluido la presión parcial de CO_2 en el sistema, la velocidad y la composición del agua.

En los casos en que hay presencia de bicarbonato, la cantidad de CO_2 presente para causar corrosión, es una función del pH debido al equilibrio entre CO_2 , bicarbonatos y carbonatos que se menciono anteriormente.

- Sulfuro de hidrógeno disuelto

El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en agua, y al estar disuelto se comporta como un ácido débil.



El grado de disociación es una función de los valores de pH, las aguas saladas contendrán entonces una mezcla de Sulfuro de hidrógeno (H_2S) y bisulfuro (HS^-).

La corrosión causada por el sulfuro de hidrógeno disuelto en agua es llamada " corrosión amarga " y generalmente causa picaduras. La reacción general de corrosión por sulfuro de

hidrógeno disuelto en agua es:



El sulfuro de hierro (producto de la corrosión), es fuertemente insoluble y usualmente se adhiere a la superficie del metal como una incrustación, este producto es muy buen conductor de electrones y su comportamiento es catódico frente a la superficie del metal, de esta manera se forma una celda galvanica con tendencias a acelerar la corrosión. La forma de esta corrosión son picaduras profundas.

La combinación de H_2S con CO_2 es mas agresiva y es muy frecuente de encontrar en operaciones petroleras. Una vez mas, la presencia de pequeñas cantidades de oxígeno puede ser desastrosa.

- Ácidos Orgánicos

El agua producida en operaciones petroleras, usualmente contiene ácidos orgánicos tal como el ácido acético, el ácido acético es tan severamente corrosivo como pueden serlo el ácido clorhídrico o sulfúrico.

1.11.4 Efectos de algunas variables físicas

- La temperatura del agua

Conforme aumenta la temperatura, el índice de corrosión también aumenta debido a que todas las reacciones involucradas se desarrollan más velozmente.

En un sistema abierto, el índice de corrosión puede incrementar en un inicio y luego al seguir aumentando la temperatura, el índice de corrosión puede disminuir debido a que los gases disueltos abandonan la solución. En el caso de un sistema cerrado, el índice de corrosión incrementará siempre con el incremento de la temperatura debido a que los gases no tienen salida.

Cuando el agua contiene bicarbonatos, el incremento de la temperatura promoverá la formación de escala la misma que disminuye la reacción de corrosión. Sin embargo, si la temperatura es lo suficientemente alta, se puede también producir la descomposición de los bicarbonatos y habrá producción adicional de CO_2 .

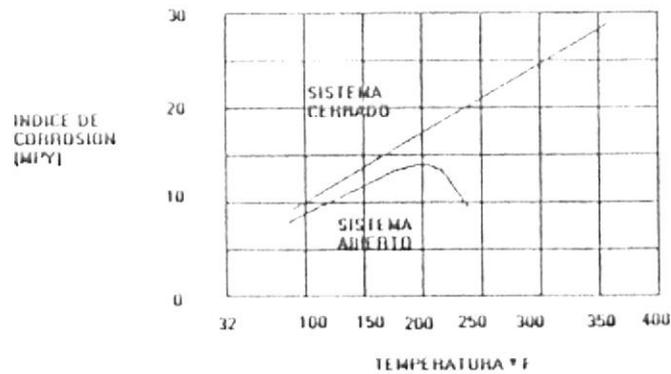


FIGURA 1.7 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN CORROSION

- La presión del sistema

La presión también tiene su efecto en las reacciones químicas, en el caso de los sistemas de dos fases (gas y agua), es de primordial importancia la presión por su efecto en la solubilidad de los gases disueltos, la solubilidad de los gases es mayor conforme la presión se incrementa resultando un incremento en el índice de corrosión.

- Velocidad del agua

Velocidades bajas del agua, usualmente traen como consecuencia índices bajos de corrosión, pero en este caso la corrosión por picadura es mas probable, la velocidad del fluido debe ser lo suficientemente alta para mantener todos los

sólidos en movimiento dentro del fluido y prevenir la deposición en el sistema. La consecuencia del depósito de sólidos es la creación de sitios donde aparecen celdas de concentración y crecimiento bacterial dentro de estos depósitos. Aun cuando el depósito de sólidos sea mínima, la actividad bacteriana siempre es más probable en áreas donde las velocidades son bajas tal es el caso de tanques, filtros, etc.



Quando se tiene velocidades altas, el índice de corrosión se incrementará conforme la velocidad de corrosión aumente, debido a que se acelera el transporte de elementos de difusión limitada desde y hacia la superficie metálica. Por ejemplo, el movimiento del oxígeno disuelto hacia la superficie metálica, para ser parte de las reacciones de corrosión, es definida por la difusión, cuando aumenta la velocidad del agua, se incrementa la difusión y por lo tanto la corrosión por oxígeno disuelto.

Si la velocidad es demasiado alta, se produce la corrosión por erosión, estos problemas pueden ser más severos si el agua contiene grandes cantidades de sólidos suspendidos y se

empeoran aun mas cuando hay cambios de dirección en el fluido. En este caso, cualquier tipo de productos de corrosión que podría formar capas protectoras son constantemente removidos y erosionados dejando el metal desnudo y expuesto al fluido que causara mayor erosión.

Altas velocidades, no son una constante en sistemas donde el fluido debe ser bombeado considerables distancias debido a que estas no son generalmente requeridas por el sistema de bombeo. Sin embargo, velocidades altas si son comunes en sistemas donde las distancias son cortas y los volúmenes de transporte son grandes, tal es el caso de los sistemas de inyección de agua.

En el caso de líneas de flujo, la presencia de velocidades bajas es frecuente en los casos en los que se ha dado sobredimensionado el sistema y el área es irregular. Aquí, los casos de erosión son mucho menos frecuentes.

En los tanques generalmente las velocidades son bajas dando lugar a la acumulación de sólidos, este hecho inevitable da lugar a la corrosión por desarrollo bacteriano dentro de los

sólidos. Los químicos como inhibidores de corrosión y biocida son muy poco efectivos debido a que la acumulación de sólidos impide que estos productos alcancen la superficie metálica.

1.11.4 Formas de Corrosión

En general la corrosión puede ser uniforme, dando como resultado un desgaste uniforme, o puede ser localizada, tomando forma de pequeñas picaduras o grandes áreas localizadas. La corrosión localizada es la mas peligrosa y difícil de detectar.

- Corrosión uniforme

Como se indico anteriormente, este tipo de corrosión es muy común y es el menos desastroso que existe, se da en forma uniforme a lo largo de la superficie metálica y el desgaste que se produce es igualmente uniforme.

Un ejemplo de corrosión uniforme es el de una línea de flujo de petróleo que ha estado largo tiempo a la intemperie sin protección alguna, se podrá observar como el ataque corrosivo

es uniforme e igualmente uniforme es el desgaste de la superficie.

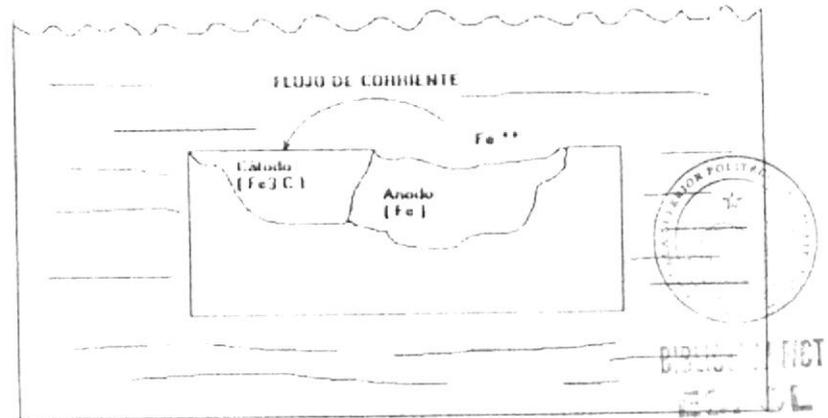


FIGURA 1.8 CELDA DE CORROSION EN ACERO BAJO

- Corrosión galvanica

Cuando dos metales diferentes se ponen en contacto y están colocados dentro de un electrolito, el índice de corrosión del metal mas reactivo incrementa y el índice de corrosión del metal menos reactivo disminuye. Esta forma de corrosión se conoce como corrosión bimetálica o corrosión galvanica.

En una celda galvanica, el metal mas reactivo se lo refiere como el ánodo y el metal menos reactivo es referido como el cátodo.

- Celdas de concentración

La corrosión localizada, también puede darse por diferencias en la composición del electrolito en dos puntos adyacentes sobre la superficie del metal.

- Corrosión por grietas

Las grietas promueven la formación de celdas de concentración, esto es especialmente serio en sistemas oxigenados donde el oxígeno en la grieta puede ser consumido más rápidamente, entonces nuevas cantidades de oxígeno se difunden hacia la grieta provocando que el pH disminuya acidificando el ambiente con lo cual se acelera la corrosión.

Corrosión por erosión

La formación de una capa de producto de corrosión sobre la superficie metálica normalmente reduce el índice de corrosión, el producto de corrosión actúa como un recubrimiento pobre y protege parcialmente la superficie.

La remoción del producto de corrosión por erosión debido a las altas velocidades, turbulencia o la acción abrasiva de los sólidos

suspendidos provoca el incremento del índice de corrosión por la continua exposición del metal fresco al electrolito. Los aceros al carbono son particularmente susceptibles a esta forma de ataque cuando los productos de corrosión que se forman son suaves y se remueven fácilmente como el carbonato de hierro.

Corrosión por erosión normalmente ocurre en áreas localizadas tales como curvas o codos, sin embargo, esta puede extenderse ampliamente en los sistemas donde existen cantidades significantes de sólidos suspendidos.

- Daños por hidrógeno

Los átomos de hidrógeno se forman en las áreas catódicas durante el fenómeno de corrosión por los gases ácidos como se habría indicado anteriormente.

En los sistemas libres de aire, la mayoría de los átomos de hidrógeno se combinan sobre la superficie metálica para formar moléculas de hidrógeno gas las mismas que viajan desde la superficie metálica hacia el agua.

En sistemas agrios (presencia de azufre), los iones sulfuro disminuyen la velocidad en la cual los iones hidrógeno se combinan para formar moléculas de gas. El resultado es que se incrementa el numero de átomos de hidrógeno sobre la superficie del metal la misma que provee la fuerza necesaria para la difusión de los átomos de hidrógeno dentro del metal. Los átomos de hidrógeno son muy pequeños y pueden difundirse fácilmente dentro de la mayoría de los metales.

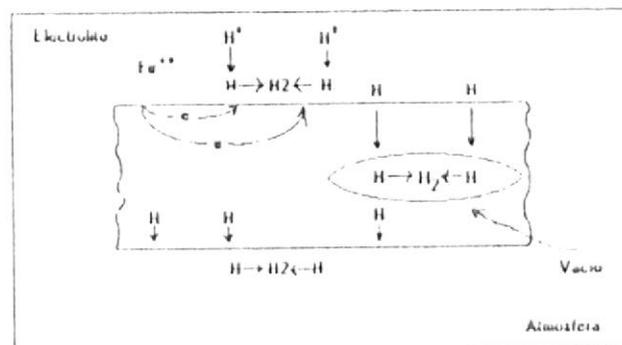


FIGURA 1.9 DAÑO POR HIDROGENO

- Corrosión por Fatiga

Fatiga por esfuerzo y limite de endurecimiento, son términos usados para designar la unidad de estrés que un metal puede

soportar bajo un alto numero de esfuerzos cíclicos a los que es sometido expuesto en un ambiente inerte.

En pruebas realizadas, los limites de estrés se expresan como el porcentaje en el cual el metal se somete al esfuerzo y cuando cesa la causa que lo produce no regresa a su estado original.

El limite de estrés o fatiga para aceros esta entre el 50% al 75% de su fuerza de tensión, sin embargo, aceros mas duros, tienen limites de estrés mas bajos que los aceros mas suaves y dúctiles.

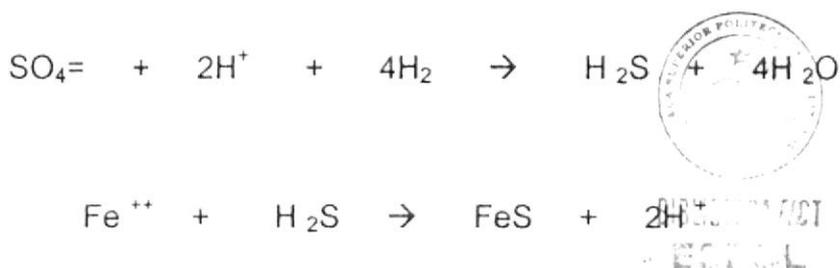
Cuando esta presente en el ambiente expuesto un agente corrosivo como el oxigeno en agua, el limite de fatiga disminuye y el índice de corrosión se incrementa. El efecto combinado entre corrosión y estrés, se denomina corrosión por fatiga y combinado es mas dañino que cuando actúan cada uno de los fenómenos aisladamente.



FIGURA 1.10 LIMITE DE ESTRES

- Corrosión microbiológica

Uno de los mayores problemas causados por el desarrollo de vida microbiana en operaciones petroleras y sistemas de agua es la corrosión. La mayor contribución de las bacterias para la corrosión es la producción de sulfuro de hidrógeno. La bacteria responsable de esta producción es la sulfato reductora y su forma de actuar se explica en las siguientes reacciones



De acuerdo a la ecuación a. Los iones hidrógeno y el hidrógeno molecular son usados por las bacterias sulfato reductoras para convertir el ion sulfato SO_4^{2-} a sulfuro de hidrógeno, la fuente del hidrógeno molecular es la reacción de reducción en el cátodo, luego se produce la reacción entre el sulfuro de hidrógeno y el metal generando la corrosión.

Respecto a los microorganismos, es difícil de predecir donde crecen y hasta que tamaño lo pueden hacer, la forma en que se desarrollan es compleja y obedecen a una combinación de

factores que determinan si su desarrollo puede ser perjudicial o no, a continuación se indican algunos de esos factores:

Mezclas de sales en solución. Algunos microorganismos toleran altas concentraciones de sales pero su crecimiento es limitado; oxígeno en concentraciones desde pocas partes por billón hasta full saturación; temperaturas entre 30° a 50° C, aunque algunos microorganismos sobreviven fuera de este rango; velocidades que permiten flujo laminar. El crecimiento se realiza con preferencia en zonas estancadas.



CAPITULO 2

2. PROBLEMAS ACTUALES EN UN CAMPO EN EL ORIENTE ECUATORIANO

Actualmente el campo consta de siete pozos de petróleo de los cuales 6 están en producción y uno restante que por su alto BSW esta cerrado.

A continuación mostramos las curvas de predicción del campo en mención:

2.1 VOLUMENES DE AGUA QUE MANEJA EL CAMPO

A continuación se muestra la historia promedio de producción del campo, con una predicción al año 2010

TABLA 7.0
HISTORIA PROMEDIO ANUAL DE PRODUCCION DEL CAMPO

AÑO	% BSW	BFPD	BAPD	BPPD
1996	15	1190	178.5	1011.5
1997	20	1563	312.6	1250.4
1998	25	1936	484.0	1452.0
1999	30	2309	692.7	1616.3
2000	35	2682	938.7	1743.3
2001	40	3055	1222.0	1833.0
2002	45	3428	1542.6	1885.4
2003	49	3801	1862.5	1938.5
2004	52	4174	2170.5	2003.5
2005	55	4547	2500.9	2046.2
2006	58	4920	2853.6	2066.4
2007	61	5293	3228.7	2064.3
2008	64	5666	3626.2	2039.8
2009	67	6039	4046.1	1992.9
2010	70	6412	4488.4	1923.6

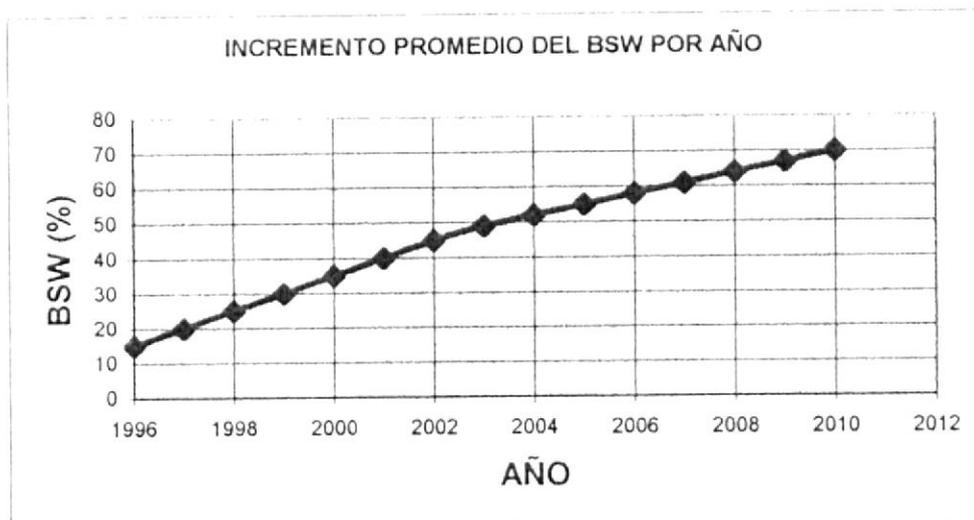


FIGURA 2.1 INCREMENTO DEL BSW POR AÑO

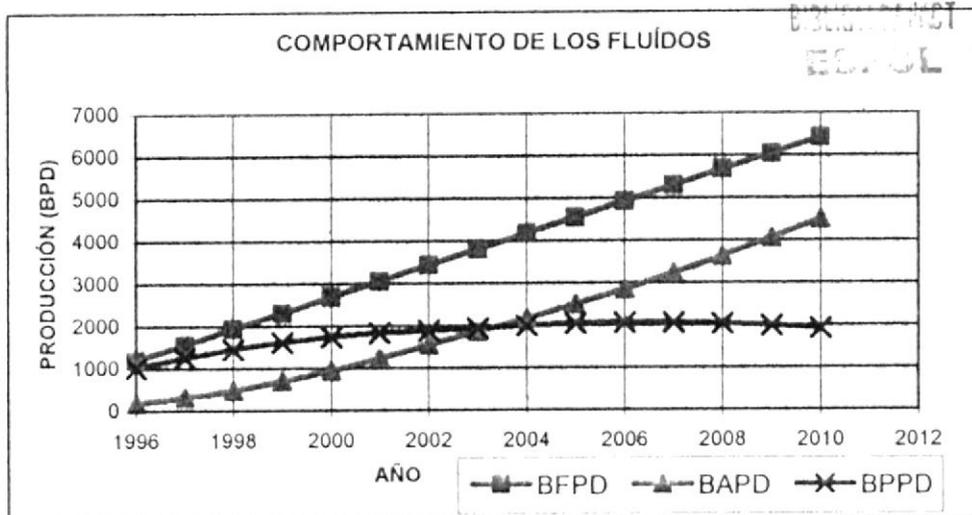


FIGURA 2.2 INCREMENTO DE LOS FLUIDOS POR AÑO

A continuación presentamos algunas características petrofísicas de las arena productora.

- **La formación Hollín (Ver Apéndice B)**

La Formación Hollín está caracterizada por tener areniscas cuarzosas blancas, tiene un espesor de alrededor de 80 a 240 m e incluye lutitas fracturadas, constituye una zona de gran potencial petrolífero. La Formación Hollín tiene 2 zonas principales que son:

TABLA 8.0
DATOS PETROFISICOS

HOLLIN SUPERIOR	
Permeabilidad	500-600 md
Porosidad	16-17 %
HOLLIN INFERIOR	
Permeabilidad	1600-2500 md
Porosidad	20-22 %

Como está mencionado anteriormente la producción de agua está actualmente en el orden de los 1200 BAPD aproximadamente, los cuales representan un problema en su manejo debido a que no se cuenta con una instalación adecuada de un sistema de tratamiento de agua de formación.

Actualmente en el campo el agua de formación una vez que sale del tanque de lavado es enviada a una piscina hecha de tierra, luego, la capa de petróleo que esta en la parte superior es recogida con skimer, una vez que la capa de petróleo es retirada, el agua es enviada al medio ambiente lo cual representa una contaminación irreparable a la salud de los habitantes como a la fauna y flora de la región. Lo que hace imprescindible el diseño de un sistema de tratamiento de agua de formación para contrarrestar estos efectos negativos y además por que la ley de regulación ambiental nacional así lo menciona.

- Los problemas comunes del Agua de Formación¹²

El agua de formación presenta tendencias a la corrosión debido que contiene ácido sulfúrico, alta concentración de cloruros, y bióxido de carbono libre, metales pesados, además presenta problemas de incrustación por su alta dureza, pero tiene la cualidad de poseer baja turbidez y no contener oxígeno, siempre y cuando se aplique un sistema cerrado para su reinyección a la formación.

- Formación Receptora del Agua de Producción (Ver Apéndice A)

El terciario en el Ecuador esta representado por: la Formación Tiyuyacu cuyo espesor es de aproximadamente 250 m, constituida

por conglomerados con bloques angulosos redondeados de cuarzo y sílice lo que le da una alta porosidad y permeabilidad, estas características hacen de esta formación la más aceptable para la reinyección de agua de formación para confinamiento.

Los parámetros petrofísicos de la Formación Tiyuyacu son:

TABLA 9.0
DATOS PETROFISICOS

TIYUYACU	
Permeabilidad (K)	300 md
Porosidad	18%

- Formación Orteguzza

La Formación Orteguzza se trata de una formación constituida de sedimentos rojizos, masas grandes de arcilla y sedimentos en transición que consisten en lutitas cafés a grises verdosas, con niveles de areniscas, estos niveles podrían ser utilizados para la reinyección de agua de formación. La basal de la Orteguzza consiste en areniscas de grano grueso.

La Formación Ortegúaza de acuerdo a diferentes análisis petrofísicos se ha determinado que tiene:

TABLA 10.0

DATOS PETROFÍSICOS

FORMACIÓN ORTEGUAZA	
Permeabilidad	75 md
Porosidad	30 %

La Formación Ortegúaza en su momento puede ser considerada como receptora de agua de desecho.

- Reinyección del Agua de Formación en Pozos Abandonados

Se tiene previsto únicamente reinyectar el agua de formación en el campo en un pozo abandonado.

Pozos abandonados

Determinados pozos, luego de la evaluación de resultados de las pruebas iniciales de producción y de varios trabajos adicionales para hacerlos producir, no han alcanzado el objetivo de entrar en producción o la producción comercialmente no resulta rentable. De no existir estos pozos se deberá perforar uno para reinyectar el agua de formación.

- Programa de reacondicionamiento y completación

Una vez seleccionado el pozo como reinector de agua de formación se preparan los trabajos de reacondicionamiento del pozo, que principalmente consta:

Si el pozo tiene “pescado” 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.

- Se perfora el intervalo Tiyuyacu.

- Se completa el pozo.

Si el pozo no tiene “pescado” y las arenas productoras se encuentran aisladas

- Se aíslan con tapones de cemento o 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.

Completación

Concluidos los trabajos para acondicionar Tiyuyacu, se completa el pozo bajando la completación siguiente:

- 3 – ½", EUE, un tubo
- 7" x 3 – ½", Empacadura
- 3 – ½" , EUE, un tubo
- 3 – ½" , EUE, camisa " SI;SI "
- 3 – ½" , EUE, tubería hasta superficie.
- Asentar empacadura
- Instalar cabezal
- La empacadura se asienta a +/- 100 pies sobre el ultimo disparo superior de tiyuyacu.

2.2 Dureza del agua¹²

Es la presencia de ciertos sólidos disueltos que hacen el agua no apta para el consumo humano. La dureza total es la suma de la dureza calcica mas la dureza magnesica, estos datos de los análisis de las muestras de las aguas de formación se muestran en el siguiente capitulo.

2.3 Salinidad¹⁴

La salinidad del agua de formación es un indicativo de la cantidad de cloruro de sodio disueltos en el agua como se mencionó en el capítulo anterior. Mientras la salinidad sea mayor mas corrosiva es el agua.

2.4 Aspectos Ambientales^{4,5}



2.4.1 Manejo y tratamiento de descargas líquidas

Desechos líquidos industriales, aguas de producción, descargas líquidas y aguas de formación.- Toda estación de producción y demás instalaciones industriales dispondrán de un sistema de tratamiento de fluidos resultantes de los procesos.

No se descargara el agua de formación a cuerpos de agua mientras no cumpla los límites permisibles.

- **Disposición.**- Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos de este reglamento.

Los desechos líquidos, las aguas de producción deberán ser tratadas 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 Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en coordinación con la Subsecretaría de Protección Ambiental del mismo Ministerio.

Si estos fluidos se dispusieran en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental, se establecerán los métodos, alternativas y técnicas

que se usaran para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental.

2.4.2 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 contienen agua dulce.
- Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5000 (cinco mil) ppm.

El indicado estudio deberá incorporarse el respectivo plan de Manejo Ambiental.

TABLA 11

DESECHOS CARACTERIZADOS COMO PELIGROSOS

Código	Tipo de desecho	Reducción, Tratamiento y disposición
A4060	Desechos de mezclas y emulsiones de aceite y agua o de hidrocarburos	
Código	Tipo de desecho	Reducción, Tratamiento y disposición
B2041	Agua de formación	Reinyección

2.4.3 Instalaciones de producción.- Las empresas petroleras en la actividad hidrocarburífera, para el cumplimiento de la Operaciones de producción, deben tener presente lo siguiente.

- **Pozos para inyección.-**Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionarán aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que están abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales.

- **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: los sujetos de control, que el Subsecretario de Protección Ambiental someta a

conocimiento y resolución del Director Nacional de Hidrocarburos serán sancionados por la Ley 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 los reglamentos en que incurran en materia ambiental, durante las actividades Hidrocarburíferas: Petroecuador, sus filiales, las contratistas y subcontratistas, que la Sub-Secretaría de Medio Ambiente por intermedio de la DINAMA, someta a conocimiento y resolución del Director Nacional de Hidrocarburos, podrá ser sancionada 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 la reparación de los daños producidos.

Las Sub-Contratistas, además de las sanciones a que hubiere lugar en aplicación de este reglamento podrán ser eliminados del Registro de Calificación de Empresas para provisión obras y servicios.

De las sanciones impuestas por el Director Nacional de Hidrocarburos se podrá aplicar ante el Ministerio de Energía y Minas.

- Para el caso de piscinas abandonadas y mal taponadas, será mandatorio para Petroecuador sus filiales y contratistas, proceder a la limpieza, recuperación de crudo,

tratamiento y taponamiento y/o revegetación de cada una de las piscinas, en base al plan que presente cada una de las operadoras, a mas tardar un máximo de 90 días luego de expedido este reglamento plan que será aprobado por la Sub-Secretaria de Medio Ambiente se cumplirán las disposiciones contempladas en el Artículo 30 de este reglamento.

2.5 Aspectos técnicos y económicos de un tratamiento actual

Dentro de los aspectos técnicos – económicos de un tratamiento actual incluye la inversión total en equipos nuevos aprobados por la contratista y que se requiere instalar para cumplir con los objetivos.

En estos costos se deben considerar los trabajos por :

Conexiones, sueldas, instrumentación, dibujo, personal para supervisión de montaje, pruebas y servicios asociados.

- **Costo operativo.**- Incluye los costos que se debe realizar de acuerdo a los objetivos, pero no limitados a tratamiento químico, operación, mantenimiento de filtro y sistema cerrado.

Operación y mantenimiento de unidades de bombeo, operación de motores a combustión y eléctricos, reparaciones mayores de motores y unidades de bombeo, personal de mantenimiento y operación que este capacitado para manejar la planta y reinyectar toda el agua de formación desde la estación, en caso de un aumento de producción

de agua debido a la perforación de nuevos pozos se deberá pedir con anticipación equipos adicionales.



BIBLIOTECA
ESCUELA

CAPITULO 3

3. METODOS Y PROCESOS APLICABLES⁷

En campos petroleros donde la producción de agua asociada al petróleo es alta, podría ser ventajoso utilizarla en un proyecto de recuperación secundaria por su alta compatibilidad con la formación. Sin embargo, cuando se decide inyectar a los yacimientos el agua producida, es recomendable tratarla debido al contenido de sólidos disueltos, al alto contenido de petróleo y sulfuros. Así mismo, el agua de formación presenta tendencia a la corrosión debido a que contiene ácido sulfúrico, alta concentración de cloruros y bióxido de carbono libre, como metales pesados, además presenta problemas de incrustación por su alta dureza, pero tiene la cualidad de poseer baja turbidez y no contener oxígeno, siempre y cuando el sistema sea cerrado.

En resumen el agua de formación puede ser usada o desechada de la siguiente manera:

- El agua de formación puede ser utilizada en un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección a las formaciones productivas con el propósito de aumentar la producción de petróleo y/o mantener la presión en el yacimiento.
- El agua de formación puede ser reinyectada a formaciones subterráneas permeables con el propósito de desear el agua.
- Desear al medio ambiente el agua de formación, luego de un tratamiento estricto, de tal manera que el agua cumpla con la especificaciones nacionales correspondientes, que especifica el reglamento ambiental para las operaciones hidrocarburíferas en el Ecuador.

Este capítulo considera los procesos necesarios para tratar el agua de formación y poder reinyectarla. Un agua de pobre calidad podría causar daños en la formación y pérdidas económicas. Los tópicos en este capítulo están entre los más críticos a ser considerados en un diseño de reinyección.

El agua ideal para reinyección debería no contener las siguientes características.

- Partículas sólidas suspendidas
- Sólidos disueltos perjudiciales causantes de escala o corrosión
- Gases en solución.
- Bacterias
- Efectos adversos sobre la formación, así como entumecimientos de arcilla.
- Conductividad para evitar la corrosión galvánica.

Considerando que estas características son bastante difíciles de obtener, el ingeniero de reinyección de agua de producción debe esforzarse para producir un agua que se aproxime a estas características dentro de un proceso razonable.



Existen muchas variables en la selección de diseño y equipos para tratamiento de aguas, el sistema seleccionado debería considerar la cantidad y la calidad del agua a ser tratada, las características del yacimiento, y los intereses económicos del proyecto.

Sistema Cerrado

Se diseñará un sistema cerrado de acuerdo a las siguientes ventajas:

- Minimizar la tendencia a formar escala ya que disminuye el desprendimiento de CO_2 a la atmósfera y consecuentemente también disminuye la deposición 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 reductoras. 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 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 de inyección al subsuelo de 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.

3.1 Caracterización del Fluido a Tratarse¹⁴

El fluido a tratarse es caracterizado a través de análisis donde se establecen principalmente ciertas propiedades físicas, químicas y biológicas. (*Ver Apéndice D*)

Análisis de Propiedades Físicas

Entre las más comunes que se analizan son la densidad, el potencial de hidrógeno o pH , resistividad, turbidez, las cuales son analizadas.

Los análisis Químico

Los análisis químicos se hacen con la finalidad de determinar la cantidad de iones , bacterias y gases disueltos en cada una de las muestras.



BIBLIOTECA
EQUIL

- Gases en Solución

Para determinar con precisión la cantidad de éstos gases, se requieren las técnicas especiales de análisis y muestreo. Cuando existen concentraciones altas de sales disueltas en el agua, la corrosión es directamente proporcional a la cantidad de oxígeno disuelto.

- **Ácido sulfúrico** es un gas tóxico que tiene un olor y sabor desagradable. Cuando está disuelto en el agua adquiere la propiedad

de ser corrosivo. Se encuentra en las fuentes principales como resultado de la descomposición anaeróbica de compuestos orgánicos.

La presencia de sales en el agua con ácido sulfúrico disuelto, así como la composición del acero expuesto a esa agua, influyen en el ritmo de la corrosión.

- Dureza

Dureza total es normalmente expresada como la suma de las concentraciones de Ca y Mg expresadas como equivalentes CaCO_3 .

$(\text{ppm Ca}^{++} \times 2.5) + (\text{ppm Mg}^{++} \times 4.1) = \text{Dureza total, como ppm de CaCO}_3$

- Alcalinidad

Alcalinidad en agua es atribuida a la presencia de bicarbonatos, carbonatos e iones hidroxidos. Sin embargo, cada uno de estos iones existen solamente en un dado rango de pH, una idea general de los iones contribuyentes a la alcalinidad como una función del pH de un agua. Estas relaciones no son exactas y la alcalinidad es definida como la capacidad de un agua para reaccionar con iones hidrógenos.

Alcalinidad P: Una medida del numero de equivalentes de ácido

requerido para bajar el pH del agua a aproximadamente 8.3 (la fenolftaleina o " P " punto final); alcalinidad M : Una medida del numero de equivalentes ácidos requeridos para bajar el pH a aproximadamente 4.5 (el methiel naranja o " M " punto final). La mayoría de aguas naturales tienen un pH menor a 8.3 y tienen una alcalinidad " P " de cero y no contienen iones $\text{CO}_3^{=}$. Esto significa que muestran solamente alcalinidad " M "

Lo cual es solo atribuida a iones HCO_3^- .



BIBLIOTECA
ECOL

- Sólidos Disueltos

Es necesario un análisis de los iones solubles presentes en el agua involucrada en el proyecto ,así como la tendencia del agua de reinyección, etc.

El análisis debe incluir una determinación cuantitativa de sólidos totales disueltos como sodio, calcio, magnesio, bario, hierro, cloruros, bicarbonatos, carbonatos y sulfatos.

- Sólidos en Suspensión

Además de los microorganismos, el obturante de la formación puede ser ocasionada por los sólidos en suspensión que puede traer el agua

El control de los sólidos suspendidos es un factor importante en el éxito en la operación de un sistema

- El contenido de Petróleo

La presencia de ppm de petróleo en el agua que se reinyecta, en especial si los valores son mayores a 20 ppm y los caudales de agua son altos, tendremos como resultado un acumulamiento de petróleo en la formación que da origen al desarrollo de emulsiones, taponando las formaciones.

Los ppm de petróleo deben ser medidos a la descarga del tanque de lavado, esto permitirá determinar si el proceso de separación agua-petróleo es eficiente. Las mediciones permitirán realizar los correctivos y ajustes en los procesos de separación agua-petróleo.

- El contenido de hierro disuelto

Esta prueba consiste en analizar el agua cuantificando el hierro disuelto en dos puntos del sistema. La diferencia en el contenido de hierro indica la intensidad de la corrosión. Es esencial determinar el contenido de hierro disuelto en el agua antes de iniciar un programa de prevención de la corrosión.

El análisis Biológicos

En el agua de reinyección es necesario detectar cualquier tipo de desarrollo biológico, debido a que un alto contenido de bacteria contribuye a la alta corrosión de los metales y el taponamiento de la cara de la arena en el pozo de reinyección

Las bacterias pueden formar colonias activas desarrollándose en sitios ocultos, formando películas de limo o estancándose en secciones del sistema de reinyección de agua. De toda la variedad de especies de bacterias existentes en la naturaleza, solo las sulfatos reductoras y las ferruginosas causan problemas de corrosión muy importante desde el punto de vista económico.



- Bacterias Sulfato Reductoras

Estos microorganismos están distribuidos abundantemente en la naturaleza y son los únicos que tienen la habilidad de reducir los sulfatos, produciéndose ácido sulfúrico cuya presencia en cualquier agua causa corrosión del equipo metálico y originan problemas por la formación de incrustaciones, las bacterias son esencialmente anaeróbicas por lo que se pueden encontrar en cantidades importantes en pozos profundos. Aunque son anaeróbicas, también son capaces de sobrevivir en medios que sean provistos de oxígeno.

Durante su metabolismo éstas bacterias toman el hidrógeno que hacen pasivo el cátodo de una celda electrolítica, generada en la tubería que transporta el agua, lo que ocasiona que la corrosión del agua continúe. El hidrógeno reacciona con el ion sulfuro del agua, para producir el ácido sulfúrico

- Bacterias Ferruginosas

Forman grupos general de microorganismo que utilizan el hierro ferrosos como fuente de energía para su crecimiento. Se caracterizan por su agilidad para convertir por oxidación, el ion ferroso en ferrico, dando lugar a que las sales ferrosas solubles se conviertan en hidróxidos férricos insolubles, los cuales precipitan sobre la superficie metálica.



Si se tiene medios de baja concentración de oxígeno, la superficie metálica es aislada del oxígeno por los precipitados de hidróxido ferrico, originando áreas exentas de oxígeno libre.

Esto origina la formación de celdas de aeración diferencial, actuando en dichas áreas como cátodos, efectuándose a la acción corrosiva.

Estas bacterias pueden obstruir tuberías, producir manchas y cuando mueren producen olores desagradables.

3.2 Procedimiento para Análisis de Muestra de Agua de Formación.

En el análisis de una muestra de agua de formación se determinan una serie de parámetros, los cuales obviamente obedecen a procedimientos diferentes. Por tal motivo, a continuación se describe el procedimiento para efectuar los análisis de nuestras muestras de agua de formación. (Ver Apéndice C)

Medición del pH

- Procedemos a encerrar el equipo en este caso " PEACHIMETRO " con el método electrométrico.

- Para este proceso se toma una solución estándar (Buffer) que al introducir en la misma en el electrodo del aparato, al cabo de un tiempo nos marcara el valor de 7.0 lo cual significa que estará lista para el uso o calibrado.

- Tomamos en un vaso de precipitados una muestra de agua producida.

- Introducimos el electrodo del Peachimetro dentro del vaso de precipitado con la muestra de agua y tomamos la lectura.
 - La lectura del pH estará acompañada de la temperatura a la cual la muestra fue tomada en "sitio".
 - Resultados.

Turbidez

- Se procede a colocar en un tubo de ensayo agua de formación a cualquier medida.
 - Luego se procede a colocar la muestra de agua de formación en un Turbidímetro de Model Hach Chemical Company 16800.
 - El aparato trae tres diferentes escalas (0 –1 ppm, 1 – 10 ppm, 10 – 100 ppm) la misma que tenemos que regular de acuerdo a la escala adecuada que nos permita la lectura de la turbidez dada en NTU.
 - Resultados.

Conductividad

- Tomamos una muestra de agua producida en un vaso de precipitado y lo vertimos en el recipiente que trae el conductivímetro.

- Procedemos a tomar lectura, el conductivimetro trae tres diferentes escalas (0 –1, 0 – 10, 0 – 1000) micro - ohms x cm, la misma que tenemos que regular de acuerdo a la escala adecuada que nos permita la lectura.

- Resultados.

Sólidos Totales Disueltos

- Para determinar los sólidos totales disueltos se aplica la siguiente formula:

- Si $\text{Ph} < 8.5 \rightarrow \text{Conductividad} \times 0.67$

- Si $\text{pH} > 8.5 \rightarrow \text{Conductividad} \times 0.75$

- Resultados.

Sólidos Totales Suspendidos

- Precedemos a pesar la membrana de 0.45 um
- Colocamos 250 ml de agua producida en una bureta
- Colocamos en un filtro la membrana ya pesada y tapamos
- Vertimos el agua producida dentro del filtro, cerramos y con ayuda de aire a presión de 20 psi, hacemos pasar el agua por la membrana
- Una vez que el agua a pasado, sacamos la membrana y la ponemos en un horno para secarla durante media hora a una temperatura de 30 – 40 ° C aproximadamente y luego pesarla
- Procedemos a pesar la membrana



- Realizamos el calculo de SST de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$\text{SST} = (\text{PF} - \text{PI}) / \text{V (litros)}$$

Donde:

SST = Sólidos totales disueltos

PI = Peso inicial de la membrana

PF = Peso final de la membrana

V = Volumen en litros

- Resultados

Alcalinidad Total

- Procedemos a realizar la dilución de 1ml de agua producida en 100 ml de agua destilada en una probeta o vaso pyrez.
- Luego vertimos esta dilución a un vaso de precipitado, este vaso contiene un agitador magnético, el cual nos servirá luego de colocar la muestra en el magnetor para agitar la dilución.
- Después se le agrega seis gotas un indicador Broncosol (rojo de metilo) hasta que cambie de color a azul y procedemos a titular con H_2SO_4 hasta que se torne rosado - rojo.
 - Procedemos a leer la lectura de los ppm del titulador y se lo multiplica por el factor de dilución
- Resultados.

Dureza Total

- Realizamos la dilución de 1 ml de agua producida en 100 ml de agua destilada.
- Se procederá a colocar la dilución en un vaso pyrex el cual ya tiene su agitador magnético.
- Se procede a agitar la dilución mediante el magnetor.
- Se le agrega 1 ml de Buffer Hardness (El objetivo es llevarla a un pH de $10 \pm 0,1$).
- Se le agrega tres gotas de ManVer Hardness 2 y titulamos con EDTA Tetrasodium Salt al 0.8 Molar.
- En el momento se produce una coloración de rojo a morado Leemos la lectura en el titulador en ppm de CaCO_3 y multiplicamos por el factor de dilución.

- Resultados

Dureza Calcica

- Realizamos la dilución de 1 ml de agua producida en 100 ml de agua destilada.
- Procedemos a colocar la dilución en un vaso pyrex y colocarlo en un agitador magnético.
- Se le agrega 1 ml de KOH al 8 normal y una capsula de Calver 2.
- Se titula con EDTA al 0.8 Molar.



- Tomamos la lectura y multiplicamos por el factor de dilución.

- Resultados

Dureza Magnésica

- Para calcular la dureza magnésica procedemos de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$DM = DT - DC$$

Donde.

DT = Dureza total

DC = Dureza cálcica

DM = Dureza magnésica

- Resultados

Contenido de Calcio

- Para calcular el calcio se aplica la siguiente fórmula

Donde.

$$\text{Por Fórmula : } Ca = DC * 0.24$$

Ca = Calcio

DC = Dureza calcita

- Resultados

Contenido de Magnesio

- Para calcular el magnesio se aplica la siguiente fórmula:

Donde:

$$\text{Por fórmula: } Mg = DM * 0.4$$

Mg = Magnesio

DM = Dureza magnesica

- Resultados



Hierro Total

La determinación se la hace con el HASH, aplicando el reactivo FerroVer.

- Realizamos la dilución de 1 ml de agua producida en 25 ml de agua destilada
- En el equipo HACH lo programamos en 2165 que corresponde al programa de cantidad de hierro
- Procedemos a encerar con la misma dilución previamente realizada
- Luego le agregamos el reactivo FerroVer a la dilución y la colocamos en el HACH para proceder a tomar lectura
- Resultados

Cloruros

- Realizamos la dilución de 1 ml de agua producida en 100 ml de agua destilada
- Luego lo pasamos a un vaso de precipitado donde se encuentra un agitador magnético
- Procedemos a colocar el vaso en el magnetor para agitar
- Le agregamos el indicador Chloride 2 el cual nos dará una coloración amarilla y lo titulamos con nitrato de plata hasta que cambie de color

- Procedemos a tomar lectura y lo multiplicamos por el factor de dilución y luego multiplicamos por 0.5 el cual es un factor que trae el cartucho de titulación

- Resultados

Sulfatos

- Realizamos la dilución de 1 ml de agua producida en 25 ml de agua destilada

- Programamos el HACH en 3450 para medir sulfatos

- Enceramos el HACH con la dilución

- A la dilución se le agrega SulfaVer 4

- Se coloca en el HACH y se toma lectura

- Resultados

Aceite en Agua

- Tomamos 400 ml de muestra de agua producida y colocamos en un embudo de separación

- Tomamos 40 ml de cloroformo o Jp 1 correspondientes al 10 % de la muestra de agua producida

- Para estos análisis utilizamos cloroformo, mezclamos en el embudo y agitamos durante 5 minutos, dejando escapar los gases periódicamente



- Luego de esto el cloroformo precipitara hasta el fondo del embudo, conjuntamente con los hidrocarburos, y la fase agua quedara en la parte superior
- Abrimos la válvula del embudo y tomamos 25 ml de muestra (Cloroformo mas hidrocarburos)
- Programamos el HACH (longitud de onda de 600 nm) para calcular aceite en agua y procedemos a tomar lectura
- Resultados

Nitratos

- Realizamos la dilución de 1 ml de agua producida en 25 ml de agua destilada
- Programamos el HACH, 2530 para calcular nitratos
- Enceramos el HACH con la dilución anterior
- Colocamos el NitraVer 6 en la dilución
- Luego colocamos esta muestra en el HACH y tomamos lectura
- Resultados.

CO₂

- Para medir la cantidad de CO₂ presente en una muestra de agua de formación utilizamos un dispositivo llamado BACHARAT.
- Este dispositivo consta de una base de medición acoplada a una manguera, que es seguida por una bomba de succión pequeña, y en la parte final de la manguera un tubo de vidrio.

- Tomamos una muestra de agua de producción en sitio y le procedemos a introducir el tubo de vidrio.
- Luego en la base tomamos lectura.
- Resultados.

H₂S

- Utilizamos ampollas, las cuales tienen una escala numerada de 0 –10 %
- Tomamos la muestra en sitio y luego introducimos una ampolla de prueba, luego comparamos con la escala de las otras ampollas, la que mejor se ajuste al tipo de color , se tomara.
- Resultados.

Adjuntamos en el APÉNDICE D los respectivos resultados de los análisis realizados para las muestras de agua de producción del campo en mención.

De acuerdo a los análisis realizados podemos concluir que el agua de producción del campo resulta ser incrustante, sin descartar que las condiciones de los sistemas son cambiantes llegué a ser corrosivo . *(Ver Apéndice D)*

3.3 Tratamiento químico del agua de Producción⁷

Los químicos son aplicados en estado líquido, éstos muestran diferentes características cuando se desarrollan en petróleo versus la

Fase agua La mayoría de los químicos muestran una "solubilidad doble", tanto en el petróleo como en la fase agua de una corriente de producción.

De acuerdo a consultas hechas a técnicos de empresas de productos químicos aplicados a la industria petrolera, los siguientes químicos serían los de mejor aplicación para el tratamiento del agua de producción para este campo tomando en consideración los análisis de las muestras de agua

A continuación mostramos una tabla indicando el químico, marca, consumo o dosificación y los costos aproximados.



BIBLIOTECA
ESTADAL

- Dosificación

Considerando los resultados de las muestras de agua de producción con una característica general de ser netamente incrustante, y de acuerdo a la cantidad de fluido que vamos a manejar que es de alrededor de 1200 BAPD, conjuntamente con técnicos en químicos realizamos la dosificación, previamente realizando la prueba de jarras para llegar a una dosificación adecuada, las mismas que podrían variar con el transcurrir del tiempo. Es por esto que se

recomienda un monitoreo adecuado al sistema de tratamiento de agua de formación.

Pruebas de Jarras

Consiste en agregar cantidades conocidas de floculantes a varias jarras del agua que se va a tratar, agitando suavemente las mezclas durante un periodo de tiempo definido y observado después de la calidad y características de los floculos formados.

La prueba sirve para determinar diariamente, cual es la dosificación optima de polielectrolito, químicos encargados de formar floculos para que puedan ser retenidos en los filtros. Se procede como sigue:

- Poner 500 ml de la muestra (agua de formación) en cada una de las seis jarras.
- Añadir a cada jarra 2, 3, 4, 5, 6 y 7 ppm del polielectrolito.
- Añadir a cada jarra 40 ppm de hipoclorito de sodio (0.2 ml).
- Poner el mezclador a 150 rpm durante 3 minutos, que es el tiempo que le toma a una partícula circular por los filtros.
- Disminuir la velocidad del mezclador a 30 rpm, manteniendo esta condición durante 30 o 45 min., tiempo que le toma el agua estar en la planta de tratamiento.

- En la jarra que se hayan formado la mayor cantidad de floculos, es la que tiene el numero optimo para dosificar, hacer la siguiente transformación para dar la dosificación a aplicar.

$$\text{GPD (Polielectrolito) = ppm X Q(BPD) / (23,81 x 1000)}$$

$$1 \text{ ml} = 10000 \text{ ppm}$$

La membrana usada para filtración, es de nitrato de celulosa, D= 47 mm y tamaño de poros de 8 μm , que simula al filtro.

Como ejemplo tenemos:

Como el hipoclorito de sodio se lo aplica a 500 ml de la muestra y en una concentración de 40 ppm, transformamos.

$$V1=?$$

$$V2=500 \text{ ml H}_2\text{O}$$

$$C1 = 100000 \text{ ppm}$$

$$C2=40 \text{ ppm}$$

Hipoclorito al 10 %

Concentración deseada

$$V1 \times C1 = V2 \times C2 \text{ entonces } V1 = 0,2 \text{ ml de NaCl al 10 \%}$$

Pruebas pilotos hechas en laboratorios por los técnicos químicos, similares a las pruebas de jarras para determinar la dosificación exacta fueron realizadas para los demás químicos usados para el tratamiento.

TABLA 12
TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA

<u>TRATAMIENTO</u>	<u>QUIMICO USO</u>	<u>MARCA</u>	<u>CONSUMO</u>	<u>COSTOS</u>
			<u>GAL/DIA</u>	<u>GAL/MES</u>
				\$
ANTICORROSIVOS	INHIBIDOR DE CORROSION	P -1106	4	960
ANTI ESCALA	INHIBIDOR DE ESCALA	MX - 452 MX - 592	7	947.7
SURFACTANTE DETERGENTES	DETERQUIM	DT - 272	5	1200
FLOCULANTES	POLIELECTROLITO	MAGNAFL OC 1597	6	1542
BACTERICIDA	BIOCIDA	BAC - 91 BAC - 93 BAC - 95 BAC - 98	7	2730

TABLA 13
DOSIFICACION QUIMICA

QUIMICOS	DOSIFICACION (gal/d)
Anticorrosivo	4
Antiescala	7
Biocida	7
Floculante	6
Detergente	5



Inhibidores químicos de corrosión

Estos productos químicos pueden ser estudiados desde el punto de vista de un recubrimiento, tomando en cuenta que la mayoría de los inhibidores son compuestos orgánicos que forman películas protectoras.

Los químicos inhibidores de corrosión se seleccionan para los diferentes sistemas, tomando en cuenta los siguientes puntos:

- Deducción lógica
- Experiencia en el área de trabajo
- Recomendación de un técnico vendedor
- Pruebas de laboratorio. (Ver Apéndice O, 5)

Antiescala

Los químicos aplicados para el control de escala son importantes para el control de incrustaciones, porque las mismas llegan a causar el taponamiento de la tubería y de los equipos en general. Las incrustaciones comunes que se presentan dentro de un campo petrolero son las siguientes:

- Carbonato de calcio
- Sulfato de calcio
- Sulfato de bario

El antiescala no permite que los cristales se depositen en los equipos del sistema, éste hace que los mismos se mantengan en solución. (Ver Apéndice O, 4)

Biocidas

Los biocidas tienen una aplicación importante dentro del control químico del agua de producción, éstos controlan de manera general las bacterias sulfato reductoras, ya que estas bacterias son las causantes de algunos problemas tales como:

- Aumento de la corrosión
- Genera sólidos ya sea como productos de la corrosión .

Los bactericidas no pueden penetrar la capa impermeable, porque únicamente atacan aquellas bacterias en el flujo de la corriente.

(Ver Apéndice O, 3)

Surfactantes

Los tratamientos químicos como surfactantes (detergentes) tienen como función lavarle a los sólidos, mantener en suspensión las partículas sólidas, e impedir la aglomeración de los mismos con lo cual se impedirá la obstrucción de la tubería y el taponamiento de los equipos. (Ver Apéndice O, 2)

Floculantes

Los Floculantes tienen como función, la aglomeración de los sólidos en suspensión que tenga el sistema, es decir los está uniendo constantemente para hacerlos crecer en tamaño para así poder precipitar al fondo del recipiente, con la finalidad de reducir la cantidad de sólidos en suspensión en el sistema. (Ver Apéndice O, 1)

Un gráfico con los puntos de aplicación de los químicos es mostrado en el apéndice O.

3.2 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE EQUIPOS DEL SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA DE FORMACIÓN (Ver Apéndice O).

Para dimensionar y seleccionar los equipos del sistema, necesitamos conocer la capacidad del tanque de lavado, la misma que es de 25000 barriles.

Dimensionamiento de la línea que va del tanque de lavado al tanque de pulido.

Considerando las caídas de presión tenemos:

$$\Delta P = L (q_w / 15.2 * C * d \exp 2.63) + 0.4331 \Delta h, \text{ por Hazen y Williams}$$

ec. 3.1

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

d = diámetro de la tubería

Δh = elevación del terreno;

Para este segmento tenemos:

L = 60 pies

q_w = 25000 barriles(729 gpm)

C = 120

Δh = 0, terreno plano



Aplicando la ecuación tenemos:

$$\Delta P = 60(13.7/d \text{ exp. } 2.63) \text{ exp. } 1.85 ; \text{ además}$$

$$V = 0.408 \text{ qw/d exp. } 2, \text{ ec. } 3.2 \text{ entonces tenemos:}$$

TABLA 14

DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS TRAMO A

D (pulgadas)	ΔP (psi)	V (pies / seg)
4	9	19
6	1.2	8
8	0.31	4.6
10	0.1	2.9

Seleccionamos un diámetro de tubería que no nos represente una caída de presión considerable y además por recomendaciones en el sistema la velocidad no puede exceder 8 pies / seg., velocidades de 10 pies / seg. han sido citadas como acelerantes a la corrosio/erosión. Una velocidad mínima de 3 pies / seg. es recomendada para mantener el sistema limpio.

De acuerdo a estos criterios seleccionamos un diámetro de tubería de 8 pulgadas para este segmento.

Dimensionamiento del tanque de pulido

Tenemos un volumen proyectado de 4500 BAPD para el 2012, por recomendaciones técnicas, tenemos que diseñar un tanque cuya capacidad sea de 18000 barriles para solucionar cualquier inconveniente que pueda surgir en el sistema.

Suponemos una altura de 30 pies, entonces:

$$Atp = Vtp / htp$$

$$Atp = 3369 \text{ pies cuadrados,}$$

El diámetro del tanque de pulido será :

$$Dtp = (4 * Atp / 3.14)^{1/2}$$

$$Dtp = 66 \text{ pies,}$$



TABLA 15
DESCRIPCION APROXIMADA DEL SISTEMA DESDE LA SALIDA
DEL TANQUE DE PULIDO HASTA LA ENTRADA AL TANQUE DE
ALMACENAMIENTO (Ver Apéndice O)

TRAMO B	LONGITUD (pies)
Tubería	5
Válvula check	32
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	44

TRAMO C	LONGITUD (pies)
Tubería	10
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	17

TRAMO D	LONGITUD (pies)
Tubería	10
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	17

TRAMO E	LONGITUD (pies)
Tubería	5
Válvula check	32
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	44

TRAMO F	LONGITUD (pies)
Válvula check	32
Tubería	5
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	44

TRAMO F	LONGITUD (pies)
Tubería	2

TRAMO H	LONGITUD (pies)
Tubería	3
Válvula check	32
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	42

TRAMO I	LONGITUD (pies)
Tubería	40
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	47

TRAMO J	LONGITUD (pies)
Tubería	30
Codo 90° radio corto	7
TOTAL	37

TRAMO K	LONGITUD (pies)
Tubería	3

Selección del diámetro de tubería desde la salida del tanque de pulido hasta la entrada al filtro.

Aplicando la ecuación 3.1 tenemos:

$$L = 168 \text{ pies (tramos B, C, D, E, F)}$$

$$qw = 18000 \text{ barriles}$$

$$C = 120$$

$\Delta h = 5$ pies. ; tenemos:

$$\Delta P = 168 (9.86 / d \text{ exp. } 2.63) \text{ exp. } 1.85 + 2.25, \text{ y para } v \text{ tenemos:}$$

$$V = 213.8 / d^2 ;$$



TABLA 16

DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS TRAMO B,C,D,E,F

d (pulgadas)	ΔP (pies)	V(pies / seg.)
4	15.8	13.4
6	4.1	5.9
8	2.75	3.3

De acuerdo a los criterios antes mencionados seleccionamos diámetro de tubería de 6 pulgadas.

Filtración (Ver Apéndice H)

Filtración es el método primario empleado para la clarificación de aguas en operaciones en campos petroleros.

La mayoría de filtros emplean el retrolavado para el medio filtrante el éxito de la operación del filtro requiere de dos pasos:

- Filtración. Los sólidos suspendidos deben ser removidos desde el agua.
- Retrolavado. Los sólidos suspendidos deberán ser removidos desde el filtro.

Un buen retrolavado puede ser un problema cuando se este filtrando un agua producida.

Filtros Silver Band, Cáscara de Nuez *(Ver Apéndice H)*

Este es un tipo de filtro descendente con el lecho filtrante en el fondo, es decir la cáscara de nuez, y la base de granate lo cual sirve de soporte. Aunque este tipo de filtro puede ser usado para filtrar cualquier tipo de agua su primera aplicación es en campos petroleros es para la extracción de sólidos suspendidos y trazas de petróleo desde el agua filtrada.

Volúmenes de retrolavado son típicamente de 1 % del volumen de la planta y el tiempo de retrolavado son de 15 minutos .

Estos filtros son empleados para sistemas que contengan concentraciones de no mas de 100 mg / L , de sólidos totales disueltos y petróleo.

Estos filtros son operados hasta que la caída de presión a través del filtro sea de 35 psi, con lo cual una vez que se cumpla, el filtro entrara en retrolavado, y el lecho filtrante también será descargado.

El sistema de filtración esta compuesto de un filtro: "Filtro cáscara de Nuez", el cual ha sido dimensionado para tratar la capacidad total de la planta. Para la etapa de retrolavado el sistema se puede maniobrar de tal manera que se pueda trabajar con un solo filtro, con la finalidad de que el proyecto sea lo mas rentable posible.

Características para el dimensionamiento de los Filtros

- Volumen de la Planta: 4500 BAPD.
- Numero de Filtros (N): 1
- Tipo de Flujo: Flujo Descendente
- Tipo de Filtros: A presión, Filter Nut Shell
- Carga Hidráulica Máxima (Qa): 15gpm / ft²
- Tipo de Medio Filtrante: Cáscara de nuez, con una base de antracita de grueso diámetro.

Capacidad de los Filtros

Volumen de entrada a la planta (Qt): 131.265 gpm.

Capacidad máxima del Filtro (Q_f): 131.265 gpm

Capacidad individual en condiciones normales de operación (Q_i):

$$Q_i = Q_t / N$$

$$Q_i = 131.265 \text{ gpm.}$$

El filtro tratara un volumen de agua de 131.265 gpm en condiciones normales, en el momento en que entre en retrolavado la entrada de flujo de parte del tanque de pulido al filtro se cerrara, teniendo los justificativos necesarios para esto, debido a las dimensiones de los equipos, y el sistema podrá reinyectar agua normalmente , para luego del retrolavado reestablecer la operación de filtrado.

Diámetro de los Filtros

Area de cada Filtro (A_f):

$$A_f = Q_f / Q_a$$

$$A_f = 8.751 \text{ ft}^2$$

Diámetro de cada Filtro (D_f):

$$D_f = (4 A_f / 3.14) ^{ 1.2 }$$

$$D_f = 3.35 \text{ ft}$$

Estos Filtro tienen una altura de 5 ft.

Requerimiento del Medio Filtrante

Los filtros de 4 ft de diámetro tienen un área neta (Af) de 15.712 ft², y requieren de 1.312 ft³ de medio filtrante por cada in. de espesor por lo consiguiente el volumen del medio filtrante será:

- **Capa Superior**

30 in. * 1.312 ft³ / in = 39.36 ft³ de cáscara de nuez.

- **Capa inferior**

10 in. * 1.312 ft³ / in = 13.12 ft³

10.496 ft³ de arena de granate de 1.4 mm.

Volumen total de medio Filtrante:

52.48 ft³

La caída de presión a través de este tipo de filtro es de aproximadamente 35 psi.

Dimensionamiento del diámetro de tubería que sale del filtro y entra al tanque de almacenamiento.

Aplicando la ecuación 3.1 tenemos:

L = 129 pies (tramos H, I, J, K)

Qw = 18000 barriles

C = 120

$\Delta h = 27$ pies

$\Delta P = 129 (9.86 / d \exp 2.63) \exp 1.85 + 0.433 * 27$

$V = 213.8 / d^2,$

TABLA 17
DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS TRAMOS H, I, J, K

d (pulgadas)	ΔP (pies)	V(pies / seg.)
4	22.2	13.4
6	13.1	5.9
8	12.1	3.3

Seleccionamos diámetro de tubería de 6 pulgadas.



Dimensionamiento del tanque de almacenamiento.

BIBLIOTECA
EST. CL.

El tanque tendrá un volumen de 18000 barriles y por lo tanto su área será de 3369 pies cuadrados un diámetro de 66 pies , y una altura de 30 pies.

Ahora la caída de presión que existe desde la salida del tanque de pulido hasta la entrada en la parte alta del tanque de almacenamiento es :

$$\begin{aligned} \Delta P_{tp - ta} &= \Delta P_{tp - ef} + \Delta P_f + \Delta P_{sf - ta} \quad \text{ec. 3.3} \\ &= 4.14 + 35 + 13.1 \\ &= 52 \text{ psi (117 pies).} \end{aligned}$$

Calculamos la presión que entrega el tanque de pulido.

Altura del tanque = 30 pies

Presión atmosférica = 33.1 pies

Presión capa de gas = 0.43 pies

Presión de vapor = 1.3 pies

NPSHDtp = 64.8 pies (29 psi)

La presión que entrega el tanque de pulido es de 29 psi, esta presión no es suficiente para llegar a la parte alta del tanque de almacenamiento ya que existe una pérdida de presión debido a la fricción de 52 psi. Con lo cual tenemos que colocar una bomba en la parte mas conveniente y económica.

Con 131 gpm de fluido de la planta y 117 pies de carga dinámica total seleccionamos la siguiente bomba:

BOMBAS GOULDS¹³ (Ver Apéndice J)

Modelo 3656/3756 Grupo S 2900 RPM

Tamaño : 1½ x 2 – 8

Eficiencia : 66 %

NPSHR = 9 pies

Motor = 6 Hp

Retrolavado

Para el retrolavado utilizamos la misma bomba para efectos económicos.

Capacidad del tanque de retrolavado

El Tiempo de retrolavado de estos filtros es de 15 minutos con lo cual necesitaremos de 43 barriles de agua limpia del tanque de almacenamiento.

Para efectos de un eficiente retrolavado se colocara un tanque con capacidad para 200 barriles.

Dimensionamiento de la línea de salida del tanque de almacenamiento y se dirige al la bomba de alta presión.

Aplicando la ecuación 3.1 tenemos:

$$L = 300 \text{ PIES}$$

$$\Delta h = 0$$

$$C = 120$$

$Q_w = 18000$ barriles, tenemos

$$\Delta P = 129 (9.86 / d \exp 2.63) \exp 1.85 + 0.433 * 27$$

$$V = 213.8 / d^2,$$

TABLA 18
DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS DEL TANQUE DE
ALMACENAMIENTO A LA BOMBA DE ALTA PRESION

d (pulgadas)	ΔP (pies)	V(pies / seg)
4	24.3	13.6
6	3.4	5.9
8	0.83	3.3

Seleccionamos diámetro de tubería de 6 pulgadas.

Dimensionamiento de la línea de alta presión al pozo reinyector.

Aplicando la ecuación 3.1 tenemos:

$$\Delta h = 300 \text{ pies}$$

$$Q_w = 4500 \text{ barriles}$$

$$C = 120$$

$$L = 4500 \text{ pies. Tenemos:}$$

$$\Delta P = 4500 (0.98 / d \exp 2.63) \exp 1.85 + 130,$$

$$V = 53.5 / d^2. \text{ Tenemos:}$$



TABLA 19
DIMENSIONAMIENTO DE TUBERÍAS DESDE LA LINEA DE ALTA
PRESION AL POZO REINYECTOR

d (pulgadas)	ΔP (pies)	V(pies / seg)
4	135	3.3
6	130.7	1.48
8	130.1	0.9

Seleccionamos diámetro de tubería de seis pulgadas por razones de seguridad.

Selección de Bombas Booster

Antes de la bomba de alta presión tenemos que colocar una bomba booster a que nos va a ayudar a darle la succión requerida de la bomba de alta presión, porque muchas veces la presión que entrega el tanque de almacenamiento no es suficiente, las presiones de succión que entregan las bombas booster están entre 30 y 100 psi

Por recomendaciones técnicas colocamos la siguiente bomba:

Modelo: 3196

Tamaño: 2x3 -6

Motor eléctrico:

HP 7.5



Volt 230/460

Amp 19.8/460

rpm 3450

Procedimiento para calcular la presión de descarga

BAPD = 4500

Profundidad = 7300'

Tubing = 3 ½

S.G = 1.03

K = 300 md

h = 60'

$\Delta p = P_i - 2300$

$u_w = 1,1$

$K_{rw} = 0,15$

$r_w = 0,14'$

$r_e = 1053$ pies

$K_{ro} = 0,5$

$u_o = 21$

$r = 351$

Aplicando la ecuación Tenemos: ec. 3.4 Ec. De Darcy asumiendo banco de petróleo

$$q_w = (7.07 \times 10^{-3} \exp. -3 kh\Delta p) / [u_w/k_{rw} \ln(r/r_w) + u_o/k_{ro} \ln(r_e/r)]$$

$$q_w = 1.68 \cdot (P_i - 2300)$$

$P_i = q_w / 1.68 + 2300$; luego aplicamos la ecuación:

$WHP = BHP - \text{Presión de la columna hidrostática} + \text{Perdidas por fricción en el tubing.}$

$$WHP = BHP - (7300)(0,43)(1,02) + 170 \quad \text{ec. 3.5}$$

$WHP = BHP - 3032$, donde Pd es:

$P_d = WHP + \text{Perdidas por fricción hasta la bomba Centrolift}$

TABLA 20

CALCULO DE LA PRESION DE DESCARGA

qw	BHP	WHP	Pd
1200	3014	- 18.0	112.0
2000	3290	258.0	388.0
2500	3537	505.0	635.0
3000	3785	753.0	883.0
3500	4032	1000.0	1130.0
4000	4280	1258.0	1388.0
4500	4527	1495.0	1625.0
5000	4775	1743.0	1873.0

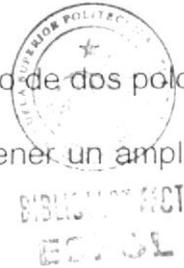
Selección de la bomba de alta presión (Ver Apéndice K)

El sistema contiene una bomba centrífuga multietapa diseñada para nuestros requerimientos específicos. Colocada horizontalmente y montada sobre un skid para nuestra aplicación en superficie. Esta

bomba es ideal para manejar petróleo, agua, salmueras, minerales ácidos corrosivos. El impeller y los difusores son hechos de materiales duros, creados para soportar índices altos de corrosión y usos para aplicaciones resistentes.

El Conductor

El sistema puede ser conducido por un motor eléctrico de dos polos o un motor a pistón con velocidades variables para tener un amplio rango de condiciones de operación.



Los Controladores

Para sistemas Hpump con motores eléctricos, características de los controladores de velocidad variable, están hechos para trabajar en todo tipo de condiciones de climas adversos.

La cámara de empuje

La cámara de empuje es duradera, funciona libre de problemas y esta diseñada para uso de servicio pesado. Cámara de empuje de centrilift están hechas de materiales del más alto grado en la industria.

El Skid

El skid es diseñado para ser un soporte exclusivo de la bomba y amortiguar las fuerzas de vibración. El skid es para uso de servicio pesado y esta hecho a la medida para cada aplicación. Las longitudes de los skid van desde 14 – 53 pies.

Las HPUMP Son usadas para:

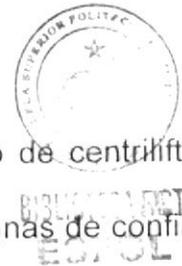
- Inyección de agua
- Reinyección de agua salada
- Transferencia de petróleo
- Servicio Booster
- Servicios industriales
- Muchas otras aplicaciones

Características

- Es una bomba centrífuga multietapa montada en Skid horizontalmente
- Controles opcionales de velocidad variable permiten un cambio automático de rata de flujo
- Estas bombas contienen unidades disponibles con fuente de potencia eléctrica, diesel y gas natural
- Presiones de descarga que pueden superar los 5000 psi
- La cámara de empuje esta hecho para uso de servicio pesado

Ventajas

- Bajo mantenimiento, aceite y grasa cada seis meses
- Operación silenciosa, excelente selección para áreas urbanas o áreas sensitivas al medio ambiente
- Virtualmente libre de vibraciones
- En la mayoría de casos trabaja 24 horas.



En la selva lluviosa, húmeda del Ecuador Hpump de centrífugos son usadas junto a motores a gas natural, son mas dignas de confianza para climas adversos.

Para la selección de la bomba consideramos los barriles que vamos a manejar de inicio y lo proyectado es decir 1200 y 4500 barriles de agua por día, conjuntamente con la presión de descarga . Con estos valores seleccionamos las siguientes bombas.

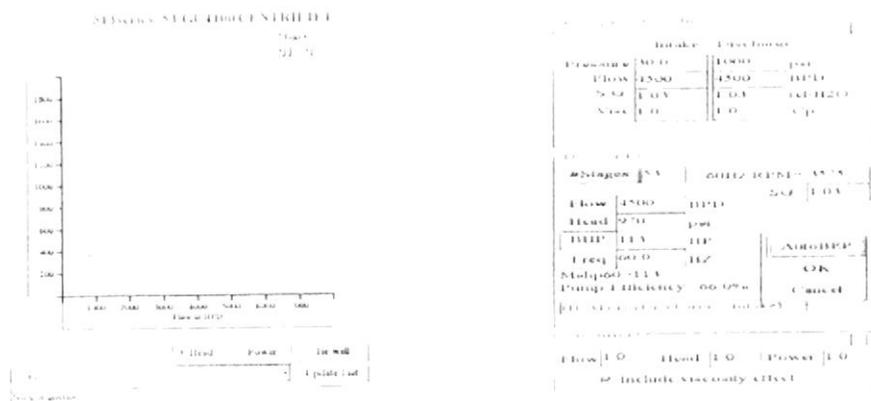


FIGURA 13 CURVA DE FUNCIONAMIENTO GC 4100

TABLA 21

CARACTERISTICA DE LA BOMBAA GC- 4100

ITEM	DESCRIPTION
PUMP:	53 stage GC4100 ARC
INTAKE:	Pump intake, 4" 150 ANSI
DISCHARGE	4" 600 ANSI RTJ lap joint discharge flange
MOTOR:	150 HP Siemens motor, 480 Volt, 60 Hz. TECF
SKID:	1000 series skid
HTC:	HTC 1 4 and flex coupling
MISC:	Labor and Gauges discharge, suction, vibration and oil level switches

NOTES:

16 weeks ARO

Technical service for installation of equipment US\$ 700/day

Travel and hotel, to be reimbursed with invoices

	Factory Price	Freight and duties	Total price
PUMP:	19,753.00	4,148.13	23,901.13
INTAKE:	2,589.00	543.69	3,132.69
DISCHARGE	4,155.00	872.55	5,027.55
MOTOR	13,392.00	2,812.32	16,204.32
SKID:	16,560.00	3,477.60	20,037.60
HTC:	18,000.00	3,780.00	21,780.00
MISC:	6,000.00	1,260.00	7,260.00
Unit Cost	80,449.00	16,894.29	97,343.29
Number of Units	1	1	1
Total Cost	80,449.00	16,894.29	97,343.29

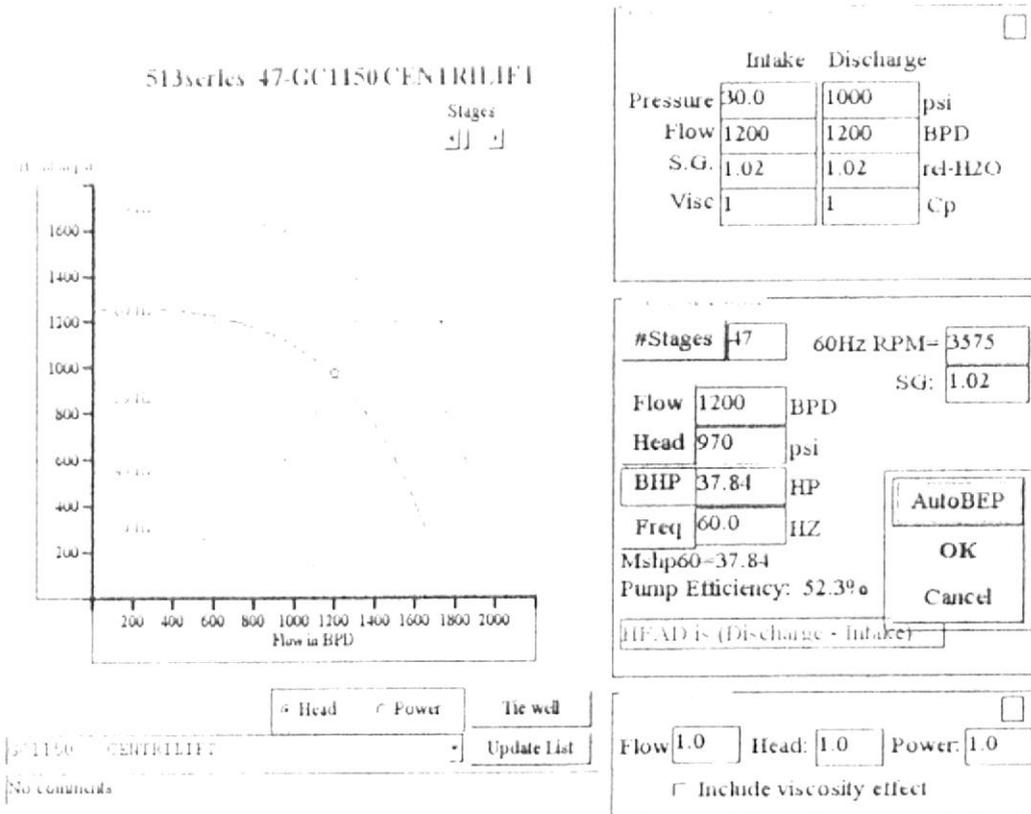


FIGURA 3.2 CURVA DE FUNCIONAMIENTO GC 1150

TABLA 22
CARACTERISTICA DE LA BOMBA GC- 1150

ITEM	DESCRIPTION
PUMP:	47 stage GC1150 ARC
INTAKE:	Pump intake 4" 150 ANSI
DISCHARGE	4" 600 ANSI RTJ lap joint discharge flange
MOTOR:	50 HP Siemens motor 480 Volt 60 Hz TECP.
SKID:	1000 series skid
HTC:	HTC 1.4 and flex coupling
MISC:	Labor and Gauges discharge suction vibration and oil level switches



BIBLIOTECA
ECPOL

NOTES:

16 weeks ARO

Technical service for installation of equipment US\$ 700/day

Travel and hotel to be reimbursed with invoices

	Factory Price	Freight and duties	Total price
PUMP:	12,455.00	2,615.55	15,070.55
INTAKE:	2,589.00	543.69	3,132.69
DISCHARGE	4,155.00	872.55	5,027.55
MOTOR:	3,777.00	793.17	4,570.17
SKID	9,360.00	1,965.60	11,325.60
HTC	18,000.00	3,780.00	21,780.00
MISC:	6,000.00	1,260.00	7,260.00
Unit Cost	56,336.00	11,830.56	68,166.56
Number of Units	1	1	1
Total Cost	56,336.00	11,830.56	68,166.56

CAPITULO 4

4. MONITOREO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS⁷

Para mantener la tasa de reinyección de agua en el o los pozos reinyectores y garantizar las características de las formaciones y la operación óptima de los sistemas de reinyección, es necesario que se realice un seguimiento continuo y programado de los parámetros que se indican a continuación.

Análisis Físico - Químico

Es necesario realizar un análisis físico – químico del agua de formación de los tanques de lavado, tanque de pulido, a la entrada y salida del filtro , tanque de almacenamiento, en la succión y descarga de las bombas de alta presión en la cabeza del pozo reinyector.

La frecuencia de los análisis debe ser de cada cuatro días en los puntos indicados, reportados y computarizados de tal manera que los responsables de los sistemas de reinyección dispongan de la información oportuna para establecer los correctivos necesarios, para mantener y mejorar la calidad del agua que se reinyecta, esto nos permitirá optimizar el consumo de químicos de la mejor manera y mantener bajo control el comportamiento de formaciones, caudales y presiones.

Además estos análisis nos servirá para establecer la metalurgia de equipos, accesorios, tuberías, etc.

- Sólidos en Suspensión

El agua de formación que se produce arrastra sólidos suspendidos, sólidos disueltos, sulfuro de hierro, oxido de hierro, estos sólidos pueden ocasionar desgaste del material por abrasión, debido a las altas velocidades y presión a las que esta sometido el sistema, mientras mayor es el contenido de sólidos mayor será el desgaste del material en equipos, líneas y accesorios.

Otro de los problema que puede ocasionar los sólidos en el agua de formación es el posible taponamiento de las formaciones, problema que puede presentarse conforme los acumulados de agua se

incrementen, el depósito continuo y permanente de sólidos finalmente terminarán taponando la formación si no se tiene un riguroso control.

- El contenido de Petróleo

La presencia de ppm de petróleo en el agua que se reinyecta, en especial si los valores son mayores a 20 ppm y se manejan caudales altos de agua tendremos como resultado la acumulación de petróleo en la formación que puede dar origen al desarrollo de emulsiones lo que generará el taponamiento de la formación.



Los ppm de petróleo deben ser medidos a la descarga del tanque de lavado esto permitirá determinar si el proceso de separación agua – petróleo es eficiente.

- Monitoreos de Control de Escala

Algunos métodos comúnmente usados de monitoreo para el control de escala son:

- Cupón de Escala

Cupones de escala pueden ser usados para detectar acumulación de escala. Ellos son similares a cupones de corrosión excepto que ellos son perforados con un mínimo de 6 a 8 huecos. El cupón es

situado en el sistema con el lado plano del cupón en la dirección del flujo, esto induce turbulencia con acentuada tendencias de cualquier formación de escala. El cupón es pesado antes y después de la exposición al fluido , y la cantidad de escala es determinada por la diferencia en los dos pesos.

- Inspección Visual

Aunque no es también cuantitativo este método es bastante confiable, mirar al interior de tanques, huecos abiertos, válvulas, buscar en sitios en donde tu podrías esperar escala e inspeccionarlos regularmente.

- Termografía Infrarroja

Termografía infrarroja ha sido usada para detectar y monitorear acumulaciones internas de escalas en facilidades de producción del Mar del Norte .Esta técnica es usada para medir la temperatura de superficie de conexiones y tuberías que mantengan fluidos producidos calientes. Acumulaciones internas de escala podrían causar que la temperatura externa este mas fría que la normal debido a hecho de que escalas tienen una conductividad térmica bien baja que el acero.

- Incrementos de la Caída de Presión

La rata de flujo debe también ser medida.

- Inyectividad Disminuida

La disminución en la inyectividad es evidenciada por incremento en la presión de inyección para mantener la velocidad de inyección. Esto indica que la obstrucción en la formación podría ser debido a partículas de escala. Esto también puede ser debido a otras causas.



Técnicas de Monitoreo de Corrosión

Cupones de Corrosión

Los cupones de corrosión son piezas sencillas de metal de las mismas que se instalan dentro del sistema para evaluar los siguiente:

- La corrosividad del sistema
- El tipo de material adecuado
- El inhibidor adecuado

El principio de uso de los cupones es el siguiente: Se los pesa antes de ser introducido al sistema y luego de ser removidos del mismo para determinar la cantidad perdido, al tener el área y espesor de los mismos, se puede determinar el índice de corrosión en el sistema.

Tipos de Cupones.

Los cupones de corrosión tienen muchas formas geométricas y entre las principales tenemos:

- Los planos y rectangulares que son de mayor uso y generalmente se los introduce al sistema por duplicado.
- Los de disco que son normalmente de tuberías con diámetro que excede a las 6 pulg. de diámetro. Los cupones de forma de disco son montados de acuerdo al flujo y en el fondo de la línea de tal manera que se tenga lo mas cercano posible a las características del sistema.

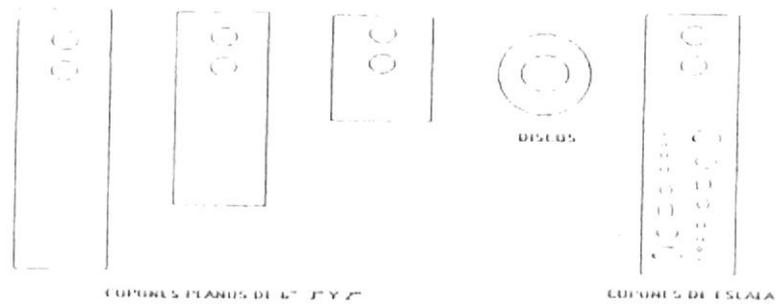


FIGURA 4.1 TIPOS DE CUPONES DE CORROSION

Acoples y aisladores para cupones.-

Son especialmente diseñados para que el cupón este aislado de la estructura, si el cupón y la estructura están conectados eléctricamente, el cupón normalmente se corroe con mayor rapidez. Existen dos tipos de sistemas para remover los cupones sin necesidad de parar el sistema, los de baja presión y los que pueden remover los cupones a elevadas presiones del sistema.

Manejo de los Cupones

- Tratar de no tocar los cupones con los dedos el momento del montaje en los acoples de los cupones.
- Utilizar guantes desechables para la instalación de los cupones.
- A pesar de que los cupones vienen con su peso inicial, siempre es recomendable pesarlos inicialmente.
- El cupón debe instalarse en el punto mas representativo del sistema y deben ser orientado de tal forma que no produzca turbulencia.
- Cuando se tiene duda de picadura en el fondo de la línea, el cupón debe ser instalado en ese sector y para ello lo mas recomendable son los cupones en forma de disco.

Evaluación de los cupones.-

Cuando los cupones son removidos del sistema, deben ser examinados minuciosamente la presencia de picaduras, o escala

antes de enviarlos al laboratorio para su evaluación, es posible que no necesite un análisis del tipo de escala.

Los cupones en el laboratorio son limpiados adecuadamente y repesados, la cantidad de peso perdido es considerado como si hubiera perdido el espesor uniformemente a lo largo de toda la superficie metálica, los índices de corrosión se expresan normalmente en MPY (milésimas de espesor perdidas por año) o en MM/Y (milímetros de espesor perdidos por año).

$$\text{MPY} = \text{PP} / \text{TE} * \text{AC} * \text{DM} \text{ ec. 4.1}$$

Donde:

MPY= Milésimas por año

PP= Perdidas de peso

TE= Tiempo de exposición

AC= Área del cupón

DM= Densidad del metal

Este sistema de evaluación es significativo cuando se tiene corrosión uniforme, cuando se tiene corrosión por picaduras, la evaluación es visual.

El tiempo de exposición se determina de acuerdo a la corrosividad del sistema, a mayor índice de corrosión, menor tiempo de exposición, se debe aclarar que mientras mayor sea el tiempo de exposición, mas confiables son los resultados de la evaluación.



Uso de cupones para evaluar inhibidores de corrosión.- Cuando se está evaluando la eficiencia de un inhibidor de corrosión, es importante determinar primero el índice de corrosión de un cupón sin inhibidor como base para la evaluación, una vez que está establecida, se debe iniciar el proceso de inhibición y se debe montar los cupones respectivos en el sistema. La eficiencia de un inhibidor se establece en términos de porcentaje:

$$\% \text{ de protección} = [(ICS - ICC) / ICS] * 100 \text{ ec. 4.2}$$

Donde:

ICS = Índice de corrosión sin inhibidor

ICC = Índice de corrosión con inhibidor

Análisis de gases disueltos.-

Conociendo que la presencia de pequeñas cantidades de gases disueltos pueden ser desastrosos causando corrosión severa, la medida de los mismos debe ser rutinaria con lo cual aseguramos su exclusión del sistema

Análisis de productos de corrosión

Este tipo de análisis es muy importante ya que ayuda a determinar la causa de la corrosión. Por ejemplo, la presencia de sulfuro de hierro

en un sistema dulce, es un indicativo de presencia de bacterias sulfato reductoras.

El sulfuro de hierro en presencia de aire se oxida y se forma óxido de hierro, sin embargo en laboratorios especializados, se puede determinar cuando el óxido de hierro ha sido originalmente sulfuro de hierro.

Conteo de cantidad de hierro.-

El conteo de hierro disuelto en el agua puede dar una buena idea del índice de corrosión que ocurre en el sistema, sin embargo se deben tomar algunas precauciones al interpretar los resultados.



- **El hierro natural iónico.-** Se debe determinar si existe hierro natural del agua, en algunos casos el agua de formación contiene cierta cantidad de hierro aunque no exista corrosión.
- **Hierro precipitado.-** Puede darse que en el sistema exista oxígeno disuelto el mismo que oxidará el hierro y la lectura obtenida de hierro disuelto será menor y por lo tanto errónea.

Otro caso es la oxidación del hierro en contacto con el aire una vez que se ha tomado la muestra, es por esta razón que el análisis de hierro debe realizarse lo mas rápidamente posible luego de que se

ha tomado la muestra. Una de las técnicas es de acidificar la muestra para poner el hierro en solución y que el resultado del análisis sea el más confiable.

- **Sistemas agrios y oxigenados.**- El conteo de hierro en sistemas que contienen sulfuro de hidrógeno o son oxigenados son de valor muy limitado. El problema es que el hierro disuelto por corrosión se precipita en algún lugar en el sistema y muy pequeñas cantidades permanecen disueltas en agua.

- **Concentración de inhibidores.**-

La cantidad residual de inhibidor en un fluido se puede determinar de varias maneras, normalmente las técnicas para determinar los residuales de inhibidores en el sistema deben ser proveídas por la compañía que vende el producto.

Es importante este tipo de medidas ya que teniendo claro que el producto como tal brinda buena eficiencia, es necesario saber si el mismo está llegando al sistema y por lo tanto protegiéndolo.

-Conteo Bacteriano.- Determinar la cantidad de bacterias contenidas en el agua es un método indirecto para determinar el índice de corrosión en el sistema.

La razón por la cual la bacteria puede crear muchos problemas es por la increíble velocidad con que se desarrollan y multiplican, existen ciertas bacterias que pueden duplicar su población en 20 minutos en condiciones ideales, lo que significa que una colonia de bacterias puede llegar a multiplicarse en millones en cuestión de horas.

Un puñado de bacterias puede contener tantas bacterias como la población de gente en el mundo.

La bacteria sulfato reductora probablemente es la que causa la mayor cantidad de problemas en operaciones petroleras ya que reducen el Ion sulfato o sulfito del agua a iones sulfuro resultando como producto sulfuro de hidrógeno H_2S .

-Estas bacterias pueden participar directamente en las reacciones de corrosión y causar picaduras.



- La generación de H_2S por bacterias puede incrementar la corrosividad en el agua, si el sistema es agrio el incremento de sulfuro de hidrógeno puede tener un pequeño efecto o no tenerlo, pero si el sistema es originalmente dulce, puede sustancialmente incrementar la corrosividad.

- La presencia de bacterias en sistemas que originalmente no tenían sulfuro de hidrógeno, crea la posibilidad de corrosión por hidrógeno.

- La corrosión agria resulta de la formación de sulfuro de hierro insoluble el cual es un excelente material de taponamiento.

Otros métodos de monitoreo de corrosión.-

Existen gran variedad de otros métodos de monitoreo de corrosión de los cuales citaremos algunos.

- Inspección con herramientas especiales (caliper)
- Probetas galvanicas
- Probetas de hidrógeno
- Inspección ultrasónica
- Inspección por rayos X
- Herramientas electromagnéticas
- Corridas de cerdos de inspección.

Mediciones Necesarias

Las mediciones deben reflejar las condiciones del agua de formación que se reinyecta en el reporte físico – químico que se toman a la succión y descarga de las bombas, descarga de los tanques, en la cabeza del pozo los parámetros de mayor interés a considerarse son los siguientes:

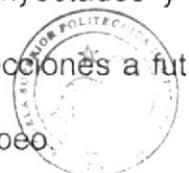
- Turbidez
- Cloro
- Hierro Total
- Sólidos Totales
- Tendencia del agua
- Petróleo en agua
- Bacterias totales
- pH
- Sólidos en Solución

Los cuales nos permitirán realizar los correctivos necesarios en el sistema de tratamiento de agua proporcionándonos un agua de buenas condiciones, evitando problemas comunes en los sistemas.

Caudales

El reporte diario de volúmenes reinyectados a mas de ser una fuente de información permitirá de inmediato conocer la operación individual de un equipo y el conjunto de equipos, fallas de equipo y la optimización del mismo.

Se debe graficar los volúmenes diarios reinyectados y el volumen total de tal manera que permita hacer proyecciones a futuro, para el incremento de equipos de tratamiento y bombeo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA 23
COSTOS DEL PROYECTO

COSTOS DEL PROYECTO	
Costos Tangibles	Valor USD
Instalación de Equipos	20.000
Instalación de Tubería	15.000
Reacondicionamiento del pozo	300.000
Adquisición de Bombas de Transferencia (Booster)	20.000
Bombas Centrifugas Horizontales Centrilit con motor eléctrico	165.000
Válvulas, medidores y accesorios, etc	50.000
Adquisición de tubería, cd. 80	50.000
Tanques	300.000
Contingencias	40.000
Imprevistos	80.000
Total	1.040.000 dólares

CONCLUSIONES

- A partir de la tendencia incrustante que ha sido determinada en el (Apendice D), se concluye el tratamiento químico mostrado en la (Tabla 12) y costos del proyecto (Tabla 23).
- Se ha realizado el dimensionamiento básico y la selección de equipos del sistema de tratamiento de agua de formación para desecho-re inyección para un campo específico, adjuntos en las (Tablas 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21).
- Para caudales de 1200 y 4500 barriles de agua seleccionamos dos bombas GC 4500 53 etapas
- Para la determinación de las pérdidas por fricción, en base a la ecuación de Hazen y Williams, es arbitrario considerar el valor exacto, debido a que utiliza procesos de ensayo y error, de esta manera seleccionando el mejor diámetro.



- El agua de formación debe de disponer de un sistema de reinyección y tratamiento químico, que permita tener bajo control los parámetros de corrosión, depósitos de incrustaciones formación de colonias de bacterias etc garantizando la operación de filtros para evitar desgaste de equipos, líneas, tubing, formaciones.

- La reinyección de agua de producción en el campo a ~~servicio~~ para prevenir la contaminación ambiental.

RECOMENDACIONES



- El diagrama de flujo presentado de la planta, será objeto de análisis por los técnicos especializados, con el fin de llegar a un sistema preciso de configuraciones de tuberías, válvulas y demás accesorios a instalarse en la planta.

- Es recomendable que el sistema de tratamiento de agua de formación se realice en un sistema cerrado, para así evitar en gran parte la corrosión.

- La selección del filtro y medio filtrante se la debe de hacer con filtros pilotos en sitio, para así probar su efectividad.

- Es recomendable tener presente si el químico aplicado está surtiendo efecto, esto se lo realiza con los análisis. Además, los puntos de inyección de químicos si fuera necesario se podrán cambiar para que de esta forma el químico haga mayor efecto.

- Toda agua de formación de cualquier campo petrolero debe ser reinyectada en su totalidad.

•



BIBLIOTECA EICT
ESPOL

APENDICES

APÉNDICE B

LITOLOGÍA DEL ORIENTE ECUATORIANO

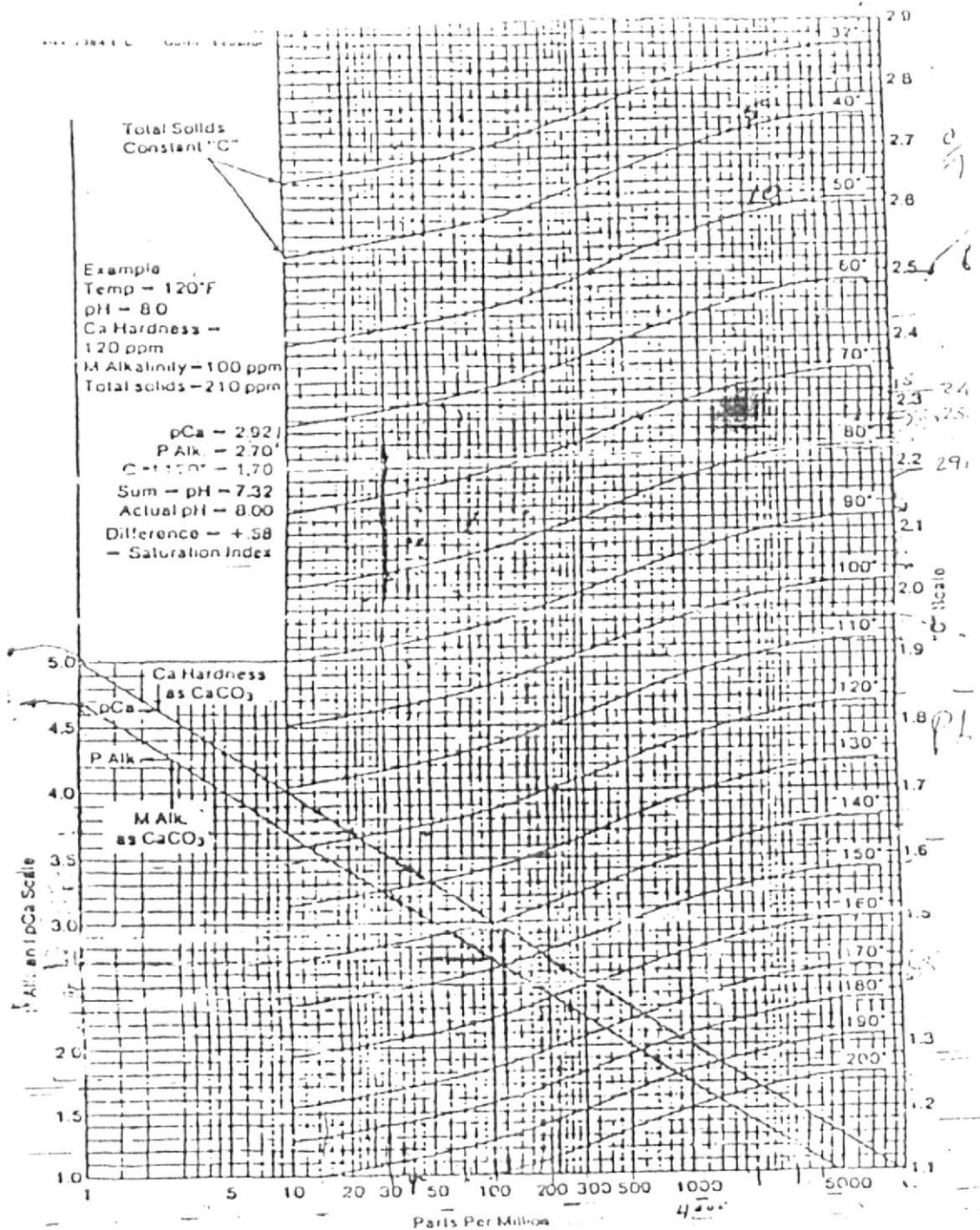


ORIENTE - ECUADOR						
FORMACIÓN	MEDIO AMBIENTE	ESPEZOR	REGISTRO GRÁFICO	LITOLOGÍA	OBSERVACIONES	PROFUNDIDAD
ALUVION	FLUVIAL			ARENAS Y LODOS	MANIFESTACION	
TERRAZAS				CONGLOMERADO		
CHAMBIRA ARAJUNO CHALCANA	AGUA SALOBRE A CONTINENTAL	4000' a +/- 6700' PERFORADOS		ARCILLOLITA Y ARENISCA	DE PETROLEO	
ORTEGUAZA	AGUA SALOBRE A MARINA	> 450'		ARENISCA LUTITA	EQUIVALENTE CHALCANA CONTINENTAL	5632' (1717m)
TIYUYACU	CONTINENTAL	400' a 1900'		ARENISCA ARCILLOLITA Y CONGLOMERADO	CONGLOMERADO PRODUCTIVO EN COLOMBIA	7300' (2226m)
TENA	CONTINENTAL A MARINO SOMERO	400' a 3300'		ARCILLOLITA	DELGADA ARENA BASAL FRECUENTE CONTENIDO DE GAS Y PETROLEO	7700' (2348m)
BASAL						8268' (2524m)
NAPO	MARINO TRANSGRESIVO CON FACIES REGRESIVAS EN PARTE	500' a 2558'		LUTITA CALIZA Y ARENISCA	ARENAS "G-2", "U", "T" CONTENIENDO PETROLEO	
HOLLIN	MARINO TRANSGRESIVO	270' a 790'		ARENISCA	PRINCIPAL RESERVORIO	9995' (3047m)

BIBLIOTECA FICT
ESPOLI

APÉNDICE C

NOMOGRAMA PARA LA DETERMINACIÓN DEL pH DE SATURACION



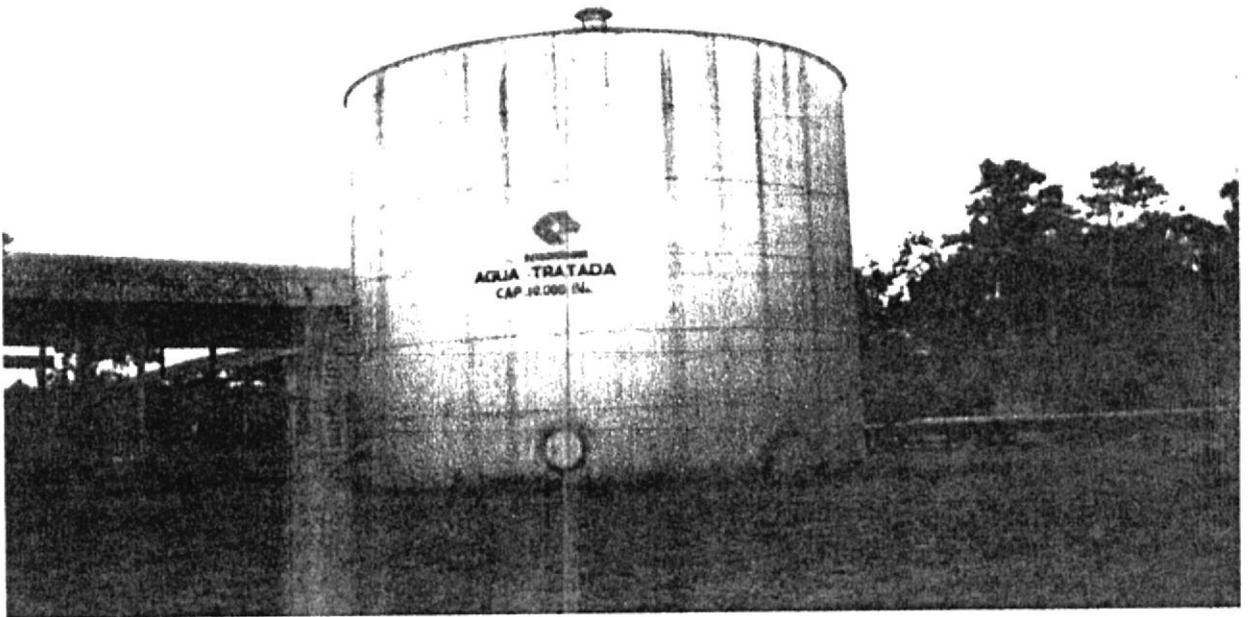
APÉNDICE E

LONGITUDES EQUIVALENTES

LONGITUDES EQUIVALENTES DE VALVULAS Y ACCESORIOS (PIES)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
diámetro nominal	de tuberías, pulg.	valv. globo/bola	valv. ángulo	valv. check	tapón macho	volv. compuerta	45°			INGLETES CURVOS 90°	ensanchamiento . reducción.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
							radio corto	radio largo	"dura"		"suave"	precipitado		std. red.		precipitado		std. red.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
												40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
1 1/2	55	26	13	7	1	12	35	23	8	9	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143	144	145	146	147	148	149	150	151	152	153	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186	187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218	219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250	251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298	299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330	331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362	363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426	427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442	443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458	459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474	475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490	491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506	507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522	523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538	539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554	555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570	571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586	587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602	603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618	619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634	635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650	651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666	667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682	683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698	699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714	715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730	731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746	747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762	763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778	779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794	795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810	811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826	827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842	843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858	859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874	875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890	891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906	907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922	923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938	939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954	955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970	971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000

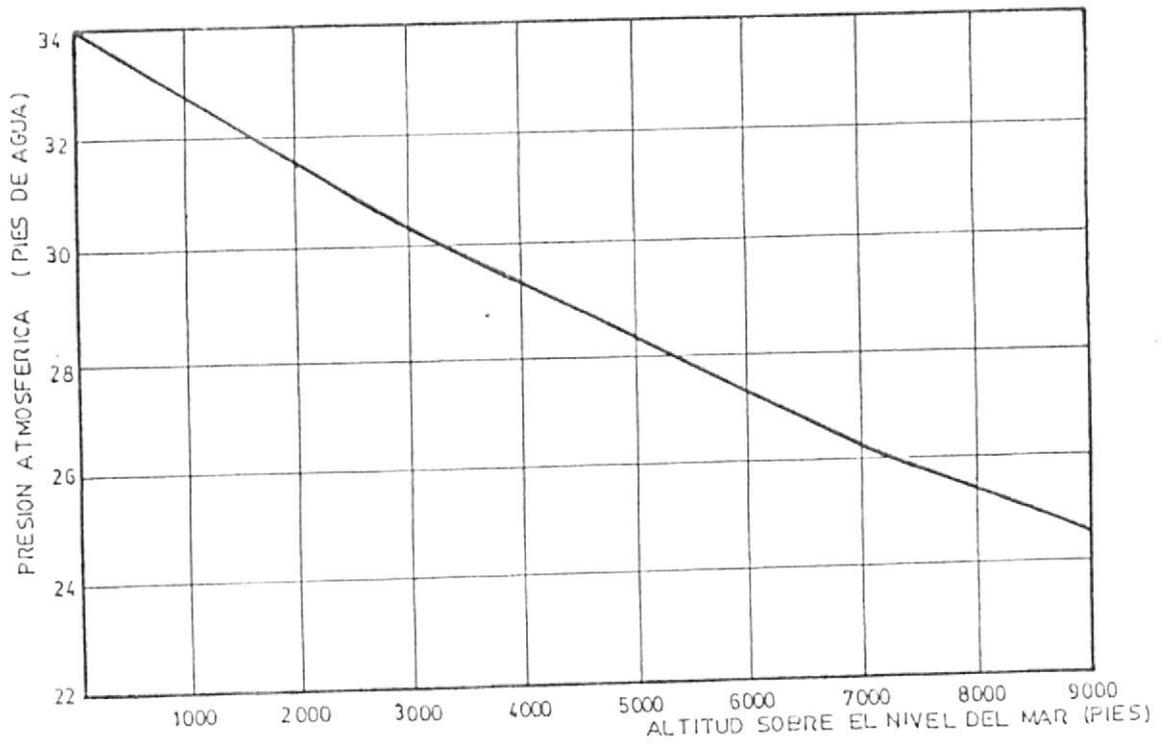
FIG. (7.6) LONGITUDES EQUIVALENTES DE ACCESORIOS DE TUBERIAS EN PIES

APÉNDICE F
TANQUE DE ALMACENAMIENTO

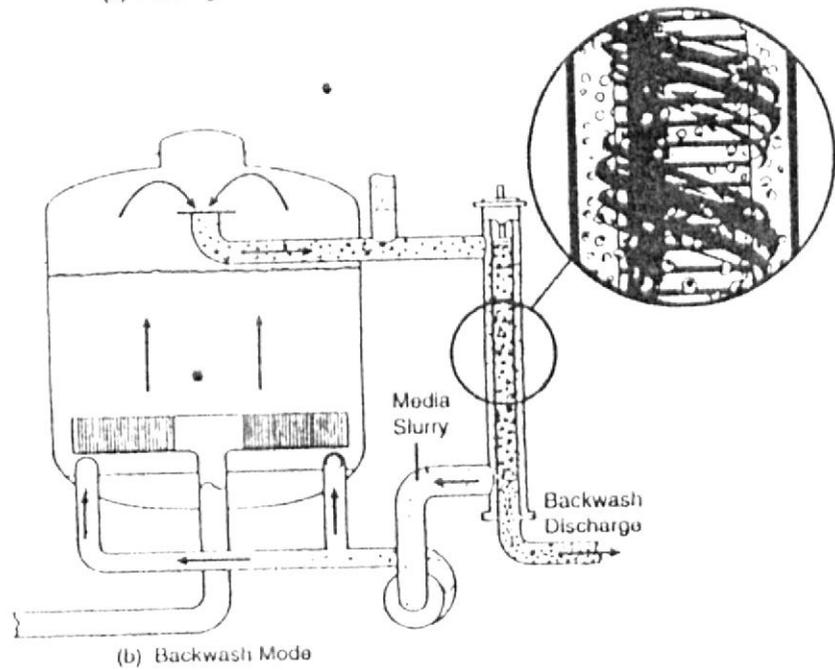
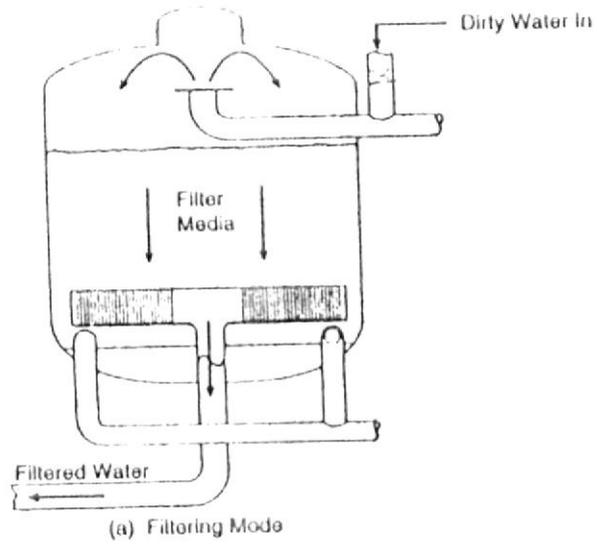


APENDICE G

PRESION ATMOSFERICA VS ALTITUD



APÉNDICE H
FILTRO CASCARA DE NUEZ

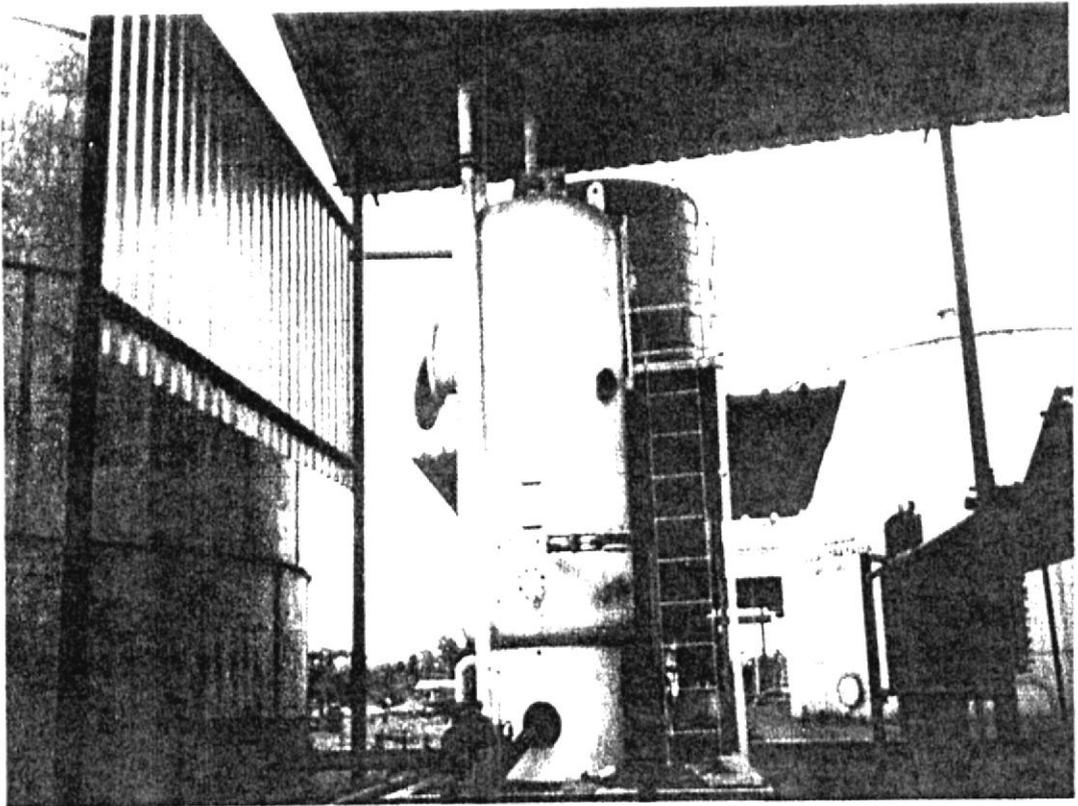


APÉNDICE I

FILTRO



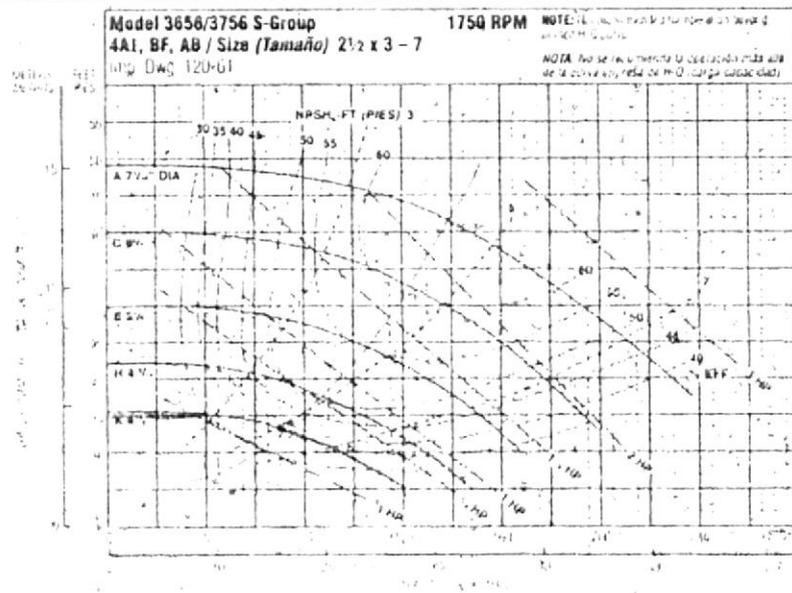
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



APÉNDICE j

CARTA DE SELECCIÓN DE LA BOMBA DE RETROLAVADO

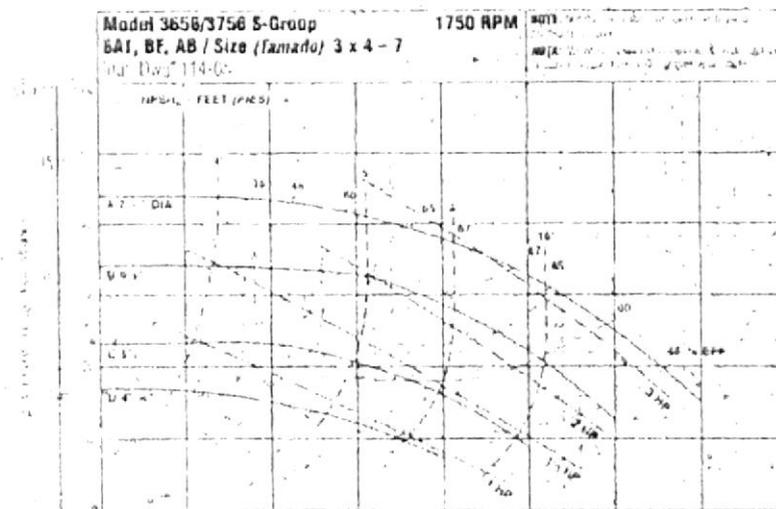
Performance Curves - 60 Hz, 1750 RPM
Curvas de desempeño - 60 Hz, 1750 RPM



Optional Impeller
Impulsor optativo

Ordering Code Código de pedido	Dia. Día.
A	7 1/2"
C	6 1/2"
E	5 1/2"
H	4 1/2"
K	3 1/2"

NOTE: Pump will pass a sphere in 10" diameter.
NOTA: La bomba pasará una esfera de 10" de diámetro con el propósito de industria.



Optional Impeller
Impulsor optativo

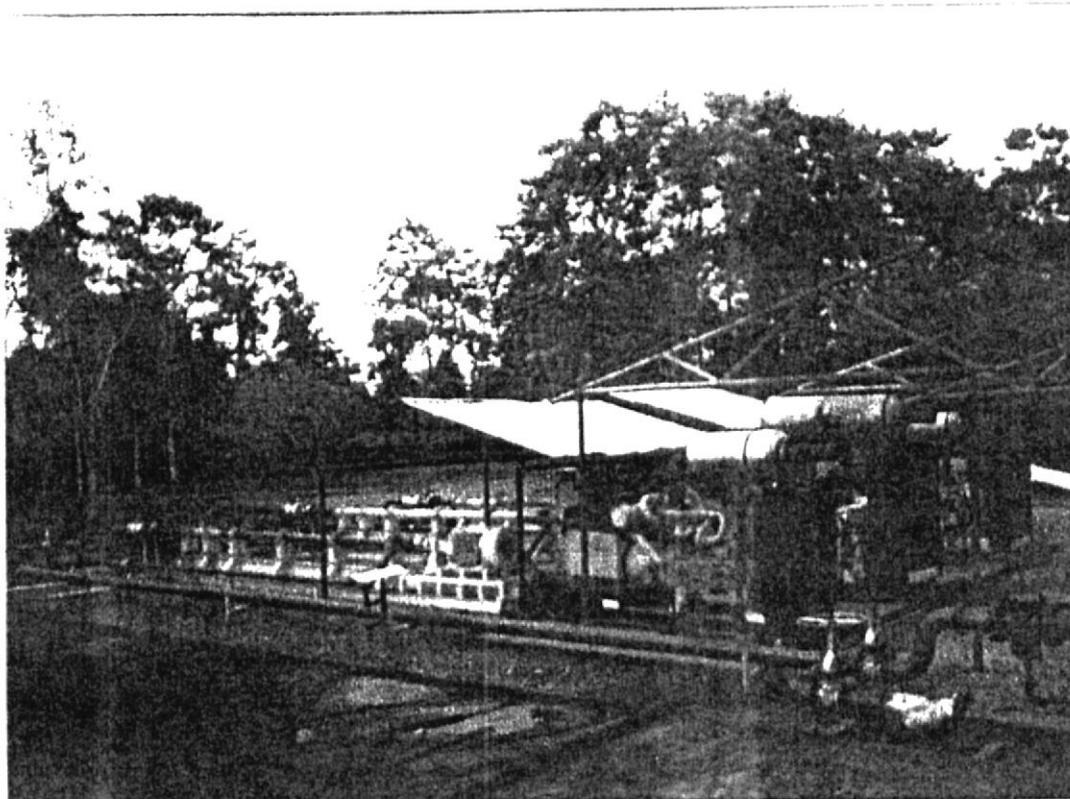
Ordering Code Código de pedido	Dia. Día.
A	7 1/2"
B	6 1/2"
C	5 1/2"
D	4 1/2"

NOTE: Pump will pass a sphere in 10" diameter.
NOTA: La bomba pasará una esfera de 10" de diámetro con el propósito de industria.

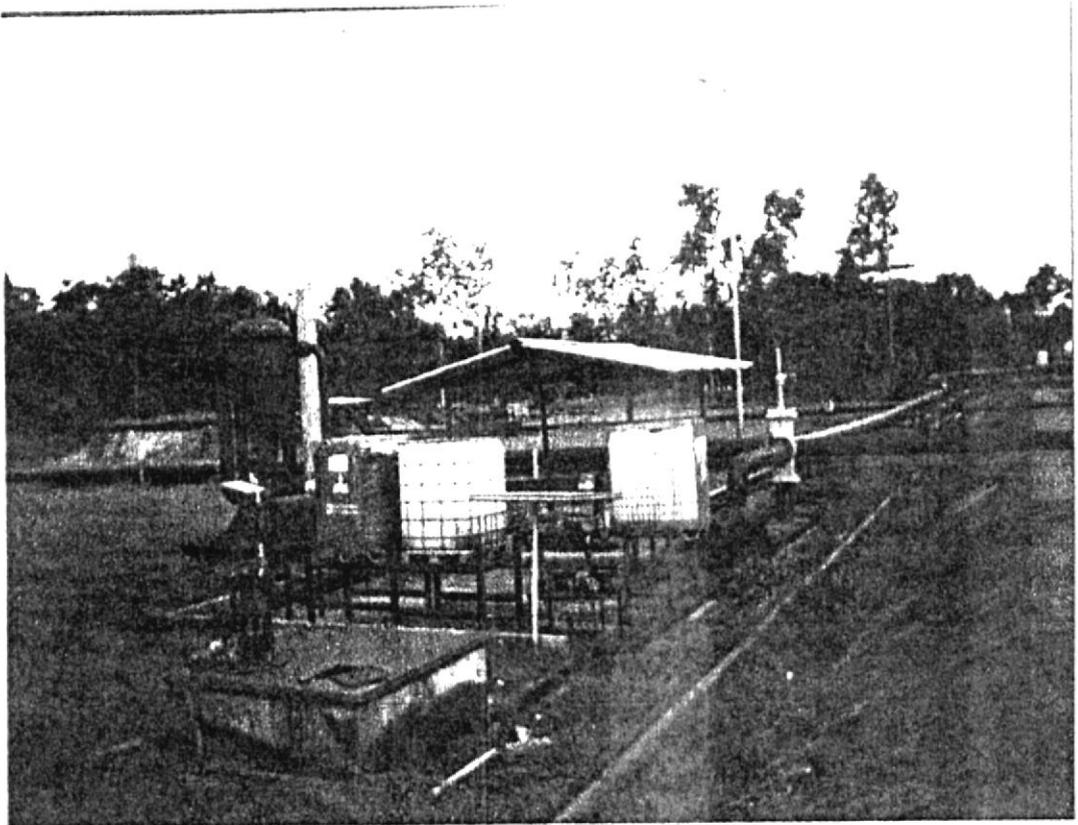
APÉNDICE K
BOMBAS HORIZONTALES DE ALTA PRESION



BIBLIOTECA FICT
ÉSPOL

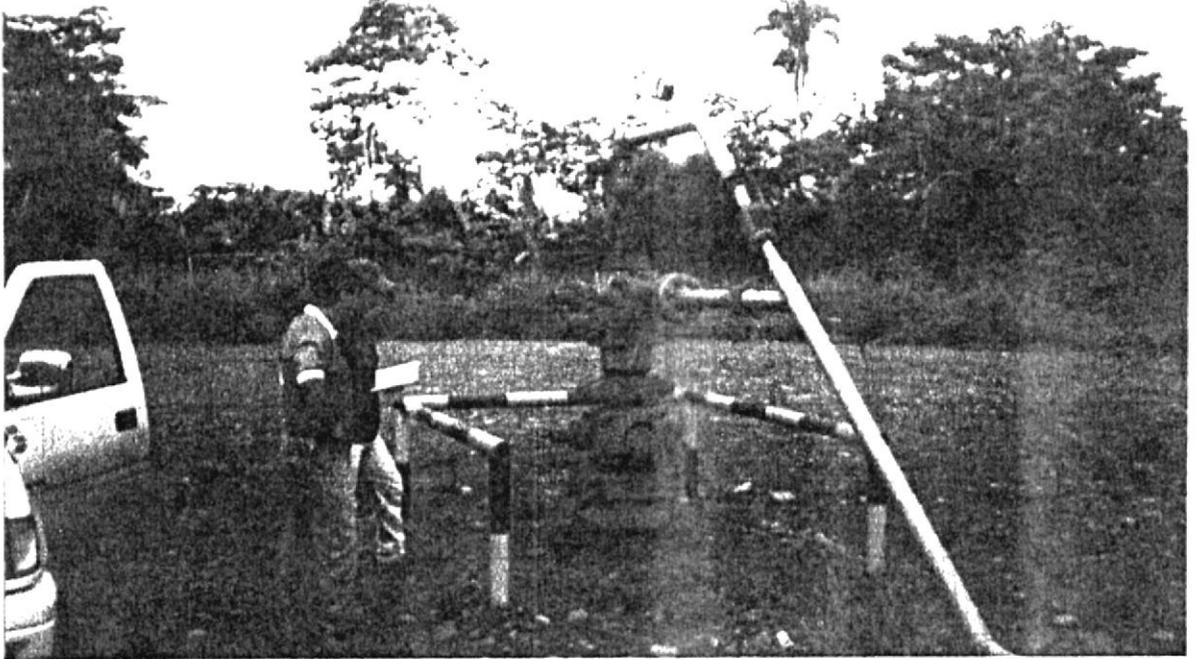


APÉNDICE L
TANQUES DE QUIMICOS



APÉNDICE M

POZO REINYECTOR DE AGUA DE FORMACIÓN

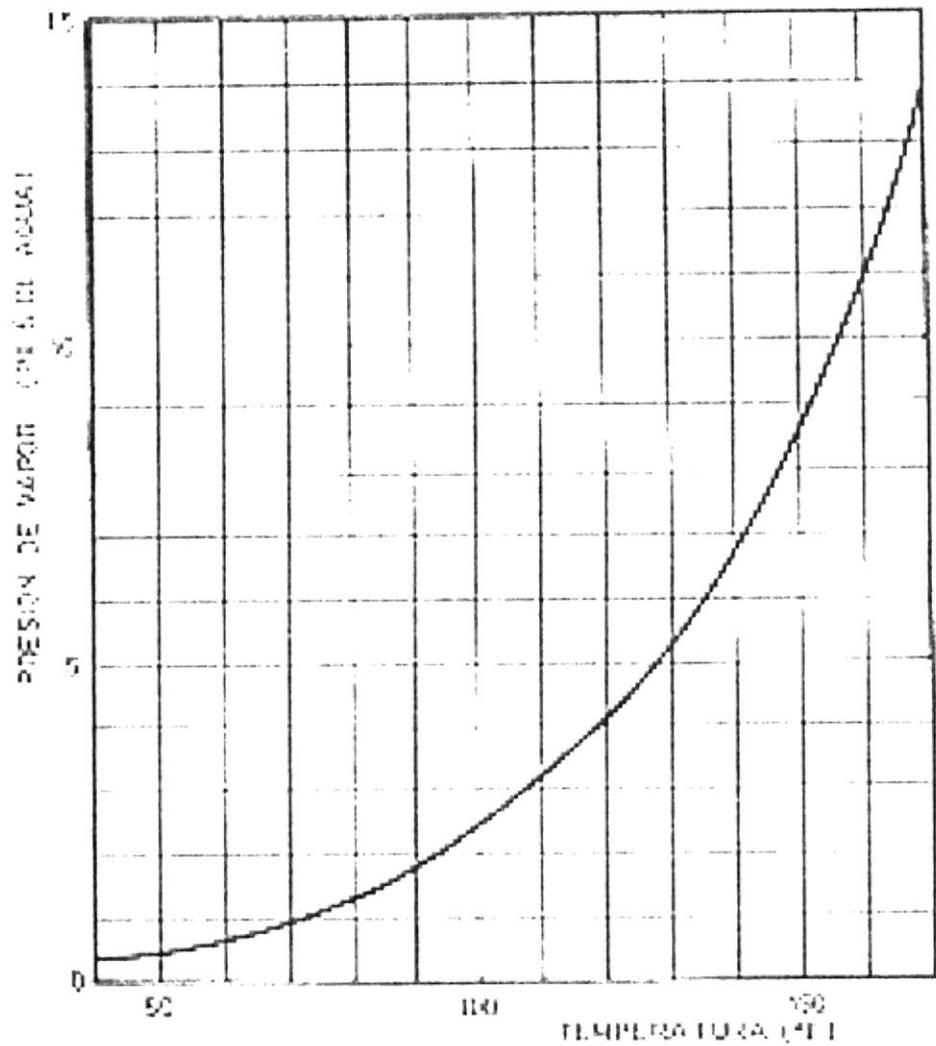


APÉNDICE N

PRESION DE VAPOR VS TEMPERATURA

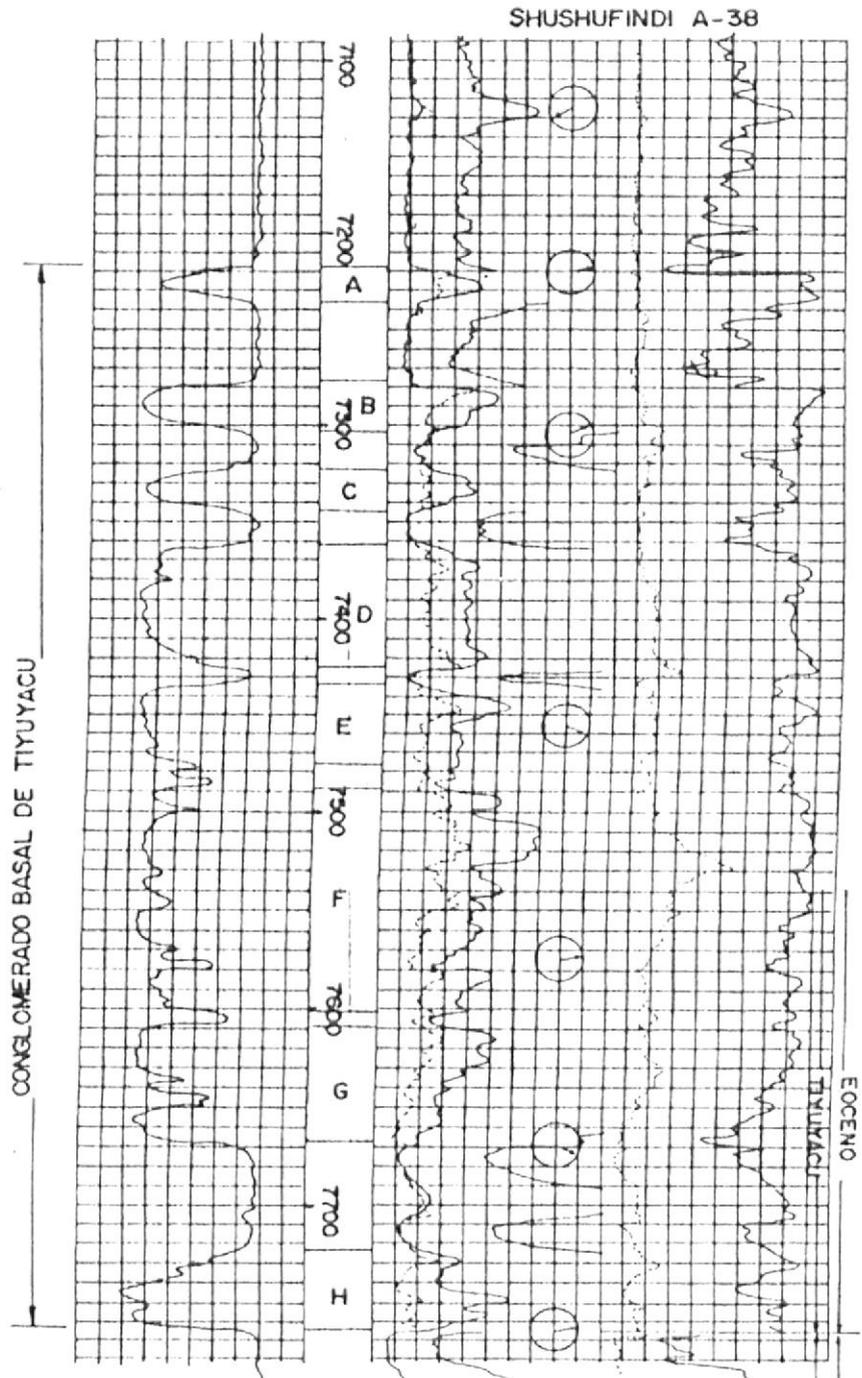


BIBLIOTECA FICT
ÉSPOL



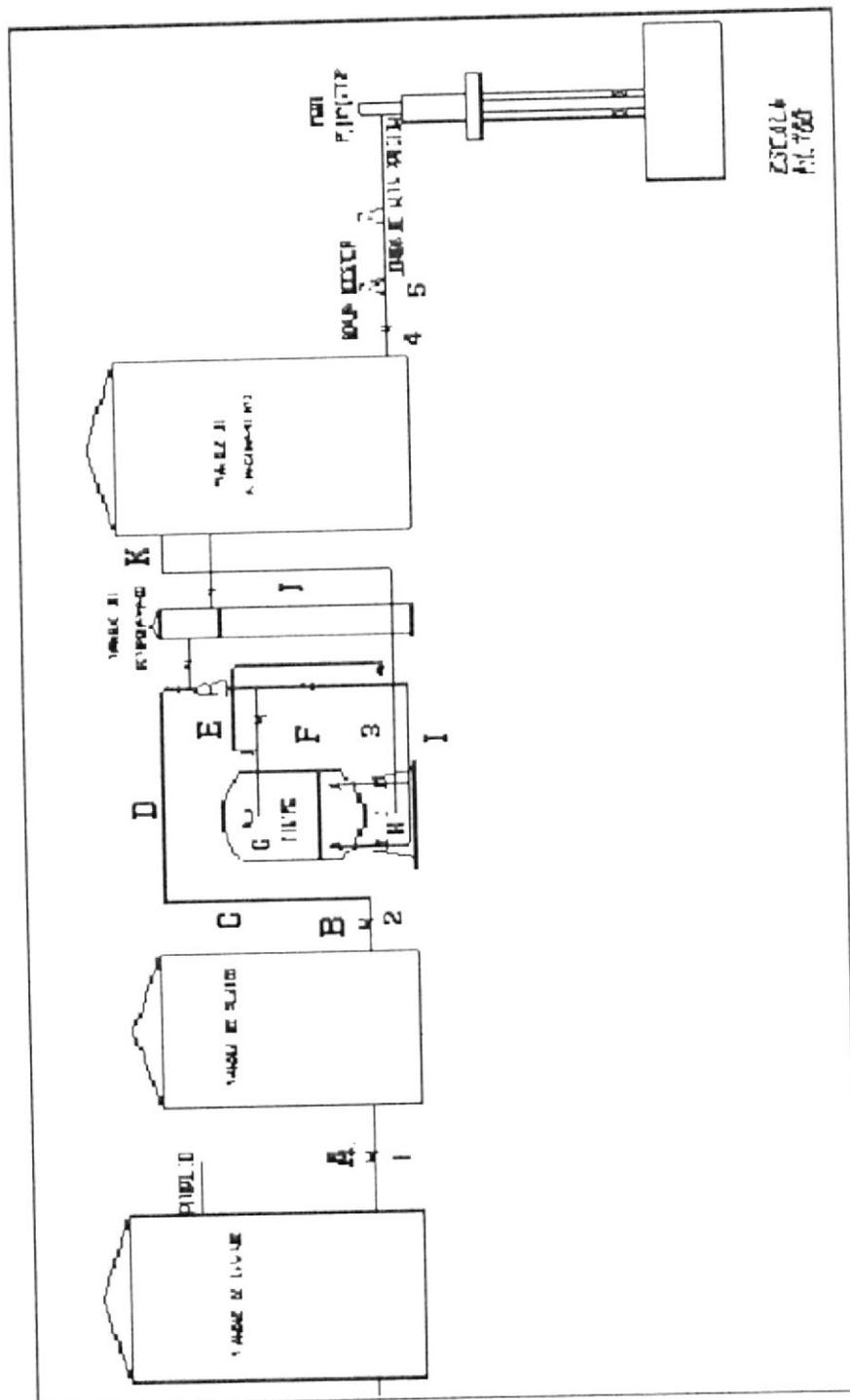
APÉNDICE N

CONGLOMERADO BASAL TIYUYACU



APÉNDICE O

DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN PARA UN CAMPO



BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN WATERS, Control de calidad y tratamiento del agua, American Water Work Association, 1975
2. ASOCIACIÓN DE TRABAJOS DE AGUAS AMERICANAS, Tratamiento y diseño de plantas, 1971
3. BROWN E. KERMIT, Métodos de levantamiento artificial. Edition Pennwell Publishing Company
4. CORPORACION DE ESTADISTICA Y PUBLICACIONES, Ley de Hidrocarburos, Edición Corporación de Estadística y publicaciones, 2001
5. CORPORACIÓN DE ESTADÍSTICA Y PUBLICACIONES, Ley de aguas y reglamentos, Ley de Hidrocarburos, Edición Corporación de Estadística y publicaciones, 2001
6. CANIGAS ANGEL, Ingeniería de Aguas Residuales, Editorial MC. Graw-Hill, 1985
7. CHARLES PATTON, Tecnología del Agua, Grupo Editorial Campbell
8. ELLMS W. JOSEPH, Purificación del agua, Editorial MC, Graw-Hill, 1928

9. GONZALES JOSE, Tratamiento de Aguas Residuales, Editorial Gupicema, 1992. Pág. 165 – 203
10. HICKS O. TYLER, Ingeniería de Aplicación de Bombas, Editorial MC. Graw-Hill, 1971
11. KEMMA N. FRANK, Manual del Agua, Editorial MC. Graw-Hill, 1996
12. MASKEW GORDON, Tratamiento y remoción de aguas residuales, Purificación del agua, Editorial Limusa, 1973
13. LA LLAVE, Manual de Bombas Gould, Última Edición, 2000
14. LIPESA, Tratamiento Químico del Agua, Lipesa, 1998
15. SEBASTIÁN MILENA, Monitoreo de Corrosión, Sebastián Milena, Fipetrol Latinoamericana, 1993
16. VIERSSMAN WARRER, Control de contaminación y abastecimiento del agua, Sexta Edición, 1998