



T
621.197
M425

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra



TRATAMIENTO DE AGUA PARA INYECCION
TEORIA Y RESULTADOS DE LA INYECCION EN EL
CAMPO SACHA DEL ORIENTE ECUATORIANO

TOPICO DE GRADUACION

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentado por:

Lucas Gonzalo Mateo Alfonso

Fabrizio Enrique Alava Ponce

Guayaquil - Ecuador

1.994

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en este t3pico, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual del mismo, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Ex3menes y T3tulos profesionales de la ESPOL).

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Lucas G. Mateo A.', written over a horizontal dashed line.

Lucas G. Mateo A.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read 'Fabrizio E. Alava P.', written over a horizontal dashed line.

Fabrizio E. Alava P.

A G R A D E C I M I E N T O

Al ING. GABRIEL COLMONT, Director del Tópico; a los Ingenieros de Campo de PETROAMAZONAS-SACHA; a los Profesores y Secretarias de la FICT, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo.

DEDICATORIA

A NUESTROS PADRES

A NUESTROS HERMANOS

A NUESTROS COMPANEROS Y AMIGOS

CONTENIDO

1.	Introducción.....	1
1.1.	Objetivos del Tópico.....	1
1.2.	Alcance del Tópico.....	2
1.3.	Organización del Tópico.....	3
2.	Fuentes y Tratamiento de agua.....	4
2.1.	Introducción.....	4
2.2.	Fuentes de Aprovechamiento de Agua.....	6
2.2.1.	Requerimientos de tasa.....	7
2.2.2.	Agua producida y Agua de Fuente.....	8
2.2.3.	Agua Superficial.....	18
2.2.4.	Fuentes de Agua Subterráneas.....	19
2.3.	Calidad del Agua.....	24
2.3.1.	Muestreo.....	25
2.3.2.	Compatibilidad.....	26
2.3.3.	Sensibilidad de la Formación.....	29
2.3.4.	Monitoreo de Calidad del Agua.....	32
2.4.	Tipos de Tratamiento de Agua.....	38
2.4.1.	Remoción de oxígeno disuelto.....	39
2.4.2.	Remoción de Gas Acido.....	44
2.4.3.	Remoción de sólidos suspendidos y petróleo.....	47
2.4.4.	Prevención de Escala.....	64
2.4.5.	Control de Lama y Bacterias.....	65
2.4.6.	Control de corrosión.....	71

2.5.	Sistemas para Fuentes de Agua.....	76
2.5.1.	Pozos para Fuentes de Agua.....	76
2.5.2.	Fuentes de Agua Superficiales.....	82
2.5.3.	Sistemas de Acumulación de Agua de Fuente..	82
3.	Planta de Tratamiento. Sacha Norte-1.....	84
3.1.	Introducción.....	84
3.2.	Planta de Tratamiento.....	85
3.2.1.	Bombas de Captación del Agua.....	85
3.2.2.	Línea de Provisión de Agua.....	86
3.2.3.	Celdas de Flotación por Aire Disuelto.....	86
3.2.4.	Filtros Multi-media.....	89
3.2.5.	Torre de Deaereación.....	91
3.2.6.	Tanque de Almacenamiento.....	92
3.2.7.	Bombas de Inyección.....	94
3.2.8.	Línea de Distribución.....	94
3.2.9.	Equipo de Cabeza del Pozo y Hueco Abajo....	94
3.3.	Reinyección de Agua de Formación.....	95
3.3.1.	Tanque de Lavado.....	95
3.3.2.	Separador Agua-Petróleo.....	96
3.3.3.	Separador Gravitacional.....	97
3.3.4.	Bombas de Transferencia.....	98
3.3.5.	Bombas de Inyección de Químicos.....	98
3.4.	Inyección de Químicos en la Planta.....	99
3.4.1.	Tipo y Dosis de Químicos Utilizados.....	99

3.5.	Análisis de Laboratorio.....	99
3.5.1.	El agua: Física, Química y Biología.....	99
3.5.2.	Parámetros Secundarios de la Corrosión....	101
3.5.3.	Floculación.....	110
3.5.4.	Procedimientos de Análisis de Agua.....	116
3.5.5	Método de Langelier.....	124
4.	Condiciones Actuales del Sacha Waterflooding.....	126
4.1.	Introducción.....	126
4.2.	Condiciones iniciales del yacimiento.....	127
4.2.1.	Análisis de Reservorio.....	127
4.2.2.	Requerimientos de inyección.....	128
4.3.	Criterios de evaluación.....	130
4.3.1.	Comparación de Reportes de BSW.....	130
4.3.2.	Comparación de Reportes de Salinidad.....	132
4.3.3.	Historia de Producción de la Fm. Napo.....	133
4.4.	Análisis de datos.....	135
4.4.1.	Daño de la Formación.....	135
4.4.2.	Casos especiales.....	138
4.5.	Conclusiones.....	141
4.5.1.	Posible avance del frente de agua.....	141
4.5.2.	Efectos del daño a la formación.....	142
4.5.3.	Evaluación General.....	143
5.	Referencias.....	146

CAPITULO 1: INTRODUCCION.

1.1. Objetivos del Tópico.

El objetivo primordial de este Tópico es la recopilación de la información teórica, datos y prácticas que se llevan a cabo en el campo petrolero Sacha del Oriente Ecuatoriano, para la evaluación del comportamiento operativo de un proyecto de inyección de agua (Waterflooding). Por considerarlo crucial y escasamente cubierto en los planes de estudio formales, hemos puesto especial atención al tratamiento del agua de inyección.

Además de la teoría e información recopilada, esta monografía también pretende ser un medio didáctico y eficaz para el entendimiento práctico de las operaciones de Recuperación Secundaria que de seguro servirá como complemento para la materia del mismo nombre que se dicta en la ESPOL, Facultad de ICT.

El texto guía de este Tópico es "The Design Engineering Aspects of Waterflooding" de Stephen C. Rose, John F. Buckwalter y Robert S. Woodhal, publicado en 1989 por la SPE.

La traducción de los capítulos más importantes del libro también se entrega como un complemento a esta monografía y para beneficio de los interesados.

y para beneficio de los interesados.

Esta monografía abarca todo lo concerniente al waterflood que se está realizando en el Oriente Ecuatoriano para el Campo Sacha, gracias a una pasantía de tres semanas otorgada por Petroamazonas. En este punto se ha dado más énfasis en lo que se refiere a la moderna Planta de Tratamiento de Agua de la Estación Sacha Norte-1 y a sus pruebas de Laboratorio para el control de calidad de agua. Finalmente, esta monografía establece un criterio de evaluación del waterflood para dicho Campo en el último capítulo.

1.2. Alcance del Tópico.

Al tópico podría entenderse como una materia adicional que complementa lo estudiado en el currículum de materias para el área de Ingeniería de Petróleos. Ha servido para ampliar nuestro conocimiento sobre este tema y aspiramos a que también sirva a cualquier otro interesado por la cantidad y calidad de la información recogida.

Hemos querido también ahondar en los posibles efectos de la inyección en la Formación Napo, estableciendo una evaluación muy limitada pero válida, en función de los datos recogidos, a la observación, comparación e interpretativa.

1.3. Organización del Tópico.

La monografía consta de cuatro capítulos. El primero abarca los objetivos, alcances y organización del Tópico. El segundo entra a la Teoría de Fuentes y Tratamiento de Agua, el tercero toma parte del capítulo anterior y describe el tipo de equipos utilizados en el diseño de la Planta de Tratamiento de Agua de la estación Sacha Norte-1. El último capítulo trata de establecer las condiciones actuales del waterflood en base a la comparación de reportes de campo para finalmente evaluarlo.

Debe anotarse que este tipo de evaluación no es el más apropiado a para indicar si un waterflood es exitoso o no, ya que no se cuenta con información ni recursos más precisos para hacerlo.

CAPITULO 2: FUENTES DE AGUA Y TRATAMIENTO

2.1. Introducción.

Este capítulo considera las fuentes de agua y sus problemas potenciales. Los procesos necesitados para producir una aceptable calidad de agua son también discutidos. Una indisponibilidad de agua podría impedir una inyección efectiva, y una pobre calidad de agua puede causar una inyección fallida. Impropios o inadecuados tratamientos de agua pueden también conducir a problemas que causen fracasos económicos. Los tópicos cubiertos en este capítulo están entre los más críticos a ser considerados en un diseño de inyección.

El agua ideal para inyección tendría las siguientes características:

- (1) Sin partículas sólidas suspendidas,
 - (2) Sin sólidos disueltos perjudiciales causantes de escala o corrosión,
 - (3) Sin gases disueltos,
 - (4) Sin bacterias,
 - (5) Sin efectos adversos sobre la formación, así como entumecimientos de arcilla,
 - (6) Sin efectos perjudiciales cuando se mezcla con los fluidos de la formación y,
 - (7) Sin conductividad para evitar la corrosión galvánica.
- Debido a que este fluido no existe en la naturaleza, el

ingeniero de inyección debe esforzarse en preparar un agua de propiedades aceptables. La fuente de agua y tratamiento debería ser diseñada para producir un agua que se aproxime a este ideal tan cerca como sea posible dentro de un presupuesto razonable. El factor económico es crítico debido a que la mejor agua posible puede ser cara, reduciéndose así los beneficios de la inyección de agua.

Las fuentes de agua pueden ser superficiales o subterráneas y puede incluir al agua producida con el petróleo y gas. Las consideraciones importantes son la tasa, el volumen requerido y la calidad de agua. Esos factores determinarán los costos para lograr una fuente de provisión de agua aceptable.

Los sistemas de tratamiento de agua afectan al éxito económico o físico de un proyecto de inyección. Existen muchas variables en la selección de diseño y equipo para un tratamiento de agua. El sistema seleccionado debería considerar la cantidad y calidad del agua a ser tratada, las características del yacimiento, y los intereses económicos del proyecto. En algunos casos cuando la vida del proyecto es suficientemente corta, el control de corrosión no es requerido, pero para futuros planes de recuperación terciaria debe también ser considerado. En otros casos, la transmisibilidad del yacimiento es tan alta que un agua relativamente pobre puede ser tomada en

cuenta cuando el ingeniero diseñe un sistema de fuente de provisión y tratamiento de agua.

2.2. Fuente de aprovisionamiento de Agua.

El ingeniero en inyección debe determinar una fuente aceptable de agua cercana en el proceso de planeamiento. Las fuentes pueden ser ampliamente clasificadas en superficiales o subterráneas, y en dulces o salinas. Casi cualquier agua puede ser hecha útil para inyección aunque no necesariamente con presupuestos aceptables. La primera fuente examinada es frecuentemente la de agua dulce, pero su uso está por lo general limitado para las personas, animales y para la agricultura. En años recientes muchos proyectos de inyección de agua han usado aguas salinas o algún tipo no potable de agua, inclusive aguas oceánicas. Usualmente el agua producida es inyectada debido en parte a regulaciones ambientales.

Cuando el agua subterránea va a ser considerada, los registros eléctricos y otros datos disponibles pueden ser examinados para encontrar un proveedor potencial. Cualquier acuífero que provea de un empuje de agua activo a otros yacimientos de petróleo merece una cuidadosa evaluación. La producción de agua de dichos acuíferos podría causar una reducción de la producción de petróleo como resultado de un debilitamiento del mecanismo de empuje. Afortunadamente, las fuentes de agua no

productivas de petróleo están frecuentemente presentes cerca de los yacimientos de petróleo.

2.2.1. Requerimientos de Tasa. Las tasas disponibles de agua, necesarias durante toda la vida de la operación, deben ser adecuadas para la diaria inyección. Las tasas de diseño son usualmente especificadas por el estudio del yacimiento, pero se aplican algunas generalidades. Para la mayoría de la vida de flujo, un yacimiento de petróleo requerirá alrededor de 0.5 a 1.0 B/D [0.08 a 0.16 m³/d] de agua de inyección por cada acre-pie (1233 m³) del volumen del yacimiento. El volumen final de agua requerida para muchos flujos estará en el orden de 1 1/2 a 2 veces del PV (volumen poroso) del yacimiento que está siendo fluido. Algo de ésta agua puede ser reciclada del agua producida.

La información sobre la capacidad de producción de agua de la fuente debe ser obtenida para evaluar una fuente potencial de agua. Para aprovisionamientos subterráneos, puede ser conveniente completar y probar un pozo de agua, incluyendo cualquier tratamiento de estimulación requerido. Para fuentes superficiales de agua, factores tales como disponibilidad histórica de

agua, derechos de agua, otros usuarios actuales o potenciales, y cambios ambientales necesitan ser considerados. Si el agua va a ser traída de una fuente exterior, estos mismos factores deben ser evaluados para ese sistema.

2.2.2 Agua Producida y Agua de Fuente. Debido a que muchos operadores usan el agua producida como parte de sus requerimientos totales, esta fuente es discutida primero. Comúnmente, las operaciones de inyección empiezan con una fuente externa y gradualmente cambian al agua producida después del rompimiento. Es normal encerrar pozos productivos tanto cuando ellos aproximen cortes de agua del 100 % . Esto reduce la cantidad de agua necesitada para el balance de producción. Por ésta razón y a causa de los intereses económicos, el agua producida se convierte frecuentemente en la única fuente a futuro en la vida del proyecto.

El agua producida no es necesariamente una buena fuente. Los yacimientos a menudo producen agua que es incompatible con otras aguas producidas o de fuentes que estén siendo usadas, lo cual puede causar precipitaciones o escalas indeseables. El agua producida también contiene

algo de petróleo, lo cual puede causar problemas de inyectibilidad, como se discute más adelante. Luego, como el agua es procesada en los sistemas de producción y tratamiento, es cambiada físicamente y frecuentemente alterada químicamente. Las variaciones físicas pueden incluir cambios en temperatura y presión, formación de emulsiones, e inclusión o removimiento de ciertos sólidos como arenas o partículas de metal. Los cambios químicos pueden incluir:

- (1) reducción de gases desprendidos por presión de una solución,
- (2) intrusión de productos corrosivos dentro del agua,
- (3) introducción de oxígeno dentro del agua y las subsecuentes reacciones,
- (4) formación de escala u otros precipitados, y
- (5) cambios resultantes de tratamiento químico por el operador, así como inhibidores de escala, rompedores de emulsión, bactericidas, o también tratamientos de estimulación de pozos (ácidos o fluidos de fracturamiento).

Estos cambios en la naturaleza del agua

producida puede dar como resultado la necesidad de tratamientos adicionales. Las aguas incompatibles pueden ser procesadas e inyectadas separadamente, pero esto resulta en problemas causados por la relación constante cambiante entre el agua producida puede reducir la necesidad para tratamientos subsecuentes, como se discute más adelante. El agua producida necesita ser tratada lo menos posible para minimizar problemas.

2.2.2.1 Eliminación del Contacto de Aire con Agua Producida. Cuando se procesa agua producida, es importante evitar exponerla al aire. La prevención del contacto con aire es usualmente factible económicamente.

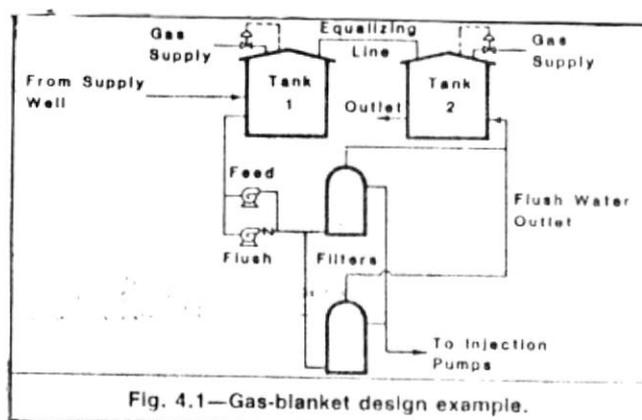


Fig. 4.1—Gas-blanket design example.

Fig. 2.1 .- Ejemplo de diseño para un cobertor de gas.

La aereación de aguas producidas tiene un cierto número de consecuencias:

- 1.- El Oxígeno reacciona con los químicos disueltos en el agua y produce productos óxidos, ya sea como precipitados o en solución.
- 2.- El Oxígeno incrementa la corrosividad del agua.
- 3.- La deposición de los precipitados y los productos corrosivos proveen de un lugar para la cría de bacterias anaeróbicas.
- 4.- La escala y otros precipitados pueden causar taponamiento en los pozos de inyección.
- 5.- El aire puede traer bacterias de reducción de sulfatos dentro del agua.
- 6.- Los cambios en los gases disueltos pueden desestabilizar el agua.

El aire será excluido si los sistemas de producción/inyección en su totalidad permanecen por encima de la

presión atmosférica durante todo el tiempo. El cuidado debe ser ejercitado para evitar las caídas de presión en las succiones de las bombas. Las buenas prácticas de diseño y el uso de cobertores de gas asegurarán que el sistema se quede libre de aire. Los diseños de línea y de los cabezales de pozo para eliminar la apertura del anulo del casing y las presiones bajas causadas por cambios en la elevación de las líneas son despreciables. Las características de las bombas, empaquetamientos y sistemas de inyección pueden ser diseñados y mantenidos para evitar que el aire esté siendo succionado dentro del sistema. Los cobertores de gas son sistemas que inyectan gas natural, nitrógeno u otro gas inerte dentro del sistema para mantener una presión levemente mayor a la atmosférica. Cada instalación podrá tener necesidades específicas, pero los pozos surtidores y tanques generalmente requieren cobertores de

gas. Los recipientes a presión deben tener ya sea un empaquetador de fluido o un cobertor de gas. El diseño de cobertores de gas es claramente simple, pero algunos factores deberían ser considerados por el ingeniero de inyección. Todos los reguladores y líneas deben ser calibrados para suplir gas a tasas lo suficientemente altas para mantener una presión positiva cuando el nivel de fluido en un tanque salte a su valor máximo. Los reguladores deberían ser instalados tan cerca al punto de entrada como sea práctico. El diseño del sistema preferiblemente debería eliminar o remover los líquidos condensados que podrían congelarse y causar bloqueamiento en las líneas de gas para el conjunto, control o reparación. Una interrupción en la provisión de gas seguido por rápidos decrecimientos en el nivel de agua pueden crear un vacío en el espacio del tanque ocupado por vapor. Una válvula check, debidamente calibrada, debería ser

provista para abrir el tanque a la atmósfera, previniendo así daños por la implosión en el tanque.

Minimizar los cambios en los niveles de los tanques es una buena práctica de diseño. Un método que complementa éste es el de conectar los espacios de vapor de diferentes tanques que se encuentren juntos (Fig. 2.1). Los cambios en los niveles y por lo tanto los espacios de vapor en los diferentes tanques tenderán frecuentemente a cancelarse el uno con el otro. Interconectando algunos tanques también se aceptan puntos de entrada múltiples de gas dentro del cobertor. La conexión de tubería necesita ser lo suficiente grande para aceptar un adecuado movimiento de gas de tanque a tanque.

Cada sistema de cobertor de gas será diferente, pero los principios delineados arriba asistirán al ingeniero en el proceso de diseño. El punto esencial es eliminar la entrada

de aire.

2.2.2.2. Remoción del Petróleo. El agua y el petróleo interfieren con sus respectivos movimientos en un yacimiento. Como un resultado, el agua producida debería ser despojada de todo el petróleo que pueda ser económicamente removido. La interferencia en el yacimiento de petróleo y agua es el resultado de los efectos de la permeabilidad relativa. En términos simples, esto simplifica que la máxima permeabilidad al agua (y por lo tanto, la máxima tasa de inyección a una presión de fondo de pozo dada) existe sólo cuando hay únicamente agua en el yacimiento. Aunque el petróleo residual permanece en el yacimiento, cualquier petróleo añadido de inyección decrecerá la permeabilidad de la zona al agua. Esta reducción resultará en un costo incrementado debido al poder adicional requerido para inyectar cualquier cantidad de agua dada. El

petróleo cubrirá cualquier sólido suspendido que contacte en el agua. Esto tenderá a reducir la efectividad de cualquier sistema de tratamiento para remoción de sólidos e incrementará el costo. El petróleo que es inyectado con el agua es generalmente perdido y no se venderá. Varios sistemas para remoción de petróleo serán discutidos después, pero la importancia de hacerlo es clara.

4.2.2.3. Gases Disueltos. Los dos gases disueltos en el agua producida que causan comúnmente los mayores problemas son el H_2S y el CO_2 . El H_2S o CO_2 en el agua generalmente incrementa el potencial de corrosión, frecuentemente por una cantidad significativa. En ambos casos, ácidos débiles son formados y la corrosión que resulta causa la formación de hoyos. Este tipo de ataque puede causar frecuentemente fallas tempranas en las líneas de acero expuestas y en los recipientes.

El H_2S puede también resultar en embebidos de hidrógeno en metales susceptibles, que causan fallas prematuras. El H_2S es un gas altamente tóxico que requiere especiales procedimientos en su manejo para garantizar operaciones seguras. El ingeniero debería consultar a metalúrgicos y expertos en seguridad para advertir en el diseño si cantidades significantes de H_2S son esperadas o posibles en el proyecto de inyección de agua. Las cantidades de H_2S en exceso mayores a 20 p.p.m. deberían considerarse significantes. Este gas es letal en bajas concentraciones, dependiendo de la extensión del tiempo de exposición.

Otro problema asociado con H_2S y CO_2 es la formación de precipitados, así como el Sulfuro de Hierro y Carbonato de Calcio, respectivamente.

Estos precipitados pueden causar escala en el equipo, en las líneas y

en los pozos, en éstos últimos causan taponamiento ya sea en los pozos o en la formación.

2.2.3. Agua superficial. Como se muestra en la Fig. 2.2, en agua superficial dulce está disponible en estanques, lagos, arroyos y ríos. Estas fuentes están sujetas posiblemente a extremos cambios estacionales que alteren su calidad y cantidad y que contengan cantidades variantes de impurezas orgánicas e inorgánicas. Generalmente, el agua será saturada con Oxígeno y CO₂ del aire. Estos niveles de gas disuelto variarán con la temperatura del agua y con la actividad presente de las lluvias. Otra fuente superficial mostrada en la Fig. 2.2 es el océano, especialmente para operaciones costa afuera u operaciones en tierra cercanas al mar. Aunque un aprovisionamiento superficial pueda ser atractivo a primera vista, usualmente es considerado como el último recurso como una fuente de agua. Por otra parte, el agua obtenida del subsuelo adyacente a la fuente superficial pueda ser atractivo a primera vista, usualmente es considerado como el último recurso como una fuente de agua. Por otra parte, el agua obtenida del suelo adyacente a la fuente superficial

puede ser una excelente alternativa, como se discute en la Sec. 2.2.4. El agua que es atraída directamente de al fuente superficial es usualmente tomada del mejor nivel para la buena calidad del agua. Este nivel puede escogerse de las cercanías de la superficie a las cercanías del fondo, dependiendo de las condiciones.

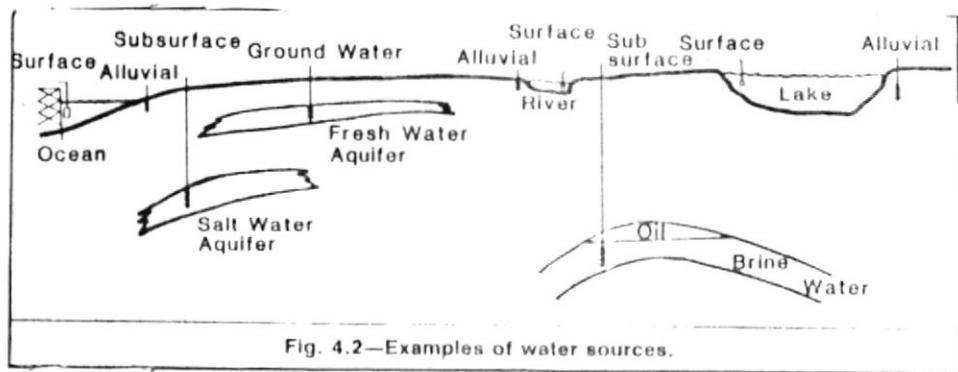


Fig. 4.2—Examples of water sources.

Fig. 2.2 Ejemplos de fuentes de agua.

2.2.4. Fuentes de Agua Subterráneas.

2.2.4.1. **Agua potable.** En muchos lugares, las capas aluviales se encuentran asociadas con arroyos y ríos (Fig. 2.2). Estas capas de arena y grava pueden proveer una excelente fuente de agua dulce a un costo bajo a través de pozos poco profundos. Debido

a que capas aluviales actúan en sí como filtros, sólo un tratamiento mínimo de agua puede ser necesitado. Los pozos usualmente son poco profundos (<300 pies [91 m]) y pueden ser estrechamente espaciados por que la capa aluvial es constante cargada por el río o el arroyo. Aún en clima seco, cuando el flujo del río superficial es muy bajo o inexistente, el sistema subterránea puede estar todavía cargado con agua.

Las formaciones de roca por debajo de los 1,000 pies [300 m] o aún mas profundas pueden contener un surtidor de agua dulce conocida como agua subterránea. El desarrollo de esta fuente de agua es frecuentemente costoso. Pruebas extensivas pueden ser necesitadas para determinar liberalidad y reservas. Una prueba de Abatimiento del Nivel

del Agua (drawdown) puede ser corrido bombeando pozo por algunos días para determinar cuánto del nivel de agua producida ha sido bajado. Las formaciones de roca varían en porosidad y permeabilidad. Algunas zonas, con valores bajos para estos parámetros, pueden producir toda el agua disponible bajo un bombeo continuo en poco tiempo. Naturalmente, estos pozos no están situados como fuentes de agua. Por otro lado, si el bombeo continuo no baja significamente el nivel de agua, se indica una tasa alta en el pozo de agua. La tasa de bombeo es determinada con un medidor cuando el pozo es probado.

Cuando el agua va a ser producida de más de un pozo en la misma formación, es esencial que los pozos sean apropiadamente espaciados para evitar interferencia entre

ellos. Si un gran valor en el drawdown es exhibida en el primer pozo, las oportunidades de que grandes espaciamientos puedan ser requeridos son buenas. Algunas veces una distancia de 2,000 pies (600 m) o más es necesitada entre los pozos. La información geológica, el comportamiento del yacimiento, la información obtenida de las pruebas en el pozo, y el buen juicio son requeridos para espaciar los pozos correctamente.

2.2.4.2. Fuentes No-potables. Como se muestra en la Fig. 2.2 el agua salina usualmente está presente en el estrato que yace estrechamente arriba o debajo de la formación productora de petróleo. Algunas veces es posible usar huecos secos cercanos a pozos abandonados para producir las formaciones con presencia de agua. Esta

posibilidad debería ser chequeada si existen pozos localizados favorablemente para el proyecto. Los acuíferos deberían ser chequeados para asegurar que la producción de ellos no afectará la producción de pozos adyacentes. Los registros eléctricos o registros de otro tipo para pozos de producción pueden ayudar a localizar arenas de agua salada y trazar la continuidad sobre un área extensa serán usualmente las mejores fuentes de agua. El procedimiento de prueba descrito para pozos de agua fresca también puede ser usado para determinar la liberalidad de los pozos de agua salada. Debido a que el agua salada es normalmente encontrada más profundamente que el agua fresca, el levantamiento es mayor y los costos son usualmente mucho más elevados. Los pozos-fuente pueden requerir

estimulación por fracturamiento hidráulico o acidificación para incrementar la productividad o para mantener la tasa de producción.

Los pozos poco profundos cercanos al océano pueden descubrir un aprovisionamiento de agua salada ilimitado. La capacidad de alta producción viene generalmente de casetones o galerías de producción en vez de pozos convencionales. Esta agua puede necesitar menor tratamiento que el agua obtenida directamente del océano. El agua también es extraída por debajo del piso oceánico, permitiendo a los sedimentos de fondo actuar como filtros.

2.3. Calidad del Agua.

La calidad de agua requerida varía de fluido a fluido. La "mejor" agua es la menos costosa que puede ser inyectada a tasas satisfactorias que no causen problemas mecánicos o químicos. En esta monografía, la "calidad del agua" se

refiere a esas propiedades del agua que pueden causar efectos sobre el yacimiento, pozos, y facilidades que puedan conducir al éxito o fracaso económico del proyecto de inyección; la calidad del agua no es usada aquí en el sentido de potabilidad o de sus efectos sobre el medio ambiente. Esta sección discute el monitoreo de ciertas propiedades como reactividades químicas, potencial de corrosión, y tendencias de taponamiento.

El costo de una buena calidad de agua incluirá ciertos factores como tratamiento de agua, control de corrosión, costos operacionales, y costos de desarrollo incrementales. Si más de una fuente está disponible, un estudio de comparación de costos es apropiado para decidir cuál agua es mejor. Pruebas de inyektividad hechas en laboratorio y/o en el campo son necesitadas para evaluar apropiados requerimientos de la calidad del agua.

2.3.1. Muestreo. Los análisis de agua de fuente usualmente revelarán problemas potenciales de calidad. Las muestras de agua deben ser recolectadas bajo las condiciones de producción del agua de la fuente. Los recipientes de muestra deben estar limpios y el agua no expuesta al aire. El personal de análisis de agua en el laboratorio u otros expertos deberían ser consultados para determinar las mejores

técnicas de muestreo. Las muestras contaminadas pueden conducir a conclusiones erróneas sobre el tratamiento necesitado. Las muestras deben estar frescas o apropiadamente preservadas cuando son liberadas para el análisis químico.

Un reporte estándar para el análisis de agua³ en el laboratorio es mostrado en la Tabla 2.1. En un mínimo de casos, los análisis de agua incluyen⁴ la concentración de ciertos iones disueltos como sodio, calcio, magnesio, bario, hierro, cloruros, carbonatos, bicarbonatos y sulfatos. La gravedad específica, resistividad y el pH deberían ser medidos también. Los sólidos suspendidos, las concentraciones de petróleo y grasas y los gases disueltos también pueden ser reportados pero son generalmente mejor probados en el sitio. Estos análisis daran información importante sobre las tendencias de escala y corrosidad del agua. El ingeniero en inyección puede entonces diseñar el proyecto para mitigar dichos efectos en una forma económica. El plan de diseño exacto dependera en una gran medida del yacimiento específico y de las condiciones de facilidades de superficie.

2.3.2. Compatibilidad. Si una muestra del agua de la

formación del yacimiento de petróleo es mezclada con una muestra de agua de fuente propuesta, un precipitado puede formarse, y las dos aguas puede decirse que son incompatibles. Las dos aguas se dirán compatibles si no se forman precipitados cuando éstos son mezclados. Ostroff⁵ discute la compatibilidad de aguas y un método de prueba. Si las aguas de fuente y formación son incompatibles, debe entonces determinarse si el agua de fuente se la sitúa para inyección. La incompatibilidad puede crear problemas de severo taponamiento y depositación de escala cuando las aguas son mezcladas. Si ellas son mezcladas por primera vez en el yacimiento, la inyección no será afectada hasta que el "rompimiento" (Aparición de agua de inyección en los pozos de producción) ocurra. En ese momento, los pozos productores y el equipo de producción pueden empezar a producir escala y la operación puede volverse costosa y dificultosa. Como el fluido progresa tras este punto, los problemas de precipitación y de escala cambian constantemente a causa de la relación variante de las aguas que están siendo tratadas. El tratamiento debería ser considerado para solucionar problemas. Una alternativa común es tener tratamiento por separado y sistemas de

inyección. Un análisis de costo comparativo es usado para decidir si el agua de fuente debería ser usada o cómo debería ser tratada.

Algunos proyectos de inyección son muy exitosos, aún cuando el agua de fuente no es compatible con el agua de formación. Bilhartz⁶, uno de los primeros en tratar este punto, basó su conclusión sobre observaciones prácticas de campo de proyectos de inyección exitosos, donde los análisis de agua mostraron incompatibilidad. Un proyecto de inyección es frecuentemente exitoso porque las aguas han sido mezcladas rápidamente en el espacio poroso del yacimiento. Si el agua de fuente alcanza al pozo productor en una zona, mientras que otra zona en el mismo pozo produce agua de formación, los problemas de escala se desarrollarán probablemente en forma rápida. Similarmente, el rompimiento en algunos pozos puede conducir a la mezcla de las dos aguas en el equipo superficial y consecuentemente problemas en el proceso de producción y, posiblemente, en el sistema de inyección y de pozos. Típicamente, una inyección que usa aguas incompatibles no experimentará problemas hasta el rompimiento; entonces, graves problemas de escala, que gradualmente disminuyen cuando las

aguas alcanzan el equilibrio, ocurrirán. Este proceso puede o no impedir una inyección exitosa, dependiendo de la gravedad del problema.

Si es posible, las pruebas de compatibilidad están dirigidas en el sitio, con muestras frescas o en línea, de las aguas involucradas. La prueba debería simular las condiciones de inyección esperadas tanto como sea posible. Una mezcla de aguas incompatibles pueden conducir a serias consecuencias en ambos sistemas, de superficie y subterráneas, así las extensas pruebas (si son necesarias) son justificables.

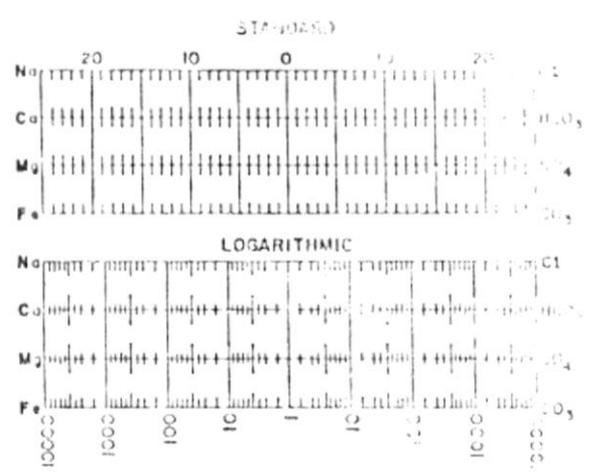
Tabla 2.1. Forma de un reporte de análisis de agua API.

Company		Sample No.		Date Sampled	
Field	Legal Description		County or Parish		State
Lease or Unit	Well	Depth	Formation	Water, (B/D)	
Type of Water (Produced, Supply, etc.)			Sampling Point	Sampled by	

Dissolved Solids	mg/L	me/L
Cations		
Na (calc.)	_____	_____
Ca	_____	_____
Mg	_____	_____
Ba	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____
Anions		
Cl	_____	_____
SO ₄	_____	_____
CO ₃	_____	_____
HCO ₃	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____
Total dissolved solids (calc.)	_____	
Fe (total)	_____	
Sulfide as H ₂ S	_____	
Remarks and Recommendations		

Other Properties	_____
pH	_____
Specific gravity, 60/60°F	_____
Resistivity (100) °F	_____
_____	_____
_____	_____

Water patterns (me/L)



In this table, calc. = calculated and me = milliequivalents

Tabla 2.1. Forma de un reporte de análisis de agua API.

2.3.3. **Sensibilidad de la Formación.** Algunas rocas del yacimiento, particularmente areniscas, sufren reducción de permeabilidad cuando son contactadas por agua inyectada. El daño es usualmente asociado con la relativamente baja salinidad del agua de inyección. Esta sensibilidad de formación y el resultante daño de permeabilidad tienen dos causas principales que pueden estar presentes conjuntamente:

1. El agua reacciona con arcillas nativas, causándoles hinchamiento o dispersión y así apretar las gargantas porosas.

2. El agua fluye a través de la roca, dispersando y reordenando las partículas finas de formación para causar bloqueo o taponamiento del sistema de poros. Las reducciones en salinidad pueden causar que las arcillas pierdan fuerzas de cohesión y empezar a moverse a través de los poros.

Algunas pruebas son aprovechadas para ayudar a determinar la presencia y grado de la sensibilidad de la formación. Generalmente, estas pruebas requieren muestras de núcleo en el sitio de la roca yacimiento. Si muchos núcleos

no están disponibles y si la sensibilidad de la formación es sospechada, puede ser económico taladrar un pozo para obtener muestras de núcleo. Una alternativa es inyectar aguas de salinidad decreciente para probar el efecto sobre la inyectividad. Hewitt⁷ recomienda cuatro pruebas a ser corridas sobre muestras de núcleo:

- (1) Pruebas de inyección en los núcleos para medir la permeabilidad vs. salinidad de agua,
- (2) Análisis de difracción por rayos X para detectar hinchamiento de arcilla,
- (3) Pruebas para determinar la capacidad de hinchamiento de las arcillas nativas, y
- (4) Examinación microscópica de secciones finas de roca para determinar la mineralogía y distribución de arcilla. También las pruebas de inyección de núcleo son útiles, están dirigidas a detectar arcillas no hinchables que se dispersan y causan reducciones de permeabilidad. Cuando la evidencia indica que la roca yacimiento es susceptible a daño por contacto con el agua de inyección que no causará hinchamiento ni dispersión; sin embargo, esto frecuentemente no es posible. Un número de investigadores han reportado varias

técnicas⁸⁻¹³ para estabilizar arcillas nativas. La mayoría de estas soluciones involucran tratamientos químicos que reaccionan con las arcillas o cubren las partículas de arcilla para prevenir exposición al agua. El arte de la estabilización de arcillas se desarrolla constantemente. La mayoría de los yacimientos no son sensitivos al agua y no sufrirán de daño en la permeabilidad, aún si el agua fresca es usada.

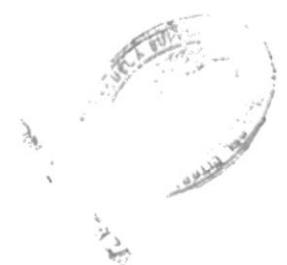
Debido a que algunas nuevas inyecciones de agua usan fuentes de agua fresca, el tema no será discutido más adelante en esta monografía. Si el ingeniero en inyección sospecha sensitibilidad en la formación, es recomendable que busque una literatura actual sobre técnicas de estabilización de arcillas. Los expertos en esta área disponible deberían ser consultados y la mejor tecnología actual usada para mitigar el problema.

2.3.2. Monitoreo de la Calidad del Agua. La calidad del agua puede ser monitoreada por métodos de muestreo discretos, individuales o continuos. La información recolectada usualmente incluyen

análisis químicos de agua (sec.2.3.1), distribución medida de sólidos suspendidos, cantidad de sólidos totales, tipo de sólidos, concentraciones de petróleo y grasas, corrosividad, y contenido de oxígeno. Los puntos de muestreo deberían ser seleccionados a través de todo el sistema de agua para una aceptable observación de algún cambio en la calidad. Los puntos sugeridos son la fuente de agua, tratamiento aguas arriba y aguas abajo y facilidades en el bombeo de inyección, y en los pozos de inyección.

Los métodos de muestreo discretos incluyen pruebas periódicas de filtrado de membrana y análisis de muestra de agua (sec 2.3.1). La prueba anterior consiste en fluir el agua a través de un filtro membrana, midiendo tasa y tiempo, analizando el material atrapado sobre el tapón filtro. Esta técnica concederá cierta información como concentración de sólidos suspendidos, y de petróleo, naturaleza de los sólidos suspendidos, y la tasa de taponamiento. Las pruebas deberían ser llevadas a cabo regularmente para detectar algún cambio en la calidad del agua. Las instrucciones completas¹⁴⁻
¹⁷ para el uso de filtros-membranas son

encontradas en la literatura. Barkman y Davidson¹⁷ discuten el análisis teórico de la información de los filtros-membranas. Cerini¹⁸ presentó correlaciones empíricas entre la información de filtro y calidad del agua, y McCune¹⁹ ha discutido las pruebas en el sitio para la calidad del agua. Los métodos descritos en estos escritos son pautas valiables a considerar, pero el comportamiento actual del yacimiento puede diferir considerablemente. Estas pruebas son más útiles para mostrar tendencias en la calidad del agua o las diferencias entre aguas. Otros factores que afectan el taponamiento del yacimiento son el tamaño y distribución de las partículas comparados con el tamaño de las gargantas porosas. Una regla general es que el taponamiento usualmente no ocurre si el diámetro de la partícula es menor que un tercio del tamaño de la garganta porosa así definida por diámetro hidráulico efectivo. Instrumentos tales como contadores Coulter pueden dar información sobre la distribución en tamaño de las partículas sobre muestra discretas. Las concentraciones sólidas pueden ser medidas en algunas aguas por recursos de medimiento de turbidez sobre una base continua. Estos



instrumentos operan sobre el principio de esparcimiento de luz por las partículas en el agua y en consecuencia dependen de la transmisibilidad efectiva de la luz a través del agua. Los sistemas que tienen entradas considerables de petróleo u otros materiales en el agua pueden afectar severamente la operación de estos recursos. Un nuevo instrumento que usa la reflexión de rayo ultrasónico enfocado de partículas sólidas en el agua ha sido desarrollado para medir concentraciones de sólidos sobre una base continua sin que sea afectado por opacidad²⁰, aún cuando gotitas de petróleo hacen cambiar los valores medidos.

El método más común de monitoreo de tasas de corrosión en instalaciones de inyección es el uso de cupones. Estos son piezas de metal usualmente de acero puro, insertados dentro de la corriente de agua. A intervalos periódicos, los cupones son reemplazados y las unidades viejas pesadas. La pérdida de peso es entonces convertida a tasa de corrosión. La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión ha publicado una práctica²¹ recomendada sobre el uso de cupones. Ellos pueden ser de varios tamaños, formas y pesos. Por ejemplo, una conexión entera de tubería puede ser limpiada, pesada y corrida

dentro de un pozo de inyección. La siguiente vez el pozo es pulido, esa conexión es removida, examinada y pesada para determinar el tipo y tasa de corrosión. En este caso, la conexión entera de tubería es un cupón de corrosión. Debido a que esto no siempre es práctico, una pieza corta de tubería llamada un "sub" es usado frecuentemente en lugar de una conexión completa. Watkins²² discute el uso de cupones de corrosión cilíndricos insertados a través de conexiones pequeñas dentro de la corriente de agua. Más frecuentemente, los cupones son platos planos de varias formas y tamaños.

Un método de medición de corrosión continuo o periódico cuando principios electroquímicos han sido desarrollados. El método usa sondas para medir la resistencia eléctrica en un cable expuesto al agua comparando con un cable idéntico a la misma temperatura pero no expuesto. Como el cable se corroe, la resistencia cambia. Estas sondas dan ahora lecturas precisas de < 1 mil/yr [25.4 $\mu\text{m/a}$] hasta algunos cientos de miles por año. Los sistemas ácidos pueden causar problemas porque el Sulfuro de Hierro puede cubrir la muestra. El instrumento entonces dará mediciones erróneas.

Sin embargo, estos recursos tienen algunas ventajas. Estos dan lecturas de tasa de corrosión en tiempos mucho más pequeños que los cupones, y la información puede ser recogida en horas extras sin remover la muestra. Así los cambios en la tasa pueden ser trazados. Esto puede tener ventajas especiales en sistemas inhibidores, donde la tasa es inicialmente alta, decrece cuando la película inhibidora se levanta, finalmente se incrementa nuevamente cuando la película se deteriora. Usando la muestra de esta forma se puede ayudar a determinar cuánto y qué tipo de inhibidor de corrosión es requerido, tan bien como qué tipo de batch o tratamiento es óptimo. Otro sistema que usa el potencial de celda electroquímica para medir tasas de corrosión ha sido desarrollado. El ingeniero debería chequear la información actual para asegurar que los mejores instrumentos prácticos están siendo incluidos en el diseño.

Todo sistema de inyección de agua requerirá algunos monitoreos de calidad de agua, facilidad y características del yacimiento. Usando la información sobre las necesidades y equipo descrito arriba, el ingeniero de inyección de

agua puede diseñar el sistema más económico para monitoreo de calidad del agua para este proyecto.

2.4. Tipos de Tratamiento de Agua.

El equipo y procesos disponibles para tratamiento de agua se están desarrollando e improvisando constantemente. El ingeniero de inyección debe estar al día a través de la literatura de estudio, atendiendo seminarios o conferencias, y permaneciendo en contacto con personal industrial que trabaja en esta área. Sin este esfuerzo, el ingeniero puede encontrar obsoleto su conocimiento en 1 o 2 años. La "Introducción a la Tecnología de Agua en campos de Petróleo" de Ostroff²⁵ es un clásico en este campo y debería ser obtenida como una referencia. Otra buena referencia es "Sistemas de Agua en Campos de Petróleo" de Patton.²⁶ Varios vendedores de equipo o químicos de tratamiento de agua pueden proveer libros y folletos sobre principios y sistemas de tratamiento de agua.

Esta sección enlista problemas comunes en tratamiento de agua y sugiere posibles soluciones. Los tipos específicos de equipo mencionados pueden ser eventualmente reemplazados por diseños mejores, pero el ingeniero de inyección debería asegurar que la más reciente y apropiada tecnología disponible sea usada cuando se diseña un sistema de tratamiento de agua. Se enfatiza que el mejor

proyecto posible de inyección de agua no requiere tratamiento de agua. El ingeniero debería hacer todo esfuerzo en el diseño de producción de agua y sistemas de inyección para eliminar la necesidad de tratamiento de agua. El ingeniero debería usar tratamiento de agua sólo si el esfuerzo falla como resultado de las circunstancias de las economías. El principio de diseño es minimizar el sistema de tratamiento.

2.4.1. Remoción de Oxígeno disuelto. Las fuentes superficiales de agua normalmente serán saturadas con oxígeno. Otras fuentes de agua pueden tomar oxígeno dentro de la solución durante el proceso. Como parte del sistema de tratamiento de agua, la remoción de este oxígeno disuelto es usualmente deseada. Battle²⁷ da los siguientes métodos de remoción de oxígeno:

- (1) Reacciones químicas con Sulfuro de Sodio, Hydrazina, o Dióxido de Azufre:
- (2) Deaeración al vacío; y
- (3) Despojo por contracorriente con gas natural o inerte.

La reacción química removerá pequeñas cantidades de oxígeno por una reacción con un químico fácilmente oxidable, así como Sulfato de Sodio.

Bisulfato de Sodio y Amonio, o Hydrazine^{2b}, llamado un recolector de Oxígeno. En sistemas de agua de mar, al agua frecuentemente es clorinizada aguas arriba de los aereadores. Algún cloro residual reaccionará con el recolector antes del oxígeno, incrementando el uso y costo del recolector. El ingeniero debería diseñar para el residuo mínimo mientras acepta una adecuada cantidad de clorinización. Los recolectores son comúnmente usados después de la aereación al vacío o del despojo por contracorriente para reducir el contenido de Oxígeno de unas cuantas partes por millón (1 a 3 ppm) a < 0.05 ppm. El sulfato de sodio es mas barato que el Hydrazina y es más frecuente usado en aplicaciones de inyección de agua. Una forma de catalizador es normalmente necesitada para acelerar la reacción, especialmente en agua que contiene CO₂. Algunas aguas contienen catalizadores naturales y no requieren adiciones. Si se necesita, un catalizador, así como el Hexahidrato de Cobalto, puede ser obtenido separadamente y añadido en el campo para disminuir el costo. El Dióxido de Azufre licuado obtenido en cantidades al granel, puede ser competitivo para sistemas de gran volumen. Algunos operadores, sin embargo, encuentran que

la generación de Dióxido de Azufre por el calentamiento de Azufre es menos costosa que obtenerlo de la reacción química.

La remoción de Oxígeno por deaereación no ha sido siempre exitosa en el campo. Los fracasos probablemente fueron usados por la ineficiencia relativa y el gran costo de las bombas de vacío de días más primitivos. Addams²⁹ estableció que con el eficiente y económico equipo de vacío actualmente disponible, no debiera ser más una desventaja. Una unidad de deaereación al vacío actualmente disponible, no debiera ser más una desventaja. Una unidad de deaereación al vacío típica es mostrada en la Fig. 2.3. Una etapa sencilla es mostrada, aunque diseños de etapas múltiples arrojan contenidos de Oxígeno más bajos.

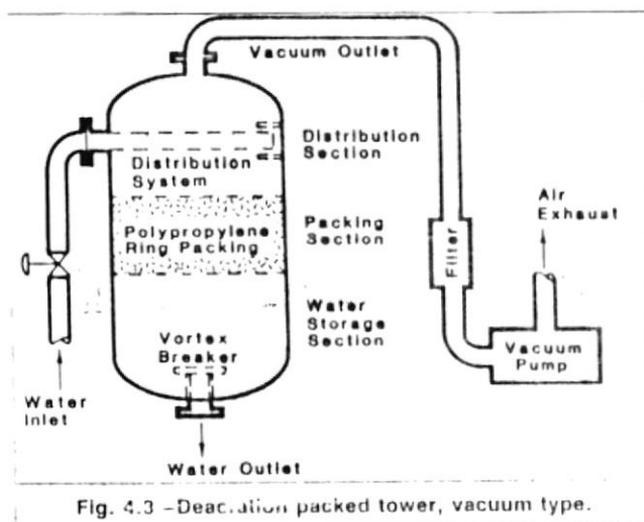


Fig. 2.3 Torre sellada de deaereación, tipo vacío.

Por esta razón, unidades de tres etapas han sido usadas en algunas operaciones de inyección de agua. Debido a que la solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión de un sistema, reduciendo la presión se reduce la cantidad de gas disuelto. El empaquetamiento en el deaerador y la correcta tasa de flujo acepta un área superficial más grande para el agua, permitiéndole alcanzar las condiciones de equilibrio cuando éste pasa a través de la torre. Para propósitos de diseño, la tasa de flujo de agua está en el orden de 40 a 50 gal/(min-pie²) [0.027 a 0.034 m³/(s.m²)] de área seccional de corte. El empaquetamiento no debe hacerse fluido, y el canaleo del empaquetamiento debería ser minimizado por una apropiada distribución del empaquetamiento. Las líneas de remoción de vapor deben ser lo suficiente largas para prevenir excesivas caídas de presión. Un deaerador de vacío debería ser seriamente considerado para la remoción de Oxígeno cuando los hidrocarburos o gases inertes no están disponibles o son muy costosos.

La remoción del Oxígeno del agua por contracorriente, por gas natural o inerte, es otro método de remoción de Oxígeno. Si una buena

calidad de gas natural está disponible, es decir, pequeñas cantidades de CO_2 y H_2S , este proceso puede ser atractivo, porque el gas afluyente del proceso de deaereación puede ser usado en los sistemas de gas-fuel. Las Fig. 2.4 y 2.5 muestran la simplicidad del proceso. La operación depende del balance de la tasa de flujo de gas que sube en la columna contra la tasa de agua que se mueve hacia abajo. La tasa de agua no debe ser tan grande ya que disminuye la eficiencia de la remoción de oxígeno. En un ejemplo, alrededor de 1.75 pie³ de gas/bbl de agua [0.31 m³ de gas/m³ de agua] es necesitado para reducir el contenido de oxígeno de 10 a 0.1 ppm. Wetter³³ da los detalles para el diseño del sistema de remoción de oxígeno por contracorriente. Una combinación en el diseño que use remoción por contracorriente o deaereación al vacío, o ambas, ha sido desarrollada.

Si el CO_2 está presente en el agua, éste también será desprendido así como el oxígeno es removido en un sistema al vacío. Contrariamente, si el gas natural es rico en CO_2 , el agua absorberá el CO_2 en una torre de remoción. Cada proceso puede ser bueno o malo, dependiendo del tipo de agua

a ser tratada. La remoción de CO_2 causa un incremento en el pH del agua, el cual puede resultar en la formación de escala de Carbonato de Calcio. La absorción de CO_2 disminuirá el pH y reducirá la posibilidad de escala. La corrosión, sin embargo, puede resultar de la excesiva absorción de CO_2 . El ingeniero debería tener cuidado por estos efectos.

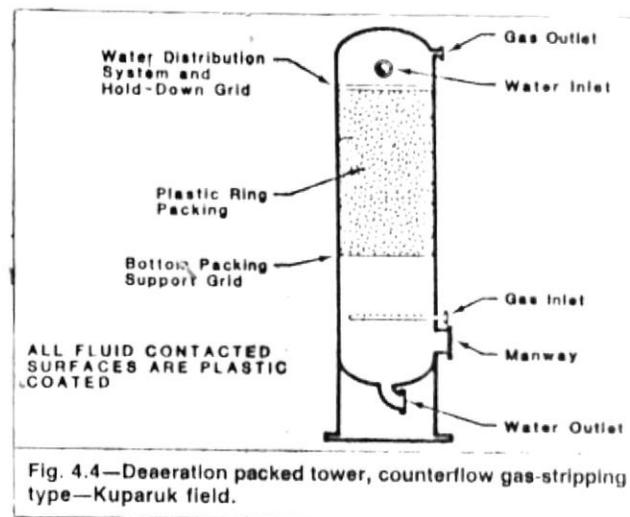


Fig. 2.4. Torre Packed de Deaeración, Tipo remoción por contraflujo de gas - Campo Kuparuk.

2.4.2. Remoción de Gas Acido. Los gases ácidos, H_2S y CO_2 , usualmente resultan de la producción de petróleo en el campo, aunque el CO_2 puede ser absorbido dentro del agua y del aire a condiciones específicas. No existe tratamiento químico simple que remueva estos gases, aunque

el Acrolein ha sido usado exitosamente en un sin número de casos. Por lo tanto, algún medio mecánico es usualmente preferido. Tratando estos gases después de la remoción pueden presentarse problemas. Por ejemplo, el H_2S desprendido no puede ser aceptado por regulaciones de limpieza del aire. La remoción de estos gases usualmente es costosa. La solución más común es incorporar diagramas de diseño que minimicen el efecto de los gases disueltos. Esta aproximación es más económica que remover los gases, particularmente si el proceso de remoción es aereación. El ingeniero en inyección debería examinar las economías comparativas para determinar ya sea el diseño para un sistema ácido o de reducción de las concentraciones de gas si es preferible.

Un sistema para remover los gases ácidos es el de airear el agua, lo cual entonces conduce al problema de la subsecuente remoción del oxígeno. La aeración también causa que el hierro y manganeso se oxiden y precipiten. Ostroff describe nueve tipos diferentes de aereadores. Los tres tipos comúnmente usados en sistemas de inyección de agua son los aereadores de bateas de coque, de baffles de madera, y de liberamiento forzado. En cada uno de ellos, el principio

básico es asegurar el completo contacto del agua con el aire

Weeter ha descrito el diseño de una torre-columna empacitada para la remoción de H_2S por el uso de gas de escape enfriado. El gas dulce puede ser usado en este tipo de sistema en vez del gas de caldera. El oxígeno no está precisamente introducido con éste proceso, aunque algo será contenido en el gas de caldera. Para instalaciones en las cuales grandes volúmenes de agua son tratadas, este proceso de gas de escape enfriado de gas dulce es situado en el pozo para la remoción de H_2S . La más baja concentración de CO_2 o H_2S que puede ser alcanzada por aireación depende de las solubilidades relativas de estos gases al aire y de las características del agua. Las reducciones significantes de gases indeseados usualmente pueden ser obtenidas por debajo de unas cuantas partes por millón.

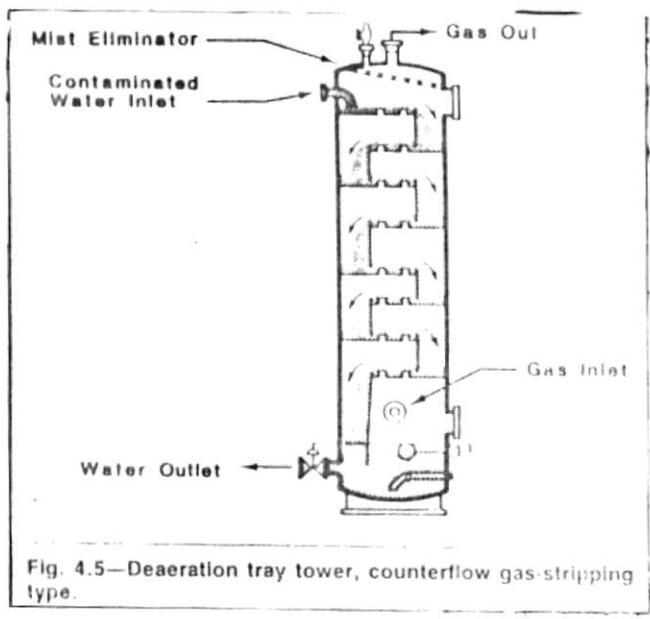


Fig. 2.5 Torre de bateas de deaeración, tipo despojo por contraflujo de gas.

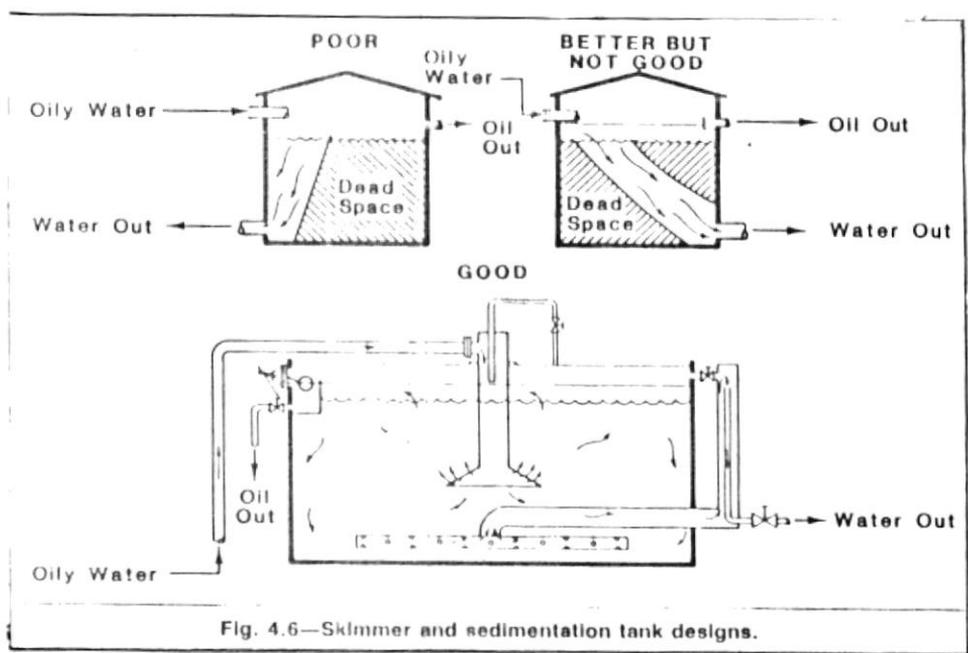


Fig. 2.6 Diseños de Skimmer y tanque de sedimentación.

2.4.3. Remoción de sólidos suspendidos y Petróleo. Los sólidos en el agua pueden causar problemas así como taponamiento de las líneas, válvulas u otras facilidades en la erosión en las válvulas bombas y líneas, y taponamiento del borde del

pozo y de la formación. Los sólidos también pueden precipitarse como escala. El control de escala será discutido en la sección 2.4.2. Los sólidos que tienden a taponar la formación son principalmente partículas de arena, sedimento, arcilla y materia orgánica. Los precipitados formados por reacciones químicas y los productos de corrosión, así como Óxido de Hierro o Sulfato de Hierro, son también posibles agentes de taponamiento. Los agentes biológicos, así como colonias de bacterias, algas, y plancton, pueden también presentar un problema, particularmente en aguas de fuente superficial. La remoción de los sólidos suspendidos es usualmente requerida cuando ellos exceden de 1 a 5 ppm, dependiendo de la formación. Estas partículas pueden ser removidas mecánicamente. Probablemente el método más simple de remoción de sólidos del agua es el proceso de sedimentación. La sedimentación es realizada proveyendo un estanque o tanque de tamaño suficiente y diseño correcto así los sólidos en el agua, fluyendo suavemente a través del estanque, caerán del agua y se asentaran en el fondo. Los estanques de sedimentación, tanques o represas pueden ser construidas como tanques de pared, hoyos en tierra o tanque de madera o metal. Estos son usualmente diseñado

con un fondo inclinado para facilitar la remoción del fango. Sistemas duales son frecuentemente instalados, así la sedimentación puede continuar durante periodos de limpieza y reparaciones. Los estanques o tanque frecuentemente incluyen baffles para eliminar puntos muertos en el estanque e incrementar el tiempo de retención para permitir aceptar asentamientos más efectivos. El tiempo de retención es el tiempo requerido por una unidad de volumen de agua para fluir a través de una represa de sedimentación al tanque. La cantidad de tiempo requerido está gobernada por la tasa a la cual las partículas sólidas caerán a través del agua al fondo de la represa o tanque. Esta tasa puede ser teóricamente calculado por la ley de Stokes:

$$v = \frac{gd^2(\rho_w - \rho_o)}{18\mu_w}$$

donde:

v = tasa de caída

g = aceleración de la gravedad

d = diámetro de la partícula.

ρ_w = densidad del agua.

ρ_o = densidad de la partícula. y

μ_w = viscosidad del agua.

con todas las cantidades en unidades

consistentes. Algunos de estos factores usualmente no son exactamente conocidos, pero las relaciones basicas son válidas y las aproximaciones pueden ser hechas. Como una regla de pulgar un tiempo de retención verdadero de 2 a 4 horas y una velocidad de flujo promedio de 1 pie/min (0.5 cm/s) proveerá una sedimentación adecuada. El tiempo de retención teórico puede ser calculado dividiendo el volumen efectivo de la represa o tanque para la tasa de un extremo a otro. A causa de los efectos de flujo de corte corto y espacios muertos, sin embargo, este cálculo virtualmente indicará siempre un tiempo de asentamiento mucho más largo que el actual. Zemel y Bowman³⁹ discuten técnicas para determinar tiempos de retención verdaderos en sistemas similares. En muchos casos la adición de quimicos puede incrementar la efectividad del proceso de sedimentación. Los coagulantes, así como el Sulfato de Aluminio, Alumbre de Potasa, Sulfato Férrico-Ferroso, Alumbre de Amoniaco y varios polimeros pueden causar particulas más pequeñas para la floculación. Entonces este diametro efectivo más grande causa que las particulas caigan más rápido, según la ley de Stokes. La alternativa de quimicos a ser usado de esta manera puede ser determinado por pruebas

en el sitio ya que muchos factores afectan la reacción

Pequeñas cantidades de petróleo puro en un sistema de inyección raramente causan problemas de taponamiento a menos que una gran cantidad de asfaltos, parafinas u otros hidrocarburos sólidos estén presentes. Sin embargo, el petróleo suspendido se encuentra usualmente cubriendo los sólidos en el sistema de agua. Este tiende a reducir la densidad efectiva de las partículas, reduciendo así la efectividad del proceso de sedimentación. Por esta razón y debido a la pérdida económica del petróleo inyectado generalmente es una buena idea remover el petróleo en el proceso de tratamiento de agua. Las represas y tanques de sedimentación con equipo de espumación pueden remover efectivamente el petróleo libre de agua. La Fig 2.6 muestra algunos diseños de ejemplos para tanque de sedimentación/skimming demostrando problemas y soluciones parciales para corte corto y espacio muerto. El proceso también se comporta de acuerdo a la ley de Stokes, pero las gotitas de petróleo flotan en su superficie. Un cierto número de recursos de flotación están disponibles en el mercado, incluyendo planos

interceptores corrugados, separadores tipo API, celdas de flotación de gas disuelto, y celdas de flotación de gas inducido. Ciertos estudios⁴⁰⁻⁴⁷ han sido publicados sobre los principios y la efectividad de este tipo de equipo. La Fig. 2.7 muestra un esquema de celda de flotación de gas⁴⁸. Si bien el proceso exacto involucrado en flotación inducido no es precisamente conocido, las burbujas de gas aparente atacan por sí solas preferencialmente a las gotitas de petróleo y a partículas sólidas. De acuerdo a la Ley de Stokes, éste diámetro incrementado y densidad disminuida causan que la gotita o partícula se eleve rápidamente a la superficie, donde es retirada (skimed off) por medios mecánicos. La condición actual de esta práctica aparece como un recipiente de asentamiento/skimming seguido por una celda de flotación por gas inducido. Esa combinación utiliza el principio de la ley de Stokes para remover el petróleo y sólidos por procesos de sedimentación y flotación en conjunto. Pruebas pilotos en el sitio del agua a ser tratada son fuertemente recomendadas para asegurar que la selección e instalación se realicen económica y efectivamente. Las pruebas pilotos también proveerán una oportunidad para determinar la mayoría de tipos y cantidades

erectivas de quimicos a ser usados en el sistema

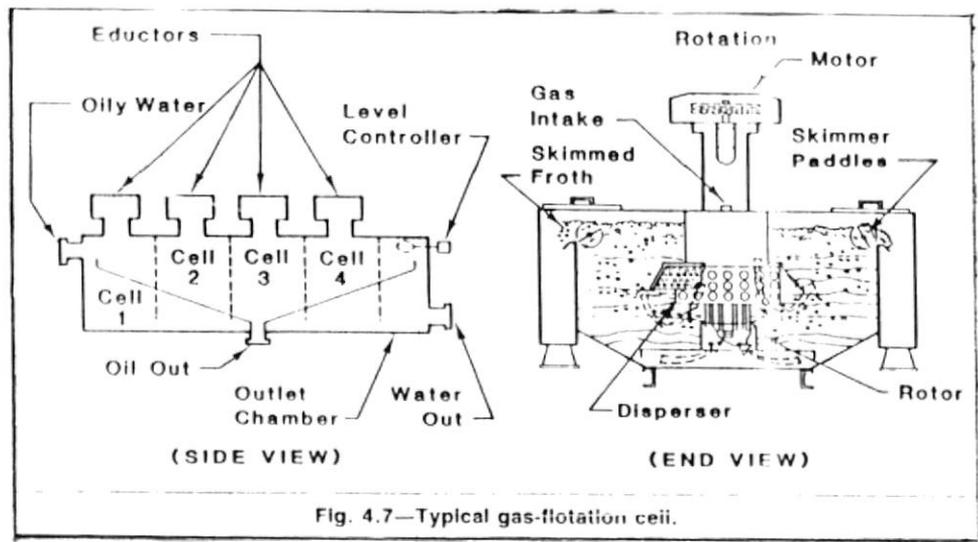


Fig. 4.7—Typical gas-flotation cell.

Fig. 2.7 Celda Tipica de Flotación por Gas

2.4.3.1. Remoción de Sólidos Suspendedos por Filtración. Muchas variedades de equipo de filtración están disponibles para la remoción de sólidos suspendedos en el agua los dos tipos de filtro basicos son: de gravedad y de presión. Como el nombre lo indica, los filtros de gravedad permiten al agua fluir hacia abajo por la acción de la fuerza de gravedad. La tasa de filtración es suave, y los filtros tienden a ser muy grandes. Este tipo de filtro

raramente es usado en operaciones de inyección de agua.

El filtro a presión es comúnmente usado en inyección de agua. El tipo general utiliza filtración superficial e incluye filtros de cartuchos y filtros DE (Diatomaceous-Earth). Como se muestra en la Fig. 2.8, los filtros de cartucho son recipientes que contienen elementos que pueden ser regenerados o reemplazados. Estos elementos son graduados en base al tamaño de la partícula que atravesara, rangeados de 1 a unos cientos de micrones. Generalmente los elementos son cilindros hechos de varios materiales que ajustan encima de un taladro central perforado. El flujo es de afuera hacia el centro. Este tipo de filtro es el más comúnmente usado como filtro de pulido y es frecuentemente instalado en cabezales de pozos individuales. Sin embargo, para aguas de fuente con relativamente bajo valor de sólidos

suspendidos totales (TSS), así como para aguas de mar y subterráneas, los filtros de cartucho pueden proveer una efectiva y económica filtración primaria^{49,50}. Así los sistemas deberían ser diseñados al menos con un filtro de repuesto para aceptar un flujo constante de agua durante ciclos de retrolavado o reemplazo de elementos del filtro. Si las cargas de TSS son continuas y exceden de 1 a 2 miligramos por litro, los filtros de cartucho no son convenientes a causa de sus corridas cortas, alto costo de mantenimiento y operación y frecuentes fracasos. La colocación de elementos de filtros usados también puede ser un problema, especialmente en locaciones remotas o costa afuera.

Otro filtro de superficie es del tipo DE, el cual usa un cake de filtro DE aplicado a pantallas de varios tamaños, formas y materiales. Las pantallas o soportes están dentro de un recipiente a presión en el cual fluye el agua. Este tipo de filtro

puede manejar cargas continuas de 20 mg/l. de TSS y provee una calidad excelente de agua. Estos filtros pueden tratar tasas por arriba de los 5 galones/(min.pie²) (0.003 m³/(s.m²)) a cargas de TSS bajas, pero normalmente operan alrededor de 1 a 2 galones/(min.pie²) (0.0007 a 0.001 m³/(s.m²)). Los filtros son regenerados removiendo el revestimiento DE por relavado (backwashing) y luego aplicando un nuevo revestimiento. Este procedimiento crea problemas en el reemplazo del nuevo DE y la disposición del viejo material, lo cual sera más criticos en areas remotas o costa afuera. Los filtros DE son también muy susceptibles a la contaminación de petróleo. La aplicación mas común de filtros DE está en la preparación de agua para inyección en yacimientos de baja permeabilidad donde la remoción de particulas finas es necesitada

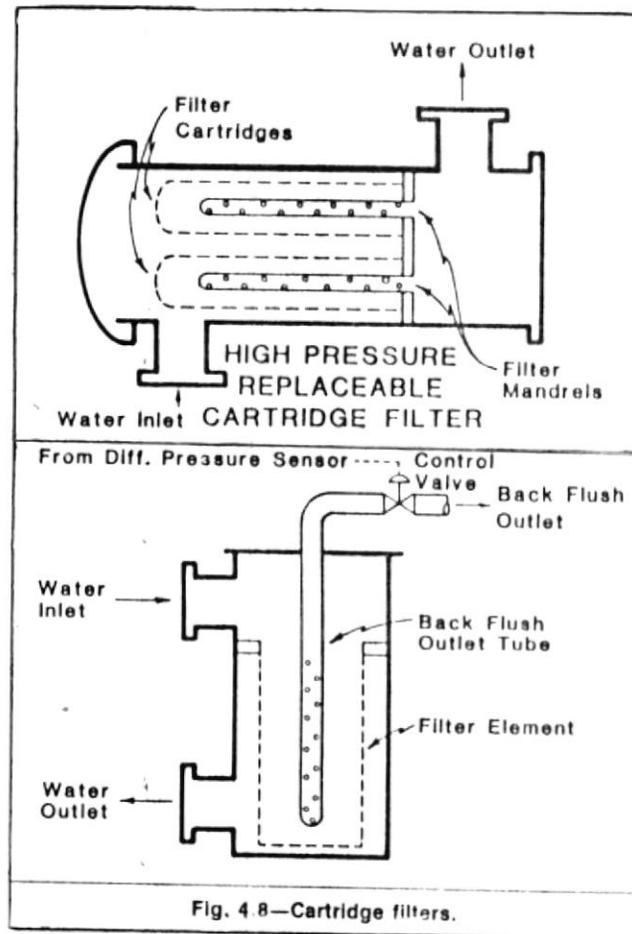


Fig. 4.8—Cartridge filters.

Fig. 2.8. Filtros de Cartucho.

El segundo tipo general de filtro de presión utiliza filtración de capa. Estos filtros pueden tener flujo de agua por arriba o por abajo a través de la capa. Las tasas de flujo aceptables para estos filtros se rangean por arriba de 20 gal/(min.pie²) (0.014 m³/seg.m²) con pequeñas pérdidas de eficiencia. Las tasas actuales dependerán de la naturaleza de la entrada de agua y la calidad de salida deseada. Algunos

operadores limitan la tasa aceptable a un poco más del 50 al 60 % de máximo. Los tipos sencillos o de múltiples media son utilizados. Los recipientes tienen sistemas de distribución de agua para extender el flujo uniformemente por encima de la superficie. El filtro puede ser horizontal o vertical. A causa de la profundidad de las capas de 3 a 6 pies (1 a 2 m), estos filtros tienen una mayor capacidad de retención que los filtros superficiales. Sus ciclos de corrida son mucho más largos y pueden ser elevados a algunos días. Las Fig. 2.9 y 2.10 muestra esquemas de filtros de flujo superior e inferior. El filtro vertical de flujo superior (fig. 2.9, después de Beau Claire Systems Inc.) utiliza un plato de distribución con un gran número de toberas cuidadosamente diseñadas para distribuir el flujo de agua uniformemente. El agua fluye por arriba a través de una capa de grava y luego a través de dos diferentes tamaños de arena de sílice. La red

entre los dos tipos de arena previene la mezcla excesiva. La red del tope evita el desborde de la arena a través de la salida. La arena forma arcos de compresión bajo esta red durante las operaciones de filtración. Otras configuraciones de filtros no usan siempre estas redes. El espacio superior vacante acepta la expansión de la capa durante la recirculación (backflushing). Al menos un diseño incorpora la embudo colector de petróleo para remover gotitas de petróleo coligadas a una tasa de 8 gal/(min pie²) [0.005 m³/s.m²].

El filtro de flujo inferior mostrado en la Fig. 2.10 (después de Serk Baker) es un filtro multimedia horizontal.

descriptos como una condición
 filtros mixed-media que fueron
 preferidas Kvernelund propone los
 tasas mas bajas son frecuentemente
 (0.01 a 0.014 m³/seg.m²), aunque
 aproximarse de 1h a 20 gal/min.pie²
 las tasas de filtración pueden

Fig. 2.10. Filtro de arena horizontal de flujo interior (después de Serck Baker).

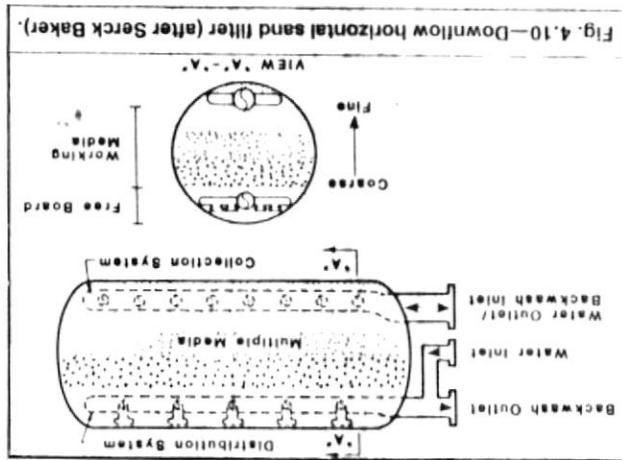
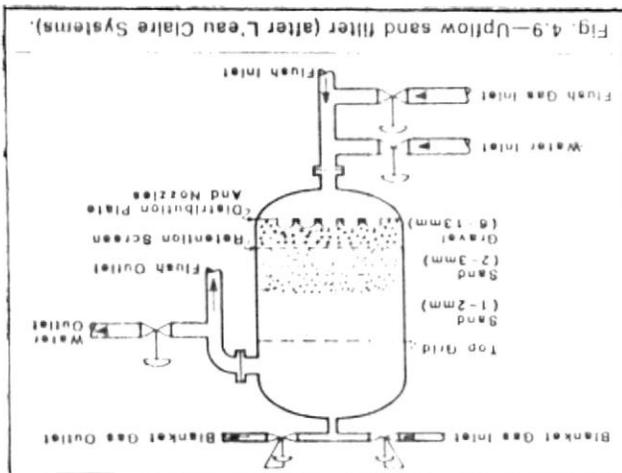


Fig. 2.9. Filtro de arena de flujo superior (después de L'eau Claire Systems).

Fig. 4.9—Upflow sand filter (after L'eau Claire Systems).



particular efectiva sobre el agua con petróleo suspendido. Estos recipientes son filtros verticales de flujo hacia abajo similares en forma al filtro de flujo hacia arriba en la Fig. 2.9. Los filtros media son de algunos materiales, cada uno de diferentes tamanos y densidad, arreglados de un modo grueso a fino en la dirección de flujo, dando así una eficiencia de filtración mas grande, tasas de flujo mas altas, y una capacidad de almacenaje mejorada para los materiales a ser filtrados.

Una mezcla típica de tres materiales es de 50 a 55 % de carbón de antracita (anthracite coal) de gravedad especifica 1.55, de 25 a 30 % de arena de sílice, de 2.6 de gravedad especifica, y 10 a 15 % de granate o ilmenita (garnet or ilmenite) de gravedad especifica 4. Los tamaños varían desde 0.04 pulg (1 mm) para carbón hasta menos de 0.006 pulg (0.15 mm) para materiales de alta densidad.

Ambos filtros, los de flujo hacia arriba y hacia abajo de los tipos mostrados, han sido muy exitosos en cierto numero de proyectos de inyección. Después de pruebas pilotos extensas, el proyecto de inyección de agua en Prudhoe Bay utilizó 2 tipos de filtros pero sobre fuentes de agua diferentes. El agua producida fue tratada de la forma más efectiva en filtros de arena de flujo superior mientras que los filtros multimedia de flujo inferior fueron los medios mas económicos para tratar el agua de mar usada como un agua de fuente. Estos tipos de filtros generalmente requieren el uso de quimicos para efectuar la mas efectiva filtración. Quimicos así como el alumbre y varios polieléctrolitos son normalmente usados. El ingeniero de inyección debería planear pruebas pilotos en el sitio para determinar el tipo óptimo de tratamiento quimico en el filtro. Los fabricantes de este equipo disponen de sistemas piloto montables

(skid mounted) y son muy cooperativos en el arreglo de dicha prueba. El presupuesto de equipo es significativo en esos proyectos de inyección que requieren filtros. Las pruebas piloto en sitio usando el agua que va a ser tratada es esencial para hacer la mejor elección. Los varios factores a ser considerados en la evaluación del equipo de filtración son discutidos en la literatura 52,53. La determinación de la calidad del agua, calidad del agua fuente, y requerimientos de locación (ya sea remota, costa fuera, o artica) permitirán usualmente la eliminación de algunos tipos de filtros. Los dos o tres restantes deberían ser evaluados sobre una base económica. Esas que quedan viables deberían ser colocadas dentro de una prueba piloto. Aun si el ingeniero en inyección es hábil para determinar que sólo un tipo de equipo es el mejor, se recomienda fuertemente que el sistema elegido sea probado en el campo.



2.4.4. **Prevencion de Escala.** Cuando componentes insolubles son tomados en el agua por reacciones quimicas de los constituyentes en el agua, estos pueden ser depositados sobre la tuberia u otro equipo que este en contacto con ella. Dependiendo de los componentes en el agua, algunos precipitados que pueden formar escalas en las operaciones de inyeccion de agua son Carbonato de Calcio, Carbonato de Magnesio, Sulfato de Calcio, Sulfato de Bario, Sulfato de Estroncio, y compuestos de Hierro como Oxido Férrico y Sulfato Ferroso . La formacion de estas escalas puede reducir el diametro interno (ID) de las lineas de inyeccion de agua, lo que causa que los medidores y otros equipos se vuelvan inoperativos, y mas aun, depositen materiales en el pozo de inyeccion, causando taponamiento. Consecuentemente, una importante parte del tratamiento de agua para proyectos de inyección es el control de escala. Este es un problema quimico complejo que requiere la asistencia de competentes especialistas en tratamiento de agua para recomendar el tratamiento necesario para prevenir la formación de escala. No es prudente esperar hasta que la escala se convierta en un problema para decidir sobre el control. Algunas publicaciones^{2,5}

describen metodos para predecir las tendencias de escalamiento sobre las bases de analisis de agua. Para aguas que van a ser mezcladas, las pruebas de laboratorio de relaciones y condiciones varias son recomendadas. Cuando la escala es un problema potencial, agentes secuestrantes o inhibidores de escala son utilizados para prevenir esta formacion. El inhibidor detiene el crecimiento del cristal antes que se vuelva lo suficiente grande para precipitarse. Muchos quimicos estan disponibles para la inhibicion de varias formas de escala, y otros mas estan siendo desarrollados. La eleccion del correcto agente, la cantidad requerida, y la forma en la cual es usada, requiere el conocimiento de un especialista experimentado para cada aplicacion.

- 2.4.5. **Control de Lama y Bacterias.** Las lamas y bacterias son controladas por quimicos que matan la bacteria o al menos retiene su multiplicacion. Las bacterias pueden taponar los pozos de inyeccion de agua, las lineas de distribucion de agua, y equipos tales como filtros. Ademas ellos tambien contribuyen con frecuencia a la corrosion. Virtualmente todos los sistemas de agua contienen alguna bacteria. La cantidad, tipo, y actividad de la presencia

de bacterias determinara si ellas son un problema.

Ambas, el agua dulce y las salmueras, pueden contener bacterias en cantidades que causen serios problemas. Si el ingeniero de inyeccion sospecha que las bacterias pueden causar taponamiento o corrosion, varias muestras de agua deberian ser probadas por un laboratorio competente para determinar el tipo de bacteria presente. Cuatro clases de bacterias son encontradas comunmente en campos de petrleo: bacterias reductoras de sulfato (SRB), bacterias ferrosas, bacterias formadoras de lama y Clostridium²⁰. La API ha establecido un standar²¹ para pruebas de bacteria en agua. Estudios recientes²² indican que la cantidad de bacterias del tipo sentada (sessile) en un sistema puede ser en algunos ordenes de magnitud mas alto que la cantidad encontrada en el agua. En un proyecto del mar de Java²³, fue determinado que un nuevo tipo de cupon denominado el recurso Robbins²⁴ ofrece mediciones mas representativas que las botellas API SRB standard.

Ademas de la cantidad y tipo de bacteria, la

actividad de la poblacion bacterial ayudara a determinar si un problema operacional se va a desarrollar. Chen y Chen²⁴ propone algunos metodos de examinacion del estado metabolico de las colonias bacteriales en un sistema de agua. Nuevos metodos de monitoreo de cantidades, tipo y nivel de actividad de una poblacion bacterial estan siendo desarrollados. el ingeniero en inyeccion deberia consultar la literatura y a especialistas en esta tecnologia cuando disene un sistema o procedimiento de monitoreo

Muchos tipos de tratamiento estan disponibles para controlar la bacteria en sistemas de agua. Desafortunadamente, ningun metodo es universalmente efectivo. Cualquier tratamiento debe contactar las bacterias y matarlas. Muchos sistemas de agua tienen grandes cantidades de bacterias ocultas bajo escala o productos de corrosion. Para un efectivo tratamiento, estos sistemas deben ser limpiados de un extremo a otro. Un procedimiento que ha sido satisfactorio en muchos casos es el raspado y acidificacion seguido por remojos y flujos solventes o detergentes. Los materiales usados varian de un sistema a otro, por lo tanto el procedimiento de limpieza debe ser desarrollado sobre una base

caso por caso. El tratamiento necesitado para controlar bacterias en un sistema relativamente limpio tambien varia de una operacion a otra.

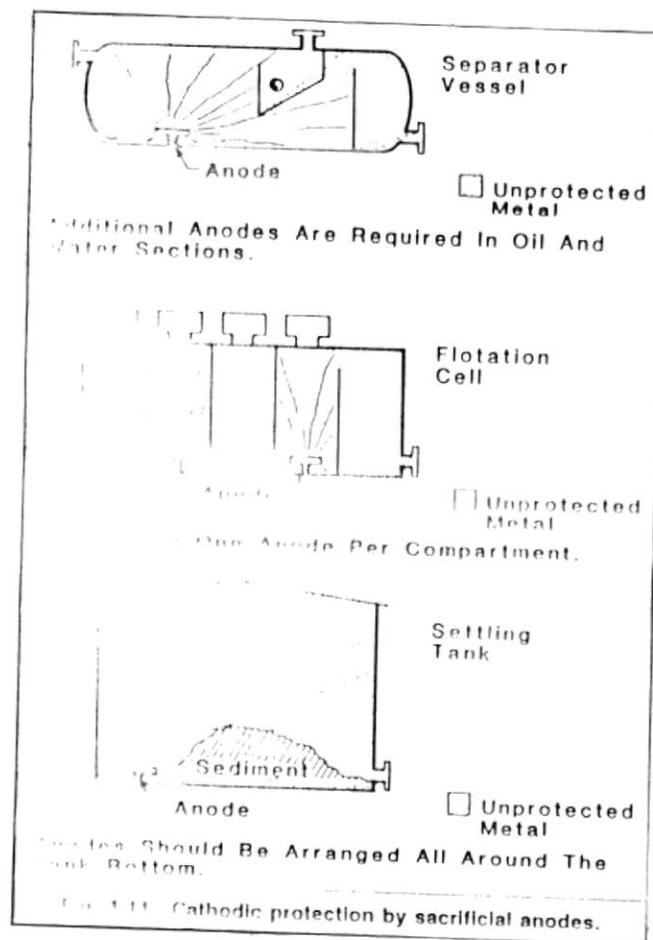


Fig. 2.11. Protección Catódica por ánodos de sacrificio.

Cloruros e Hipocloritos de Sodio han sido frecuentemente usados^{50,52,53} como biocidas muy efectivos, particularmente en agua de mar. Si

el agua contiene grandes cantidades de sustancias oxidables o quimicos recolectores de oxigeno, los cloruros e hipocloritos pueden volverse antieconomicos a causa de las cantidades consumidas. Los cloruros e hipocloritos pueden ser traídos como producto o ser generados en el sitio por el uso de electrolisis para disociar el cloro del agua salada. El tamaño del sistema y la logistica de la localizacion generalmente determinaran cual es el mas economico. Otros biocidas efectivos incluyen las aminas, diaminas, compuestos cuaternarios de amonio y formaldehido. Estudios recientes^{59,60,62} encontraron que el glutaraldehido es particularmente efectivo sobre bacterias formadoras de lama, algas y SRB a causa de su habilidad para penetrar la biopellicula y matar la bacteria dentro de ella. El isotiasolone ha demostrado ser efectivo contra las bacterias aerobicas. Estos biocidas pueden ser aplicados en tratamiento de bacheo o siug periodicamente o anadidos al sistema continuamente. Existe una gran cantidad de bombas o alimentadores de quimicos en el mercado que inyectaran los quimicos dentro del curso del agua. La localizacion del punto o puntos de inyeccion es

mas critica que el recurso utilizado para la inyeccion. Los quimicos deberian entrar al sistema activamente en el agua fluyente no en puntos muertos. La localizacion deberia permitir un tiempo de mezcla adecuado para dar una eliminacion efectiva. En algunos casos el mejor procedimiento es llenar el sistema con el biocida y luego cerrarlo, permitiendo asi al biocida remojar al sistema por algun periodo de tiempo. Como se expone arriba los espacios muertos, tuberias y otras areas con tasas inadecuadas de flujo son pobres características de diseno. La eliminacion de estos reducira los problemas de corrosion.

Existen muchos sistemas de control microbioal que usan varias combinaciones de estos quimicos y metodos. Por ejemplo, algunos proyectos del Mar del Norte usan aplicaciones continuas de Cloro o Hipoclorito y periodos tratamiento de bacheo con glutaraldehido. En el proyecto del Mar de Jaba, el Hipoclorito es continuamente inyectado con un tratamiento de bacheo de Glutaraldehido/Iso-tiasolone dado semanalmente. El tratamiento mas efectivo para un sistema de agua dado seleccionara un quimico que sea economicamente compatible con el agua y con

otros quimicos usados, no taponante y no muy toxico como para causar problemas en su manejo. El ingeniero deberia consultar especialistas en tratamiento de agua para determinar cual quimico o combinacion sera optima y como y donde aplicar el tratamiento. La evaluacion de laboratorio junto con las pruebas de campo son esenciales para asegurar que se ha hecho las selecciones apropiadas.

2.4.6. Control de corrosión. Una manera para definir corrosion es la interaccion entre un material de construccion con el medio. Obviamente existen dos formas generales para comprobar corrosion. Una es elegir o modificar el material de construccion para minimizar la corrosion. La otra es cambiar el ambiente. Las dos tecnicas seran discutidas. Un buen diseno y una correcta operacion del sistema de inyeccion puede eliminar o controlar los costosos problemas de corrosion.

El problema de corrosion primario en inyeccion de agua es la interaccion entre hierro y el agua involucrados. En el control de ambiente, metodos tales como mantener al aire fuera del contacto con el agua o deaerear el agua que ya ha sido

saturada con oxigeno son aplicables. Otros metodos discutidos mas adelante, asi como la remocion de los gases H₂S y CO₂ del agua y Control Microbial, caen en la categoria de Modificacion del Ambiente. Otro metodo de este tipo es el tratamiento quimico del agua con inhibidores de corrosion. Los mas comunmente quimicos usados son los tipos formadores de pelicula, asi como las aminas y diaminas. Los compuestos cuaternarios de Amonio actuan similarmente y han sido exitosos en sistemas de agua dulce. Estos inhibidores son inyectados dentro del curso del agua en puntos apropiados y forman peliculas protectoras que recubren el hierro en las tuberias, recipientes, pozos y otras partes del sistema. La pelicula protege el hierro aislandolo del agua, previniendo asi la corrosion. Las peliculas no son permanentes, por lo que se requieren tratamientos continuos o periodicos estrechamente espaciados con el inhibidor. La extension del tiempo de duracion de la pelicula es una runcion del tipo de inhibidor usado, velocidad de flujo, temperatura, y tipo de superticie, entre otros factores.

Los resultados de laboratorio pueden servir de

ayuda en la seleccion de un quimico. Sin embargo, las pruebas de tanteo y error en el campo son requeridas para determinar las tasas y metodos de aplicacion. Las companias proveedoras de quimicos estan dispuestas y son capaces de hacer dichas pruebas en el sitio donde sean solicitadas. Se recomienda consultar a algunas companias sobre la corrida y propositos de las pruebas que se hagan para el tratamiento. La comparacion de los resultados deberia permitir al ingeniero seleccionar la alternativa mas economica. Esta mejor eleccion puede cambiar a traves del sistema de tratamiento ya que el proceso remueve oxigeno, anade quimicos, o cambia las temperaturas y las presiones.

La proteccion catodica es otra forma de modificar el ambiente.²³ Esta tecnica usa anodos de sacrificio y/o corrientes impresas para volver al sistema enteramente catodico y asi prevenir la corrosion. La proteccion catodica es mas aplicable para areas extensas de metal, asi como el interior de recipientes o tanques o los exteriores de pliegues o sistemas de lineas de inyeccion.²⁴ Los anodos protegeran solo las superficies de metal que estan en su linea o

vista, como se muestra en la Fig. 2.11.

Otro recurso para el control de corrosión es cambiar el material estructural usado. Este método es mejor usado en el diseño inicial⁶⁴ de los sistemas para prevenir re-equipamientos costosos. Donde sea apropiado y económico, materiales tales como plástico reforzado de fibra de vidrio (FRP) o varios tipos de plásticos pueden ser substituidos por el acero. Los tanques y tuberías hechas de estos materiales se encuentran fácilmente disponibles. Para servicios tales como sistemas de tuberías de agua para baja presión, la tubería de polietileno de alta densidad puede ser económica y sustancialmente eliminar cualquier corrosión. La tubería hecha del material FRP ha probado ser muy efectiva en servicios de inyección a alta presión. Las líneas de fibra de vidrio deberían ser generalmente enterradas para protegerla de la luz solar y por razones de seguridad. Si la línea FRP es sobrepresionada hasta su punto de estallido, puede fallar catastróficamente y poner en peligro al personal cercano. Los sistemas de alivio de presión y el entierro de las líneas minimizan el problema. Una seguridad concerniente con los recipientes de plástico o

de FRP es la inhabilidad de exponer los recipientes contra la electricidad estatica. Los vapores explosivos contenidos en los recipientes podrian ser ignicionados por una carga estatica.

Un metodo similar para cambiar los materiales expuestos es alinear los recipientes^o o las lineas con recubrimientos tales como cemento o plastico. Muchos recubrimientos estan disponibles, pero todos ellos son limitados por temperatura, resistencia quimica u otros factores. El ingeniero en inyeccion deberia consultar los estandares y especialistas de companias en este campo para elegir un recubrimiento conveniente para el servicio. El control de calidad en los procedimientos de aplicacion de recubrimientos es absolutamente critico en la obtencion de un buen recubrimiento.^o Las lineas de tuberia de acero enterradas justifican el uso de un recubrimiento exterior y envoltura^o longitudinal con proteccion catodica.

El uso de materiales resistentes a la corrosion, asi como acero inoxidable, aluminio-bronce, o demas metales exoticos, en valvulas, disposicion de valvulas, bombas y otras partes mas pequenas

en las facilidades de inyección es recomendado, la especificación de estos materiales debe ser cuidadosamente escrita para asegurar que el producto trabaje como se espera. Todos los aceros inoxidable no son semejantes y deben ser elegidos para servicios y condiciones apropiadas.

Byars²⁰ concluye que 'El Plan, la instalación, los Programas de control de corrosión monitoreados apropiadamente, la Selección y la Especificación del material apropiado, son métodos de control de fallas que incrementarán el beneficio de un proyecto'. El ingeniero de inyección deberá mantener lo expuesto en mente cuando disene un proyecto de inyección de agua.

2.5. Sistemas para fuentes de Agua.

2.5.1. Pozos para fuentes de Agua. Los pozos de agua poco profundos pueden ser completados con casing ranurados o con una pantalla preparada opuesta a la formación proveedora de agua. Un empaque de grava puede ser usado para prevenir o minimizar la producción de arena, pero esto puede resultar en una disminución de la productividad. El fracturamiento hidráulico es frecuentemente esencial, especialmente para las arenas de agua

salada mas profundas. En general, los pozos-
fuente tendran los mismos problemas que los
pozos productores de petroleo y las soluciones
seran similares.

En pozos poco profundos, las bombas de eje con
motor en superficie, bombas de casing, bombas
sumergibles, o sistemas convencionales de bombeo
tipo pozo de petroleo, pueden ser usadas. La
bomba movida por eje, frecuentemente referida a
bombas de turbina vertical, es frecuentemente
usada para instalaciones de pozos de agua poco
profundos < 1,000 pies (300 m) de profundidad.
Este tipo de bomba mostrada en la Fig. 2.12
consiste de un eje rotatorio vertical sobre el
cual esta montado uno o mas impulsores
encerrados en un encaje o concavidad. El motor
principal puede ser un motor electrico montado
sobre el tope del eje en la superficie o una
maquina conectada al eje a traves de una unidad
de conduccion para angulos rectos. La cabeza de
descarga esta localizada sobre la superficie
directamente por encima del pozo.

De acuerdo con McLUICK y PRATOS,²⁸ los factores
que deben ser determinados para la seleccion de
una bomba son (1) el diametro interno del pozo,

(2) la profundidad del pozo, (3) el volumen de agua a ser bombeado por día, (4) análisis y gravedad específica del agua, (5) tipo de motor principal y velocidad de operación, (6) el nivel estático del agua, (7) drawdown, (8) el levantamiento del pozo, es decir la suma del nivel estático del agua más el drawdown, (9) la altura de la descarga por encima del suelo más la presión contra el cual el agua va a ser bombeada, y (10) la profundidad a la cual los impulsores están colocados.

El equipo convencional de bombeo para pozos de petróleo ha sido usado para levantar el agua, generalmente en volúmenes < 1,000 B/D (160 m³/d). Este es claramente un bajo volumen para un pozo de agua, por lo tanto, las unidades de bombeo para pozos de petróleo raras veces son usadas para pozos proveedores de agua.

Las bombas de casing han sido usadas para provisión en un número limitado de situaciones. El principal rasgo de una bomba de casing es la eliminación de la sarta de tubing. Como el nombre lo indica, la bomba trabaja directamente en el casing. Esta es operada con largos y suaves golpes. Los volúmenes levantados pueden

estar alrededor de 3,500 B/D (556 m³/d) de agua en casing de 4 3/4 de pulg (112 cm) en profundidades por arriba de los 2,000 pies (600 m).

Las bombas electricas sumergibles (ESP's) son usadas en muchas aplicaciones a varias profundidades. Una instalacion para bombas sumergibles tiene tres componentes principales hueco abajo: un motor, una bomba y una seccion de sello. La seccion de sello esta agarrada al motor, y por encima del sello esta la bomba misma, como se muestra en la figura 2.3. Para bajar el equipo dentro del pozo, el tubing es enroscado dentro de la cabeza de la bomba y el ensamble es corrido dentro del hueco con el cable de poder tri-fasico junto con el tubing. La bomba es un bomba centrifuga de etapas multiples determinada por el total del levantamiento requerido. Las bombas sumergibles de este tipo pueden ser muy costosas para ser corridas. Las fallas electricas en el cable, conexiones o en el motor, no son excepcionales. Es esencial que el personal operativo este educado en la instalacion y operacion de este equipo. Es importante que el tamano correcto de la bomba sea usado para cada instalacion para

evitar los frecuentes ciclos de encendido y apagado, los cuales reducen la vida de la bomba y del motor. Las unidades de conduccion de velocidad variable pueden ser adquiridas o rentadas acorde al tamaño de bomba y motor. Existen bombas sumergibles con capacidades de levantamiento de 300 o mas de 20,000 B/D [De 50 a 3200 m³/d] y capacidades tope de 12,000 pies [3600 m] o mas. Los mismos 10 factores enlistados como informacion necesaria para la seleccion de bomba, mas la temperatura al nivel de la formacion, son requeridas para la seleccion de una bomba sumergible, motor y cable. Una bomba sumergible es frecuentemente la unica alternativa para un razonable volumen de agua para pozos mas profundos. Un estudio cuidadoso de los costos proyectados de cada posible tipo de bomba deberia proveer la alternativa correcta para la instalacion. Las instalaciones y costos iniciales de operacion incluyendo las reparaciones y reemplazos basados en factores de la experiencia, deben ser considerados para llegar a costos comparativos por barril de agua producido.

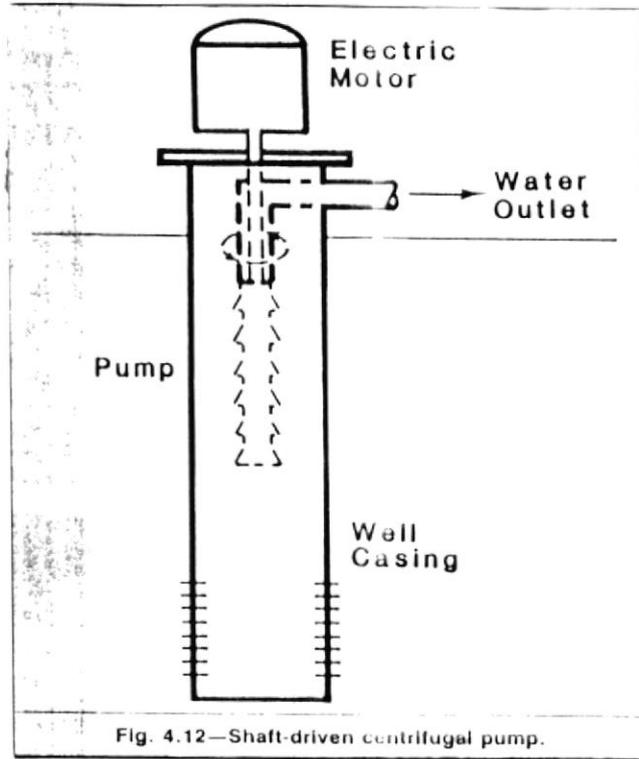


Fig. 2.12. Bomba Centrifuga de impulso de Flecha.

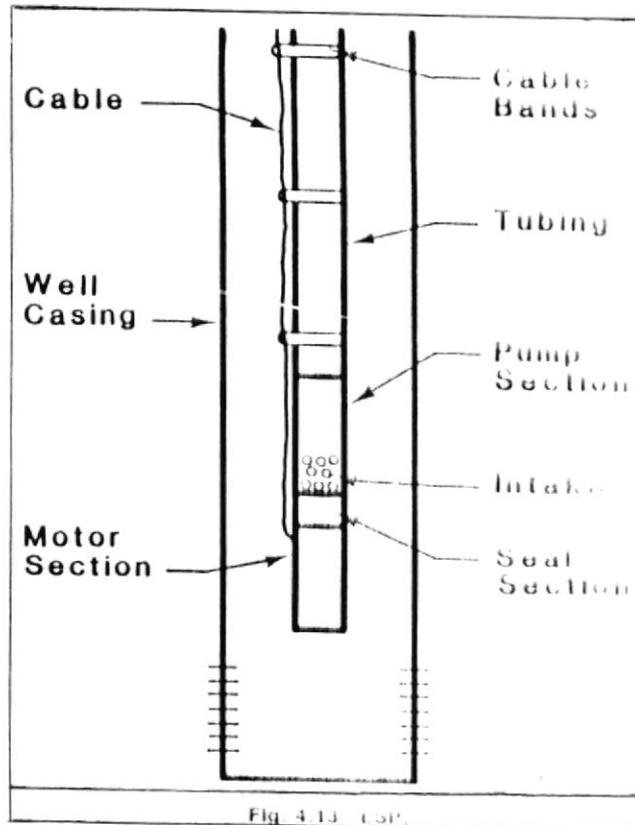


Fig. 2.13. ESP.

2.5.2. **Fuentes de Agua superficiales.**- Las fuentes de agua en el oceano son frecuentemente producidas por bombas ESP dentro de casings. Las bombas movidas por eje han sido usadas tambien exitosamente para produccion de agua de mar. Los casings son abiertos al agua de mar a una profundidad que admita la mejor calidad del agua como se determino por el muestreo. Las valvulas de admision de las bombas seran normalmente colocadas razonablemente cerca de la superficie. Las bombas movidas por eje son usadas tambien para este servicio. Las buenas practicas de diseno sugieren la instalacion de dos o tres bombas con capacidad de reserva que permitan una provision de tasas continuas de agua durante reparaciones o mantenimiento. Otro metodo de coleccion de agua en superficie es construir un reservorio o estructuras de admision desde el cual es bombeado con acoples directos, turbina vertical o bombas centrifugas convencionales. Estas dos tecnicas pueden ser aplicadas en ciertas fuentes de agua dulce, como lagos o riachuelos.

2.5.3. **Sistemas de Acumulación de agua de fuente.**- El diseno de sistemas de tuberia incluyendo calculos de caidas de presion, tamano de lineas

vs. poder instalado, y disposiciones son cubiertas en el capítulo 6*. Las consideraciones discutidas en el capítulo 6* son igualmente aplicables para el diseño de sistemas de acumulación de agua de fuente. Estas facilidades difieren de las líneas de inyección principalmente en presencia de presiones mucho más bajas. De aquí, las líneas de plástico o FRP (plástico reforzado con fibra de vidrio) son frecuentemente más usadas para agua de fuente que en sistemas de inyección. El uso de estos tipos de materiales para las líneas es usualmente más económico que las líneas de acero, particularmente porque no se requieren tratamientos de anticorrosión para proteger las líneas.

*. The Design Engineering Aspects of Waterflooding.

CAPITULO 3: PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA SACHA NORTE-1.

3.1. Introducción.

Este capítulo describirá los equipos utilizados en la Planta de Tratamiento de Agua del Campo Sacha, localizada en el Oriente Ecuatoriano, en donde se trata agua de río (y de formación desde hace un año) para ser inyectada a la Formación Napo en sus dos arenas U y T.

Todo lo concerniente a la teoría y funcionamiento de estos equipos se explica detalladamente en el capítulo anterior. El diseño de la Planta, sin embargo, ha sido resumido aquí junto con sus características fundamentales para los requerimientos particulares de inyección en este campo.

En cuanto a la teoría del diseño de las bombas que se utilizan en la Planta se dispone, para quien le interese, del texto guía de esta monografía "Aspectos del diseño de Ingeniería para Proyectos de Inyección de Agua" de la SPE, el mismo que ha sido traducido al español a manera de un sustento didáctico para el total entendimiento de este capítulo.

3.2. Planta de tratamiento de agua.

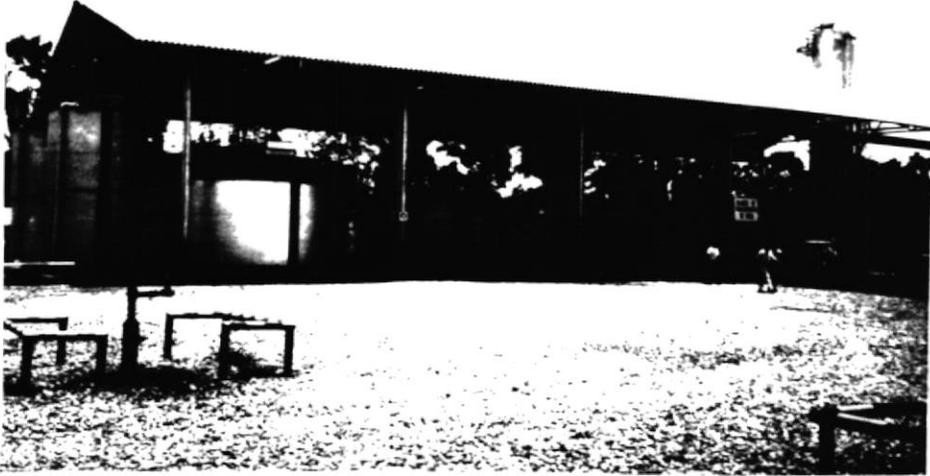


Fig. 3.1. Planta de Tratamiento de Agua (Estación Sacha Norte-1).

3.2.1. Bombas de Captación de Agua.

Están localizadas a 2.5 Km. de la Planta de Tratamiento de agua en donde se capta agua del río Blanco.

El sistema consta de tres bombas en paralelo. Las bombas son del tipo centrífugas horizontales de 60 hp, con una capacidad nominal de 500 gpm a 70 psi.

En la estación de captación se inyecta cloro para ayudar al control bacterial.

El cauce en el río es interrumpido para mantener un nivel de agua adecuado para la succión.

Las bombas de captacion suplen a la planta con aproximadamente 17,000 BWPD.

3.2.2. Línea de provision de Agua.

Conduce el agua desde la estacion de captacion a la Planta a lo largo de 8,055 pies [2455 m].

La línea es de tubería PVC de 12 pulgadas de diametro. La principal ventaja de este tipo de tubería es la inexistencia de problemas de corrosion.

Toda la línea se encuentra completamente enterrada.

La tubería se eleva alrededor de 70 pies desde el río a la Planta.

3.2.3. Celdas de Flotacion por Aire Disuelto.

Estas operan en base a la mezcla de aire en solución bajo presión con la corriente de entrada. Al pasar a través de una válvula reductora de presión se generan pequeñas burbujas de aire. Estas atacan por sí solas a los floculos formados por la inyección de químicos y los elevan a la superficie de la celda. Cualquier partícula demasiado pesada se

depositara en el fondo de la unidad. Periodicamente, las paletas situadas al tope y al fondo remueven estos floculos para su disposicion. El sistema es capaz de remover el 80 % de los solidos suspendidos.



Fig. 3.2. Celdas de Floculacion y Flotacion.

Los floculos son generados en primer lugar por la neutralizacion de las cargas negativas sobre las particulas con coagulantes bajo un control adecuado del pH. Las particulas entonces pasan dentro de los tanques de floculacion donde los floculos son generados por la inyeccion de polimeros en largas cadenas en sitios determinados. El agua pasa bajo gravedad dentro de las celdas de flotacion. El control del pH es importante para la formacion de floculos y para prevenir la formacion de los mismos despues del

filtrado. El mismo efecto puede ser realizado por la dosificación de cloruro de poly-aluminio puro. Este también es mucho menos sensible al pH.

El aire es disuelto en el agua tomando el afluente limpio y presurizando una porción a través de las bombas de presurización. El aire comprimido es entonces inyectado y disuelto en los tanques de disolución antes de ser mezclados a la entrada del agua.



Fig. 3.3. Vista Superior de una Celda de Flotación.

La tasa de flujo a través de las celdas de flotación se controla con una válvula. Esto

impone limites en la variacion posible de flujo sin el cambio de la posicion de la valvula. El agua entonces pasa a un tanque retenedor llamado Tanque de Surgencia en donde un adecuado NPSH es desarrollado para las bombas de transferencia.

Los tiempos de retencion en cada uno de estos tanques son aproximadamente de 10 minutos en el de floculacion con una capacidad para 7,300 galones, 25 minutos en el de flotacion con una capacidad de 22,000 galones y 4 minutos para el Tanque de Surgencia.

3.2.4. Filtros Multi-media.

Los filtros multi-media remueven la mayoria de los solidos remanentes. Estos son dos filtros media de antracita y granate. La capa de antracita con un espesor de 18 pulgadas posee una granulometria que varia de 0.8 a 0.9 mm. de diametro con un coeficiente de uniformidad de 1.7. La capa de granate, tambien con un espesor de 18 pulgadas posee una granulometria que varia de 0.3 a 0.36 mm. con un coeficiente de uniformidad de 1.5.

El sistema consta de tres filtros en paralelo con retrolavados sucesivos. En la modalidad de

Filtrado el agua entra a través del tope y sale en el fondo. En la modalidad de retrolavado el flujo es reversado.



Fig. 3.4. Filtros Multi-Media.

Las bombas que efectúan el retrolavado son de la marca Durco Mark II 6 x 4 - 10/86, del tipo centrífugas que trabajan a 1,780 rpm con una capacidad de 600 gpm. El retrolavado se lo realiza automáticamente cada 6 horas y en total dura aproximadamente 20 minutos.

El sistema de filtrado es capaz de remover el 97% de todas las partículas mayores a 2 micrones. La eficiencia del filtrado se incrementa por la inyección de polielectrolitos que permitiera la remoción de partículas más finas.

3.2.5. Torre de Deaereacion.

El volumen de la deaereacion es efectuado por los principios de una torre de vacio de dos etapas. El 50 % de la transferencia de masa es realizada en la primera etapa con el remanente en el eductor asistido en la segunda etapa. El nivel de oxigeno es reducido de 10 ppm a 0.1 ppm o 100 ppb. La reduccion hasta la especificacion de 10 ppb es efectuada por la inyeccion del atrapador de oxigeno.

Las especificaciones de las bombas de vacio son las siguientes: Graham Series 2 de 1.75 Hp. Los requerimientos de tasa de agua para las distintas etapas son 132 metros cubicos por hora para la primera y 141 metros cubicos por hora para la segunda, con un requerimiento total de tasa de 292 metros cubicos por hora incluido un 7 % de exceso.



Fig. 3.5.

La torre esta provista de sistemas de alarma y cierre automatico de bombas para niveles de agua criticos.

La torre tiene tres bombas de extraccion para tomar un bajo NPSH de agua desde la torre y transferirla al tanque de almacenamiento. La provision puede ser hecha para la inclusion de filtros de cartucho de baja presion entre las bombas y el tanque si fuese requerido.

3.2.6. Tanque de Almacenamiento.

Esta provisto interiormente de un revestimiento de caucho que lo protege de las deformaciones por vacio. Esto evita el uso de cobertores de gas. Posee dos controladores de nivel junto a un sistema de alarma y accionadores automaticos de valvulas de alivio.

Su capacidad puede proveer suficiente agua para un dia de inyeccion.

El tanque es elevado ligeramente por encima del nivel de la Planta con el fin de proveer un NPSH adecuado a las bombas de inyeccion para la carga.

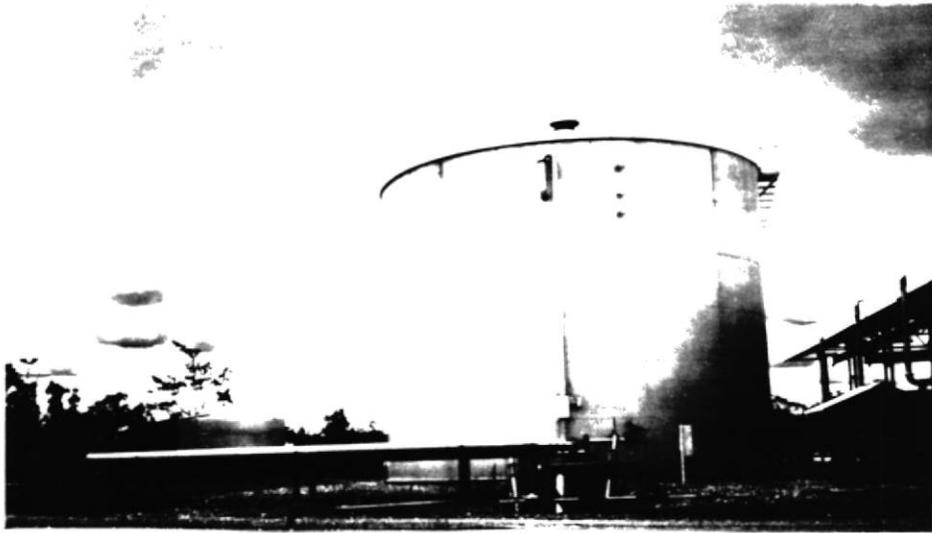


Fig. 3.6. Tanque de Almacenamiento.

El tanque posee además una línea de sobrellujo que conduce el agua al sumidero. Tiene también tomadores para inspección, escapes para el techo, desahogos para mantenimiento y drenajes para la condensación de la membrana. Su conexión al drenaje del sistema contra incendios del power oil ha sido incluido.

3.2.7. Bombas de inyección.

El sistema de inyección consta de cuatro bombas en paralelo. Las bombas son de desplazamiento positivo quintuplex horizontales de la casa National Supply Co. Son conducidas por motores Caterpillar G399 de 610 bhp. acoplado a las bombas por una caja de velocidades Turkin. Las bombas trabajan a 278 rpm y pueden liberar 10,000 BWPD a 3,000 psi.



Fig. 3.7. Bombas de inyección.

Las líneas de descarga son dirigidas a un sistema de manifold montable comun. De esta forma todas las líneas hidráulicas son mantenidas al limite oeste del skid. Todos los manifolds de servicio estan localizados al limite este del skid. Estos incluyen: provision y retorno de agua para enfriamiento, aire, gas combustible, drenajes de aceite, drenajes de condensados.

3.2.8. Línea de Distribucion.

La línea de distribucion rodea al campo como se muestra en la figura y va desde 10 a 4 pulgadas de diametro con una presión de trabajo de 3,000 psi. La tubería es de acero-carbon no alineado. El sistema tiene conecciones y suficiente

espesor de pared para permitir futuras presiones de operacion por arriba de los 3,600 psi.

3.2.9. Equipo a la Cabeza del Pozo y Hueco Abajo.

El equipo a la cabeza del pozo es claramente estandar. los chokes Willis son usados para el control del flujo de inyeccion con medidores de turbina para el flujo que miden la rata de inyeccion para cada formacion.

El equipo hueco abajo es esencialmente simple. Una completacion concentrica que inyecta en algunos casos por el tubing y por el annulus.

3.3. Reinyección de Agua de Formación.

3.3.1. Tanque de Lavado.

El petroleo, una vez que ha sido separado del gas en los separadores y en la bota, ingresa al tanque de lavado. En este tanque se intenta romper la emulsion agua-petroleo conservando siempre en su parte interior un colchon de agua (de formacion) de alrededor de 1/3 de la altura del tanque.

El nivel de dicho colchon es controlado con la utilizacion de un recurso mecanico denominado "pierna hidrostatica", la misma que al

evidenciar un nivel de agua demasiado alto, la desaloja y permite que esta sea tratada para su reinyección.

El tanque tiene 36 pies de altura, 145 pies de diametro. Al petroleo se lo calienta previamente para ayudar a la separacion.



Fig. 3.8. Tanque de lavado.

3.3.2. Separador Agua-Petroleo.

Este aparato, llamado tambien WEMCO por la casa fabricante, realiza el tratamiento primario al agua de formacion. Este consta de 4 celidas en linea en donde se separa el contenido de aceite mediante un mecanismo que ejerce un movimiento central no acelerado junto con insuflacion de gas.

El resultado es la formacion de una nata de petroleo en la superficie que es retirada por un skimmer (recolector). El aparato tambien cuenta

con una trampa para solidos.

El sistema reduce el contenido de petroleo en agua de 20 ppm a la salida del tanque a 3 ppm a la salida del WEMCO.

3.3.3. Separador Gravitacional.

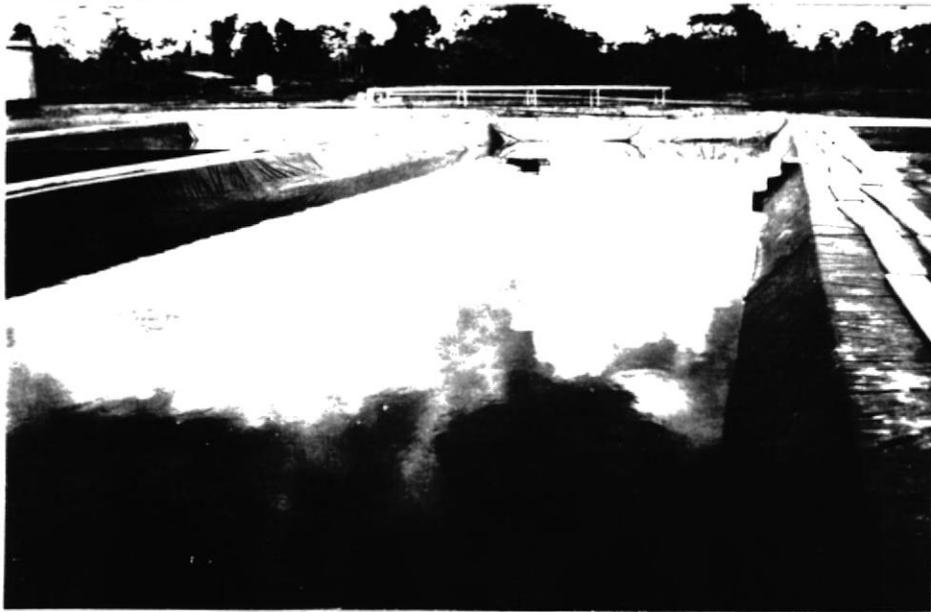


Fig. 3.9. Piscinas de Sedimentacion.

La separacion de este tipo se la realiza en 3 piscinas construidas de hormigon las cuales estan recubiertas de una membrana impermeable.

El sistema toma el agua del WEMCO y tanque de lavado y la deposita en la primera piscina. El petroleo se separa por gravedad. Este es llevado a un canal recolector y se lo retorna al tanque. El agua pasa a la segunda piscina en donde

vuelve a producirse la separacion y finalmente pasa a la tercera piscina en donde se repite el proceso para minimizar el contenido de aceite en agua.

Este sistema logra reducir exitosamente el contenido de petroleo en agua a 0.3 ppm.

3.3.4. Bombas de Transferencia.

Estas bombas toman el agua de la piscina y la llevan a la Planta de Tratamiento.

Existen dos sistemas de bombeo en caso de emergencia. Son del tipo centrifugas y descargan el agua a traves de una tuberia de 9 7/8.

3.3.5. Bomba de inyeccion de Quimicos.

Inyecta el tipo y dosis de quimicos que ayudan al proceso de separacion o rompimiento de la emulsion agua-petroleo.

3.4. Inyección de Quimicos en la Planta.



Fig. 3.10. Inyección de Químicos en la Planta.

3.4.1. Tipo y dosis de Químicos utilizados.

El tipo, dosis y lugar de inyección se lo indica en la Tabla 2.1 que se muestra a continuación.

SACHA NORTE 1		
	Dosis	GPM
Cloro en el río	30 (10 %)	50
Cloro en la Planta	3	50
Caustica	50	84
(Poly-al-Cloro)	80	134
Coagulante	80	134
Polyelectrolito	2	3
Antiespumante	TBA	-
Atrapador	18	30
KOL	TBA	-
Biocida	200	-

Tabla 3.1. Inyección de Químicos

3.5. Análisis de Laboratorio.

3.5.1. El Agua : Física, Química, Biología.

El agua tal como la encontramos en la naturaleza no es utilizable directamente para el consumo humano ni para la industria, porque, salvo en

raros casos, no es suficientemente pura. A su paso por el suelo por la superficie de la tierra o incluso a través del aire, el agua se contamina y se carga de materias en suspensión o en solución: partículas de arcilla, residuos de vegetación organismos vivos, (plancton, bacterias, virus), sales diversas (cloruros, sulfatos, carbonato de sodio, calcio, hierro, manganeso), materias orgánicas (ácidos húmicos, fulvicos, residuos de fabricación), gases.

Se presentan seguidamente a modo de ejemplo dos análisis, relativos a un agua de superficie y a un agua de pozo:

	Agua de río	Agua de pozo
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	14 $^{\circ}$	9.5 $^{\circ}$
Turbiedad (UNT)	18	0.2
Color (mg/l Pt-Co)	30	10.0
Materias en suspensión (mg/l)	25	0.35
pH	8	6.7
Cloruros (mg/l Cl^{-})	25	70.0
Sulfatos (mg/l SO_4^{2-})	18	330.0
Hierro (mg/l Fe)	1.4	3.5
Manganeso (mg/l Mn)	Trazas	1.2
Amoníaco (mg/l NH_4^{+})	0.7	1.5
Nitritos (mg/l NO_2^{-})	0.2	Trazas
Nitratos (mg/l NO_3^{-})	3	1
CO_2 libre (mg/l)	4	135
Oxígeno disuelto (mg/l)	9.5	Ausencia

La presencia de esta gran variedad de impurezas exige el tratamiento de las aguas antes de su utilización, para hacerlas aptas para las

aplicaciones consideradas, o despues de su utilizacion, para evitar todo dano a nuestro medio ambiente.

Para conseguir los resultados deseados, desde la obtencion de un liquido claro y limpido para el consumo humano, hasta la del agua extrapura que exige la industria electronica moderna y sobre todo la industria petrolera, sera necesario aplicar, principios basicos se exponen a continuacion.

El tratamiento trae siempre como consecuencia la formacion de residuos que, normalmente, no pueden devolverse a la naturaleza en el mismo estado en que se encuentran, sino que deben tratarse par reducir su volumen, desecarlos, desinfectarlos, etc; el tratamiento de agua va seguido generalmente de un tratamiento de residuos.

3.5.2. Parametros Secundarios de la Corrosion.

Aunque el equilibrio carbonico y el contenido de oxigeno son los dos factores principales que determinan las condiciones de corrosion, intervienen tambien otros factores, que actuan sobre la forma y la velocidad de la corrosion.

son estos: la presencia de sales disueltas (principalmente, cloruros), las variaciones de temperatura, el estado de limpieza física de las aguas y la presencia de microorganismos.

3.5.2.1. Influencia de la mineralización (sulfatos, etc...). La velocidad de corrosión del hierro en un agua desmineralizada muy pura (5 Ω .cm), en presencia de oxígeno, es mínima. Sin embargo, la disolución de sales en dosis muy pequeñas provoca el fenómeno de la corrosión, debido a varios procesos:

. La mineralización global del agua aumenta su conductividad y disminuye por ello la resistencia a la corriente de corrosión. Así, la corrosión puede iniciarse por trazas de cloruros o de sulfatos inferiores a 1 mg/l.

Los iones Cl^- , Br^- , SO_4^{2-} , NO_3^- estimulan la corrosión.

. La influencia de los cloruros es muy marcada: durante el proceso

inicial de la corrosión, se produce un aumento de la concentración de la zona anódica en iones Cl^- conducidos por la corriente, así como la aparición de los iones H^+ por precipitación de iones OH^- a la distancia en forma de hidróxido ferroso, lo que produce una concentración local importante en iones H^+ y Cl^- , que impide la precipitación de los hidróxidos.

El aumento del contenido de un agua en iones cloruros incrementa estadísticamente la probabilidad de que se constituya una infinidad de micro-anodos que provoquen el desarrollo de una corrosión generalizada y por picaduras.

Se explica así la aparición de picaduras en la línea, en el sentido del paso de los fluidos, que se observa en el interior de tuberías, y que son debidas al desplazamiento de las concentraciones locales en HCl .

Uno de los principales factores que

intervienen en la corrosión por concentraciones crecientes de cloruros es la relación que existe entre la solubilidad de oxígeno y la concentración del agua en NaCl.

En efecto, el contenido de oxígeno de las aguas salinas o sabores es sensiblemente constante hasta 5 g/l NaCl: se eleva a 8 mg/l aproximadamente. A partir de este valor, y hasta saturación a 310 g/l NaCl, la solubilidad del oxígeno disminuye:

- 5 mg/l para 100 g/l NaCl.
- 1 mg/l para 310 g/l NaCl.

. La influencia de los **sulfatos** se manifiestan de tres formas:

- directamente, por incremento de la mineralización y disminución de la resistividad eléctrica.
- indirectamente, por participación en el ciclo de las bacterias sulfato-reductoras y en el desarrollo de corrosivas

biologicas.

- en un proceso especial de degradacion del hormigon.

. los iones OH^- , los cromatos y los silicatos tienden, por el contrario, a formar una capa protectora y a reducir la corrosion.

. influencia de los iones Cu^{2+} : un contenido de cobre en solucion inferior a 1 mg/l puede acelerar considerablemente la velocidad de corrosion por electro-deposicion de cobre sobre los catodos.

3.5.2.2. influencia de los microorganismos. La corrosion biologica es, en general, una manifiestacion secundaria de la corrosion, que se caracteriza normalmente por la formacion de concreciones en forma de tuberculos muy juntos, que provocan obstrucciones, a veces considerables, y, eventualmente, picaduras subyacentes, que pueden producir perforaciones.

Estas concreciones estan constituidas por acumulaciones de ferrobacterias filamentosas, recubiertas de oxido ferrico parcialmente deshidratado, y contienen frecuentemente carbonato calcico.

La masa tuberculiforme, laminar, esta generalmente hueca en su interior. Contiene en su corazon una masa liquida, a veces muy negra, que se oxida rapidamente con el aire atmosferico.

Un analisis cualitativo somero: por adicion de acido fuerte, permite detectar, en muchos casos, la presencia de sulfuro de hierro. (desprendimiento de H_2S)

- . Medios bacterianos activos:
- a) Bacterias del Hierro.
 - b) Bacterias que oxidan el hidrogeno naciente.
 - c) Bacterias sulfio-reductoras.

Los sulfuros liberados por la

reduccion de los sulfatos precipitan los iones ferrosos en forma de sulfuro de hierro negro.

Conviene subrayar que la **corrosion biologica es casi siempre posterior a una corrosion electroquimica**, la cual se acelera por el consumo de hidrogeno.

Las condiciones favorables de la corrosion biologica por las bacterias del azufre son las siguientes:

- medio anaerobio;
- pH de 5.5 a 8.5
- presencia de sulfatos;
- presencia de sustancias minerales (PO_4^{3-} y Fe^{2+}) y organicas favorables al desarrollo de las bacterias;
- temperatura optima de desarrollo de 30 a 40 °C.

El consumo de oxigeno en la superficie de los tuberculos disminuye la difusion de este gas hacia el interior de los mismos,

donde se produce un estado creciente de anaerobiosis, que favorece el desarrollo de las bacterias reductoras.

La formación de sulfuros trae consigo no solo la precipitación de sulfuros de hierro sino también la reducción de hidróxido ferrico:



se produce una **contracción del volumen** del interior del tubérculo por transformación del hidróxido ferrico en sulfuro de hierro más denso.

La corrosión biológica consiste, por lo tanto, en un desarrollo de la asociación formada por las familias de bacterias mencionadas. Mas que el aspecto de los tubérculos, lo que puede probar la existencia de bacterias sulfato-reductoras es el análisis del depósito y la presencia de azufre.

3.5.2.3. Influencia del estado de las

superficies y de la limpieza de las aguas. La presencia de sedimentos preexistentes en una red antigua y obstruida o procedentes del paso de aguas mal filtradas, puede ser causa de corrosión, por dos razones:

- creación de zonas, bajo el sedimento, no aireadas o generadoras de zonas anódicas.
- desarrollo de cepas bacterianas diversas y de reacciones reductoras "despasivantes".

Los aceros inoxidable son muy sensibles a este proceso.

3.5.2.4. influencia del pH.

La solubilidad del Fe^{2+} disminuye considerablemente cuando aumenta el pH y se produce así la formación de una película aislante de hidróxido ferroso (y de otros óxidos ya citados); esto se traduce por un incremento preponderante de las superficies catódicas y la reducción de las zonas anódicas a elementos de

superficies puntuales. La densidad de la corriente electrica de corrosion es tanto mayor en estas zonas anodicas cuanto menor es su superficie.

El riesgo de corrosion periorante o de corrosion por picaduras en presencia de oxigeno es tanto mayor cuanto mas proximo a 10 se encuentre el pH, valor para el cual, como se ha visto, disminuye el proceso de corrosion, deteniendose a pH 10.5 para la mayoria de las aguas puras o naturales.

Se han encontrado asi gran numero de corrosiones localizadas en presencia de aguas descarbonatadas cuyo pH se halla comprendido entre 9 y 10 y cuya alcalinidad ya no era suficiente para mantener la pelicula de Tilmans.

3.5.3. Floculacion.

El coagulante introducido da lugar a la formacion de floculos, pero es necesario aumentar su volumen, su peso y sobre todo su

cohesion. Se favoreciera el engrosamiento del floculo por medio de:

- una coagulacion previa, tan perfecta como sea posible.
- un aumento de la cantidad del floculo en el agua: conviene poner el agua en contacto con otro precipitados ya formados por el tratamiento anterior (recirculacion de tangos-lecho de tango), tratando de conseguir la mayor concentracion posible.
- una agitacion homogenea y lenta del conjunto, con el fin de aumentar las posibilidades de que las particulas coloidales descargadas electricamente se encuentren con una particula de floculo.
- el empleo de ciertos productos llamados floculantes.

3.5.3.1. Floculantes

Los floculantes, llamados tambien **ayudantes de coagulacion**, ayudantes de floculacion e incluso ayudantes de filtracion, son productos destinados a favorecer cada una de estas operaciones. La accion puede ejercerse al nivel de la velocidad de reaccion (floculacion rapida) o al

nivel de la calidad del floculo (floculo pesado, mas voluminoso y mas coherente).

Los floculantes pueden clasificarse por su naturaleza (mineral u organica), su origen (sintetico o natural) o el signo de su carga electrica (anionico, cationico o no ionico).

3.5.3.1.1. Silice Activada. La silice activada fue el primer floculante que se empleo, y sigue siendo, en la actualidad, el que mejores resultados puede dar, principalmente si se utiliza juntamente con sulfato de alumina.

Se introduce generalmente despues del coagulante, y se prepara neutralizando parcialmente la alcalinidad de una solucion de silicato sodico.

3.5.4.1.2. Practica de floculacion.

La floculacion sera tanto mejor

cuanto mas eficaz sea la coagulacion previa. El coagulador, en el que tiene la agitacion rapida, va seguido de un floculador, en el que se mantiene una agitacion lenta durante 5 min (agua residual muy cargada), o durante el tiempo mucho mayor en tratamiento de agua de abastecimiento público.

Esta agitacion lenta puede tener lugar en un floculador separado, o bien en el interior del decantador propiamente dicho. En este caso, pueden utilizarse turbinas de recirculacion, o la accion del propio lecho de fango.

La eleccion del tipo de mezclador y del tipo de floculador esta en estrecha relacion con la eleccion del procedimiento de separacion utilizado en la continuacion del tratamiento. Debe estudiarse cuidadosamente esta eleccion, cuando la floculacion es del tipo difuso y va seguida de una decantacion estatica, o de una

flotacion.

3.5.3.2. Flotadores.

La flotacion se efectua en este caso en depositos provistos de sistemas de agitacion que giran con relativa lentitud para no romper los fluculos ya formados, pero con la velocidad suficiente para conseguir el engrosamiento progresivo del fluculo e impedir que se formen sedimentos sobre el fondo del deposito.

El volumen de la cuba de flotacion debe ser necesario para que se consiga el tiempo de flotacion determinado mediante ensayos de laboratorio.

Los sistemas de agitacion utilizados pueden estar constituidos por helices especialmente estudiadas con este fin, o por el conjunto de palas fijadas sobre un eje giratorio, vertical u horizontal.

también conviene prever, en la transmisión del sistema de agitación, un conjunto motor-reductor-variador, para que pueda regularse mejor la velocidad de agitación en función de la calidad de la floculación.

Si es grande el volumen necesario para la floculación, es preferible utilizar varios depósitos de pequeñas dimensiones, colocados en serie. En este caso, cada uno de los depósitos va provisto de un sistema de agitación independiente, cuya velocidad, regulable, puede adaptarse mejor la calidad de la floculación.

Por último, es importante que no se rompa el floculo al pasar del floculador a la zona de decantación. Según la calidad del agua tratada, las velocidades de paso deberán limitarse a los siguientes valores:

- floculo de hidroxido metalico fragil $v = 0.20$ m/s
- floculo de hidroxido metalico

resistente $v = 0.50$ m/s

- rioculo de aguas residuales

$v = 1$ m/s

3.5.5. Procedimientos de Analisis de Agua.

3.5.5.1. Alcalinidad.

1. Tomamos el volumen de una muestra determinada (25 ml).
2. Agregamos 3 gotas de Fenolftaleina.
3. Titulamos con Acido Sulfurico, con una normalidad conocida. O sea bajamos el pH de la muestra.
4. Cambio de color, que va de un Rosado Claro a incoloro.
5. Tomamos la lectura del contenido del acido.
6. Agregamos 3 gotas de Anaranjado de Metilo (indicador).
7. Titulamos nuevamente con Acido Sulfurico.
8. Cambio de color, que va de Amarillo a Rojo. Hasta el punto final.

Fórmula:

$$\frac{\text{Consumo ml } \text{SO}_4\text{H}_2 * \text{Normalidad Acido} * \text{ml equiv CO}_3\text{HNa} * 1000}{\text{ml de la Muestra}}$$

* Normalidad del SO_4H_2 (Acido Sulfurico) =
0.036

* Millequivalente CO_3HNa (Carbonato de Sodio) =
84

3.5.4.2. Dureza.

1. Tomamos el volumen de una muestra.
2. Agregamos 1 mililitro de buffer.
3. Agregamos Negro de Oreocromo T que sirve de indicador.
4. Titulamos con EDTA (Eterzenato de Sodio). El cual tiene un factor equivalente de miligramo de Carbonato de Calcio o miligramo de Carbonato de Magnesio.
5. Cambio de color va de rojo violeta a azul claro.
6. Tomamos la lectura del consumo.

Formula:

mililitros consumidos de EDTA x factor equivalente x 1000
mililitros de la Muestra

* Factor equivalente del CaCO_3 (Carbonato de Calcio) = 0.925

3.5.4.3. Cloruros.

1. Tomamos un volumen determinado de muestra.
(V = 25 ml).
2. Agregamos 4 gotas de Cromato de Potasio.
3. Titulamos con Nitrato de Plata con una normalidad conocida.
4. Que va desde un color amarillo, a un rojo ladrillo.
5. Tomamos la lectura (consumo de Nitrato de Plata).

Fórmula:

$$\frac{\text{ml consumidos de NiAg} \times \text{Normalidad} \times \text{mlequiv Cloruros} \times 1000}{\text{ppm o ml de la Muestra}}$$

* Normalidad del Nitrato de Plata = 0.095

* Miliequivalente del Cloruro = 35.450

3.5.4.4. Turbidez.

1. Lo primero que hay que hacer es calibrar el equipo.
2. Tomamos un recipiente cristalino standard, que sea lo mas parecido a mis muestras. Estos tienen una escala, la que se lo toma presente.
3. Enceramos con la perilla para graduar

(standarizador)

4. Colocamos la muestra en el equipo.
5. Tomamos la lectura de cada muestra en NTU (Unidades de Turbidez).

* Standarizador Seleccionado: Escala de : 0 -
--> 10 NTU

3.5.4.5. Conductividad.

1. Se toma la muestra en un recipiente.
2. Luego con un conductometro medimos las lecturas de las muestras.

3.5.4.6. Sulfatos.

El Sulfato (SO_4^{2-}) es ampliamente distribuido en la naturaleza y puede estar presente en el agua natural en concentraciones en el rango de unos pocos a unos cientos miligramos por litro. En el drenaje de la mina se desperdicia gran cantidad de sulfatos a traves de la oxidacion de la pirita, el Sodio y el Sulfato de Magnesio en la desencadenacion por la accion catalitica.

1. Tomamos un volumen de muestra determinada (50 ml).

2. Anadimos Acido Clorhidrico concentrado (2.5 ml).
3. Tambien anadimos Cloruro de Bario (2.0 ml).
4. Calentamos por aproximadamente 1 hora, evitando que no salpique cuando hierva.
5. En un embudo ponemos un filtro de Poros Estrechos .
6. Depositamos la muestra cuidadosamente hasta que se filtre toda.
7. Agregamos agua destilada al vaso que usamos y hacemos que se filtre.
8. Pesamos un crisol tarado.
9. Ponemos en el crisol el filtro con los residuos.
10. Dejamos por espacio de 1 hora en un horno a una temperatura de 800 °C.
11. Tomamos la lectura del peso (crisol + residuo).

Fórmula:

$$\text{mg SO}_4^{2-}/\text{L} = \frac{\text{mg BaSO}_4 \times 411.6}{\text{ml muestra}}$$

3.5.4.7. Contenido de Aceite.

1. Medimos 350 ml de muestra (agua problema)
2. Agregamos 35 ml de Tricloro Etano, pero comunmente usamos cloroformo porque resulta mas economico.

3. Agitamos durante 2 minutos, siempre aliviando la bureta para que escape el gas.
4. Se deja en reposo durante 10 minutos.
5. Colocando algodón absorbente (servilleta), en la parte angosta de la bureta; que sirve para detener los sólidos.
6. Filtramos el contenido (aceite y agua) en un recipiente standard: tamaño y volumen determinados, de 25 ml.
7. Con el Espectrofotómetro se encera con el standard que en este caso es el cloroformo puro.
8. Programamos el equipo (43 storage program), el cual nos da una longitud de onda a la cual nosotros tenemos que calibrar ($\lambda = 450$)

ZERO	% transmitancia
% T	81.9 % Transmitancia

9. Luego pasamos a un Grafico % T vs. ppm aceite
10. Lo cual nos da un valor de 3 ppm de aceite.

3.5.4.8. Sólidos Totales.

1. Pesamos primeramente los crisoles.
2. Luego tomamos 50 ml de la muestra.
3. Dejamos los crisoles con la muestra en el Horno a una Temperatura mayor a los 100 °C, durante algunas horas.
4. Luego pesamos nuevamente el crisol con su contenido.
5. La diferencia de los pesos anteriores, es el resultado de los sólidos totales.

3.5.4.9. Sólidos Suspendidos.

1. Se toma una muestra en un recipiente.
2. Luego con un conductometro medimos la lectura en TDS de las diferentes muestras.
3. El valor de los sólidos totales restamos mi lectura obtenida, el cual nos queda mi valor de sólidos suspendidos.

3.5.4.10. Sólidos Suspendidos Totales.

1. Pesamos las membranas (1.45 micrones)
2. Hacemos pasar agua de formacion por medio de filtros (500 ml de cada muestra)
3. Se succiona agua por medio de una bomba.
4. Se recoge las membranas y se las coloca en

un horno aproximadamente por 45 minutos.

- c. Luego se deja por un tiempo de 15 minutos en el Disecador llamado tambien panera
- d. Se pesa nuevamente las membranas para sacar los resultados:

Formula:

$$\frac{\text{Peso Final} - \text{Peso Inicial}}{\text{Volumen de la muestra}} = \lambda \quad \text{p.p.m.}$$

Solidos Suspendidos Totales (p.p.m.)

	Volumen	PI	PF	Resultado
Rio	500	84.2	85.4	2.40
Entrada Planta	500	84.0	85.4	2.80
Entrada Filtro	500	83.9	86.4	5.00
Salida Filtro	2000	83.5	83.7	0.10
Salida Torre	2250	84.2	84.5	0.13
Salida Tanque	200	84.8	85.6	0.40
Inyector 1	1000	80.7	81.5	0.80
Inyector 2	4000	80.8	84.6	0.95
Inyector 3	4000	81.0	85.6	1.15
Inyector 4	4000	81.2	85.5	1.07
Inyector 5	4000	81.2	85.6	1.10
Inyector 6	4000	81.3	85.3	1.00
Campamento	2000	81.4	81.5	0.05
Entrada Wenco	500	81.4	85.4	8.00
Salida Wenco	500	81.1	84.8	7.40
Salida Piscinas	500	80.9	84.2	6.60

Tabla 3.2 Ejemplos de diferentes Muestras.

3.5.5. Metodo de Langelier.

Langelier calculo el pH de equilibrio o de saturacion pHS de un agua, partiendo de cuatro parametros:

- (Ca²⁺) Contenido de Calcio
- (HCO₃⁻) Concentracion Total de Alcalinidad.
- La salinidad total en forma de la influencia de la fuerza ionica sobre los coeficientes aparentes de disociacion.
- La temperatura

Langelier establecio tambien un indice is, indice de saturacion, igual a la diferencia entre el pH medido en un agua considerada y su pHS calculado:

$$is = pH - pHS$$

Si $pH < pHS$, is es negativo y el agua es agresiva.

Si $pH > pHS$, is es positivo y el agua es incrustante.

En el grafico de Langelier, (HCO₃⁻) se sustituye por la alcalinidad en CaCO₃ y la fuerza ionica por la concentracion en sales disueltas (extracto seco).

Las concentraciones se expresan en mg/l.

Conviene senalar que este pHS es, en realidad un pH teorico diferente del pH de equilibrio que se obtiene en la practica, puesto que tambien habran cambiado los demas parametros. Para calcular el pH de equilibrio real, despues de un tratamiento, es necesario determinar: en primer lugar, la variacion resultante en las caracteristicas del agua.

CAPITULO 4: CONDICIONES ACTUALES DEL SACHA WF.

4.1. Introducción.

Para finales de este año, se tiene previsto hacer en todos los pozos del campo Sacha, productores de la Formación Napo, pruebas de build-up para evaluar el éxito del waterflood. Esta monografía trata de establecer en este capítulo las condiciones actuales del Sacha WF en base a reportes de corte de agua, salinidad e historia de producción de los pozos productores de la Formación Napo, que es la que recibe los beneficios de esta inyección de Agua.

El Waterflood se lo realiza en las dos arenas, U y T, de la Formación Napo. Debido a que la arena T no presenta mayores evidencias de producción de agua de inyección y a que no se cuentan con los datos adecuados, nuestro estudio se centra más bien en la arena U. Esta arena sí evidencia problemas de producción del agua de inyección en los pozos cercanos al Frente de inyección.

Se ha denominado Frente de inyección a la ubicación de los 6 pozos inyectoros del Campo Sacha. Está representada por una línea que une a todos estos pozos. Se define también como Máximo Avance del Frente de Agua al límite imaginario de avance de la inyección en la arena. Debe tenerse mucho cuidado con el trato de este término pues no hay que verlo

como algo bidimensional, ni entenderlo como un avance regular. De todos modos, nos dara una idea clara de lo que esta pasando en el presente y de lo que pudiera esperarse a futuro.

Los autores de esta monografía estan consientes de las limitaciones de este tipo de evaluacion y desconocen si se ha realizado alguna similar para este campo. Sin embargo, no se ha querido pasar por alto la posible condicion del waterflood para justificar todos los topicos abarcados en los capitulos anteriores.

4.2. Condiciones iniciales del Yacimiento.

4.2.1. Análisis del Reservorio.

Previa a la inyeccion de agua, el analisis de la informacion obtenida de los pozos de produccion, condujo a la conclusion de que el reservorio no estaba recibiendo un apoyo acuífero que asegure un recobro maximo. Por lo tanto, se hizo un analisis matematico para establecer si el uso de la inyeccion de agua mejoraria el recobro. Este analisis fue conducido usando el modelo generado por computador BOSS (Black Oil Simulation System). Se hicieron dos analisis fueron hechos y los resultados junto con las recomendaciones del segundo fueron presentados al Directorio Nacional de Hidrocarburos (DNH) en un reporte

escrito en Noviembre de 1982.

Este reporte analizo cuatro escenarios y recomendo que la opcion No. 4, en donde 10 inyectoras serian utilizadas para inyectar un maximo de 65,000 BWPD, conduciria al retorno mas favorable, con un incremento en la produccion cercano a los 28,900 BOPD. Este no fue aceptado por la DNH en favor de la opcion 3 donde un maximo de 40,000 BWPD es inyectado para incrementar la produccion a 23,900 BOPD.

La subsecuente historia de inyeccion no conformo lo predicho por el modelo con el resultado de los productores pues, se esperaba declinara su productividad. Por lo tanto, se requirieron productores adicionales para reemplazar a aquellos productores aceptables que tuvieron que convertirse en pozos de inyeccion.

No ha sido corrido otro modelo de analisis de reservorio hasta ahora para reconciliar las diferencias entre lo predicho y los registros historicos de produccion.

4.2.1. Requerimientos de inyeccion.

La base teorica para la seleccion del criterio

de calidad de agua esta limitada. Usando la ecuacion de Oliver, se llega a un requerimiento en tamaño máximo de partícula de 2 a 3 micrones para zonas de baja permeabilidad del reservorio.

Pasaje de poros promedio = raíz cuadrada (k en md)

$$10 \text{ micrones} = (100)^{0.5}$$

Tamaño máximo de partícula < 1/3 - 1/7 del pasaje de poros

$$3.3 - 0.7 \text{ micrones.}$$

Por lo tanto, estos requerimientos vuelven imperativo adoptar el método más riguroso. Esto fue obtenido tomando exámenes de núcleos y pruebas de reducción de permeabilidad en el campo, utilizando diferentes calidades de agua. Los espesores del pasaje poroso de los núcleos, fueron también evaluados utilizando técnicas de permeabilidad con mercurio.

Las pruebas de permeabilidad con mercurio, establecieron un espesor del pasaje poroso promedio de 1.5 a 35 micrones con permeabilidades de agua asociadas de 20 a 1,500 md. Esta información fue obtenida del reporte por la Berk-Baker que consistió en pruebas en el

sitio del 3 de Junio al 29 de Julio de 1985.

El resultado de las pruebas de nucleo mostro, que el agua limpia tuvo un efecto inicial sobre la permeabilidad pero se estabilizo y puede ser debido a las particulas moviles finas. El agua filtrada, hasta 1 micron, causara la degradacion en permeabilidad para nucleos que tengan permeabilidades naturales de 200 md o menos. Se nota que con mejores calidades de agua, alguna reduccion de permeabilidad continua, hasta que todos los poros con cierto tamano sean taponados y entonces la permeabilidad se estabiliza nuevamente.

El diseno y buen funcionamiento de la Planta asegurara estos requerimientos.

4.3. Criterios de evaluacion.

4.3.1. Comparación de Reportes de BSW.

Esta comparacion no es precisamente un factor conriable que determine el exito o iracaso del waterflood.

La forma normal de hacerlo es mediante pruebas de build-up que indiquen el valor de la presion estatica del yacimiento, para luego comprobar si

la presión se ha mantenido constante o no. Sin embargo, es interesante observar el comportamiento de los pozos a través de los años, sobretodo de los más cercanos a lo que hemos denominado el frente de inyección.

Para efectos de esta comparación, se han tomado los datos de BSW de los años de 1987, 1992 y 1993 de los pozos indicados en la Fig. 4.2, que son los más cercanos a los pozos inyectoros, y los que presentan incrementos en BSW más significativos. Estos valores son mostrados en la Tabla 4.1 y el análisis de los mismos se lo expondrá más adelante.

No. POZO	1987	1992	1993
Arena (U)			
34*	-	8.8	31.3
33*	21.6	39.8	69.4
6	0.5	0.3	0.6
10	2.7	1.4	5.9
86*	2.2	25.5	77.5
89*	-	30.9	69.2
Arena (T)			
3	0.8	27.4	30.9
51	-	8.1	11.0
39	1.3	8.5	10.3
87*	-	74.4	0.6
88	-	0.7	0.8
91	-	0.6	0.8
Arena (U+T)			
20	11.2	14.7	8.4
29*	-	42.4	1.2
50	8.1	8.4	8.1
93	0.3	8.6	10.2
36	4.0	54.3	76.7

Tabla 4.1. Comparación de Reportes de BSW.

4.3.2. Comparacion de Reportes de Salinidad.

Al igual que los datos obtenidos de BSW para los pozos de nuestro interes, los reportes de salinidad pudieran no ser un factor preponderante que indique el posible avance del denominado Frente de Agua. Pero, si la comparacion de estos reportes a traves del tiempo, conducen a un criterio similar al obtenido por la comparacion de otros datos, esto podria convertirse en una nueva base para dicho criterio.

Vale recordar que durante casi 10 años solo se ha inyectado a la formacion agua tomada de rio, la cual una vez tratada pasaba a las bombas de inyeccion con salinidad 0.

Las bajas significativas de salinidad, podrian ser un indicio que evidencie la mezcla del agua de formacion con la de inyeccion, y por lo tanto, el avance del Frente de Agua.

De igual forma que en la seccion anterior, se han tomado los reportes de salinidad para los años arriba indicados y se los expone en la Tabla 4.2.

El analisis de estos valores sera expuesto junto con otros en la Seccion 4.2.

No. POZO	1987	1993
33		45800
34		42700
86	> 40,000	48200
10		43300
89		30600
Arena (T)		
3	> 11000	14900
51		11500
Arena (U+T)		
20		14500
28		12500
50	> 12000	12100
93		14700
36		2400

Tabla 4.2. Comparacion Reportes Salinidad (ppm)

4.3.3. Historia de Produccion de la Formacion Napo.

No hace falta decir que se toma en cuenta solo la produccion de la formacion Napo, ya que solo en esta formacion se inyecta agua en sus dos arenas U y T.

Los valores de produccion de petroleo a lo largo de la vida del yacimiento, obviamente, si representan un factor a considerarse en la evaluacion de un waterflood.

En base a los modelos matematicos realizados antes de la operacion de inyeccion, se determino

un valor de producción al que debería llegarse. Este debe compararse con el actual y determinar si se está cumpliendo o no con lo predicho.

Nunca un modelo, por más avanzado que sea, podrá simular con exactitud las condiciones de un reservorio, pero sí dar una idea de lo que se puede esperar.

Se han tomado los valores producidos por día a principios de cada año desde 1985, año en el cual se empezó a inyectar, y se los muestra en la Tabla 4.3.

Además, se incluyen las tasas de inyección de agua actuales comparadas con las que sugería el modelo junto con el volumen de inyección acumulado hasta la fecha mostrados en la Tabla 4.4.

Como en las secciones anteriores, el análisis de estos datos se los presentará en forma conjunta en una Sección posterior. Vale la pena indicar que la tasa de inyección de agua para cada uno de los inyectores no ha variado desde el inicio del waterflood.

FORMACION		NAPU	
ENERO 85	19000	BPPD	
ENERO 86	21000	BPPD	
ENERO 87	24000	BPPD	
ENERO 88	25500	BPPD	
ENERO 89	27000	BPPD	
ENERO 90	24000	BPPD	
ENERO 91	28000	BPPD	
ENERO 92	29000	BPPD	
ENERO 93	26000	BPPD	
JULIO 93	24000	BPPD	

Tabla 4.3 Historia de Produccion

Pozo inyector	T	U
1 (048)	1400 (1000)	2000 (2400)
2 (015)	-	1800 (2300)
3 (076)	2500 (3000)	3000 (3700)
4 (105)	4100 (3000)	4000 (5000)
5 (005)	4000 (2500)	2500 (2000)
6 (090)	-	4700 (5000)

Tabla 4.4. Pozos inyectores

Total Acumulado (8 años de inyección hasta Sept. de 1993)
 Arenas -----> U = 25923112 B., T = 41709092 B.

4.4. Analisis de datos.

4.4.1. Daño a la Formacion.

Recordando los conceptos de sensibilidad de la formacion discutidos anteriormente y revisando los datos para los distintos años obtenidos para BSW y salinidad, hemos imaginado lo que pudiera estar pasando en la formacion debido a la

inyeccion de agua. Esto se muestra en la Fig 4.3 y la explicacion de la misma de desarrollara en el transcurso de esta seccion y de las siguientes.

Ahora bien, tambien debe recordarse que en todos los pozos de inyeccion se inyecta agua en las arenas U y T a excepcion de dos pozos, el 2 (15) y el 6 (90), que solo lo hacen en la U. Es precisamente esta arena, la que ha presentado mayores problemas en cuanto a intrusion de agua en los pozos de produccion, cercanos a los inyectoras. Es por esta razon que se ha ilustrado en la Fig. 3 10 que llamaremos la envolvente del maximo avance del frente de agua en la arena U. Para la arena T puede decirse que no ha presentado todavia problemas significativos de este tipo y que se esta efectuando un barrido efectivo de petroleo (vease las tablas de comparacion de datos BSW y Salinidad).

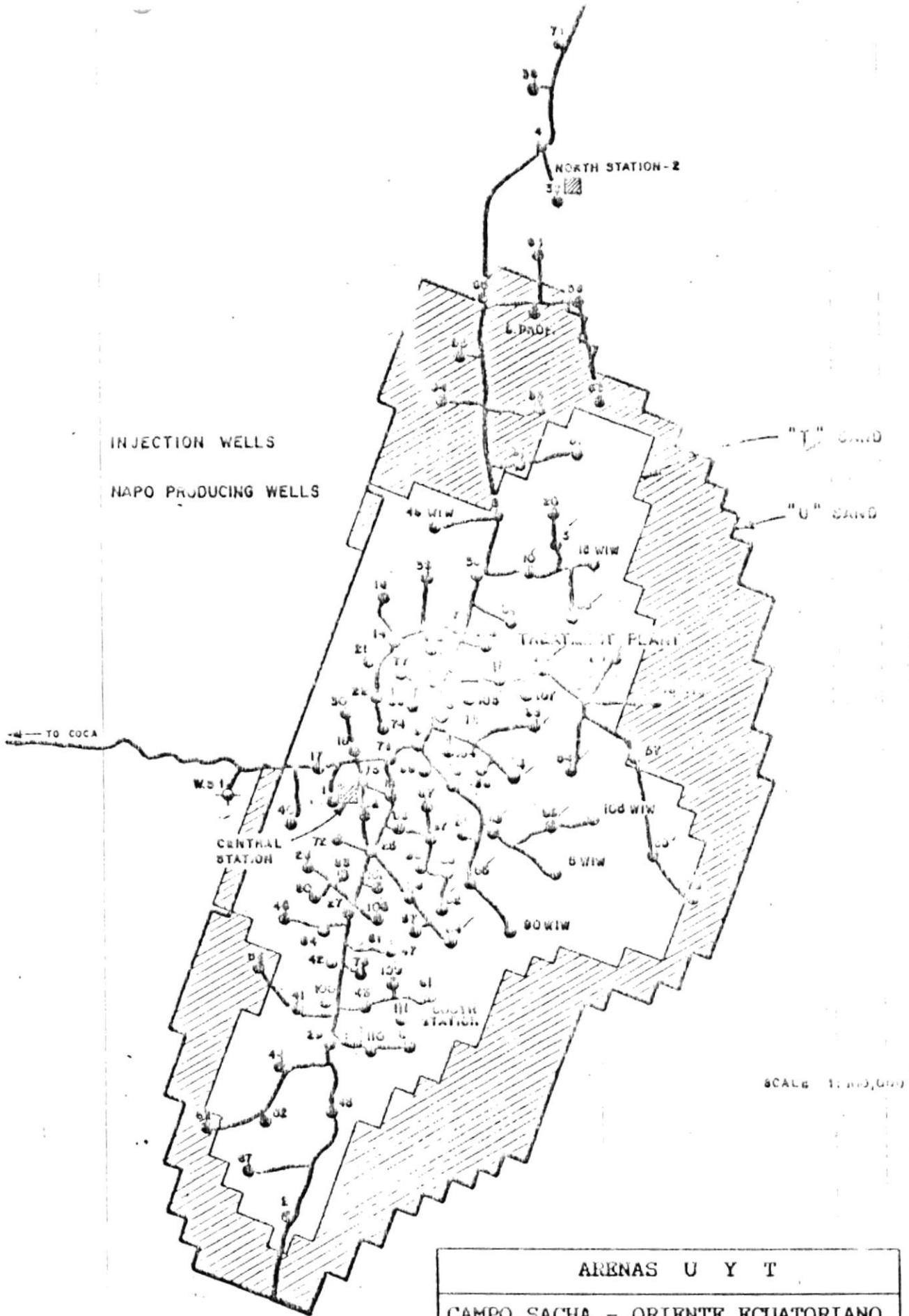
Deberiamos tratar de definir que se habia buscado con este waterflood. Ademas del aumento en la produccion y el mantenimiento de la presion, que tipo de efecto se esperaba en la formacion. Observando la Fig. 4.1. se nota la

presencia de una falla que corta la formación hacia el lado izquierdo. De ahí la ubicación de los inyectores que deberían ejercer un efecto tipo pistón barriendo, el petróleo contra la falla. Se recuerda que el waterflood se lo hizo porque el análisis del reservorio antes de la inyección, no recibía el soporte de un acuífero que proporcione un recobro máximo.

También es obvio que el avance del agua no será uniforme ya que las condiciones del yacimiento no son uniformes. Esto anadido al daño causado por la inyección condicionan el comportamiento de dicho avance.

Observando la Fig. 4.3, puede notarse que el agua avanza más en determinada dirección que en otras. Esto sería por que la formación presenta mayor transmisibilidad en dicha dirección y/o se ha producido taponamientos laterales que obligan al agua a desplazarse por donde encuentren mayor facilidad.

Además, algunos pozos todavía continuaban produciendo petróleo antes de ser convertidos a inyectores. Esto indica que se empezó a inyectar agua aun por encima del contacto agua-petróleo.



ARENAS U Y T	
CAMPO SACHA - ORIENTE ECUATORIANO	
FIG. 4.1	ING. PETROLERO-ICT-ESPOL

El efecto del taponamiento es consecuencia de la reaccion del agua con las arcillas nativas que pudieran producirle hinchamientos o dispersion, taponando asi las gargantas porosas. El analisis del reservorio tambien indico la presencia de una cantidad considerable de particulas finas, pero establecio los parametros necesarios para el agua de inyeccion y estos son cumplidos por el tratamiento en la Planta ya descrita. Sin embargo, las reducciones en salinidad pueden causar que las arcillas pierdan sus fuerzas de cohesion y empezar a moverse a traves de los poros. Todos los efectos de este tipo fueron descritos en el Capitulo de Fuentes y Tratamiento de Agua.

4.4.2. Casos Especiales.

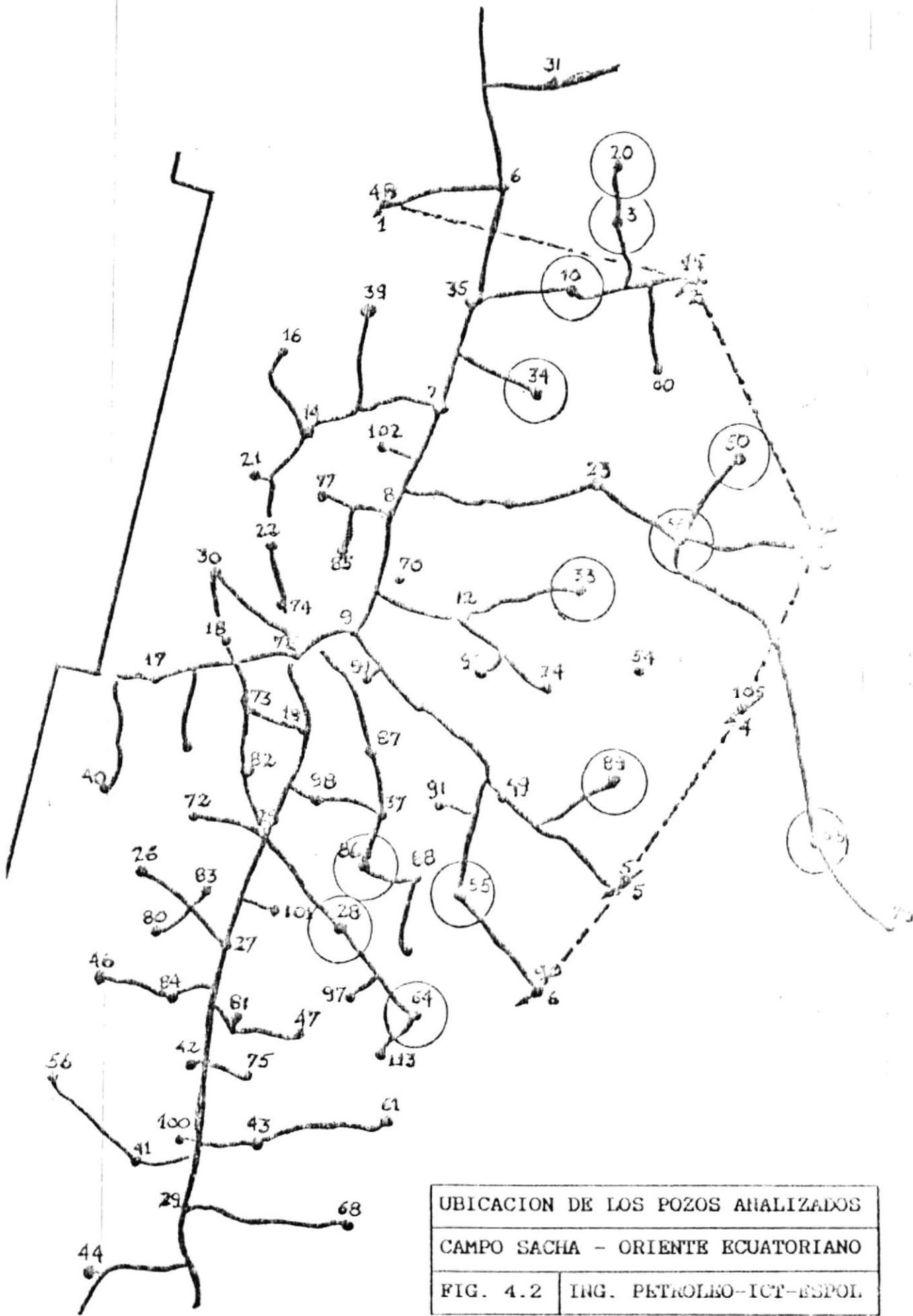
Se ha llamado asi a esta seccion ya que los casos que se revisaran a continuacion han bosquejado el perfil del avance maximo del frente de agua. Conviene que a medida que los casos (de pozos) se vayan mencionando, se revise la ubicacion de los mismos en la Fig. 4.2. Se les ha llamado casos especiales porque en definitiva han mostrado los más severos cambios en los reportes de salinidad y BSW. Estos cambios dan cuenta del efecto que pudiera estar

causando la inyeccion de agua en la formacion. Ademas, debe recordarse que solo hace un ano empezo a inyectarse agua de formacion junto con el agua de rio. Los efectos anotados a continuacion tienen que ver al parecer con la inyeccion de agua sin salinidad.

Pozo 55. Este empezo produciendo de ambas arenas, la U y la T, hasta que el corte de agua se aproximó al 100 %. El agua que se producía presentaba una salinidad extremadamente baja. El promedio de salinidad en la arena U está por los 45,000 ppm, la de la T por los 15,000 ppm, pero este pozo produjo agua que no alcanzaba los 1000 ppm en salinidad. Esto irrefutablemente implica que se estaba produciendo más agua inyectada que de formacion y evidenciaba una invasion alarmante. Este pozo fue reacondicionado para producir de la Formacion Hollin (por encima de la Formacion Napo).

Pozo 113. Sucedió algo muy similar a lo ocurrido con el Pozo 55. Este pozo, en cambio, no fue reacondicionado exitosamente y se encuentra abandonado en la actualidad.

Pozo 64. Por las mismas razones del 55 dejó de



UBICACION DE LOS POZOS ANALIZADOS	
CAMPO SACHA - ORIENTE ECUATORIANO	
FIG. 4.2	ING. PETROLERO-ICT-ESPOL

producir de la Formacion Napo, pero este en cambio solo producia de la arena U. Esto y su cercania al pozo 6 (90) conduce nuevamente a pensar que es en esta arena en donde se produjo el problema.

Este pozo fue taponado y reacondicionado para producir de la Formacion Hollin.

Pozo 39. Notese que este pozo no se encuentra, como los otros, en las proximidades del pozo inyector 6 (90) sino cerca del inyector 1 (48), pero presento cambios dramaticos en el corte de agua y en salinidad similares al caso del pozo 55, por lo que dejo de producirse de la Formacion Napo para ser reacondicionado a la produccion de la Formacion Hollin. Este pozo producia de ambas arenas U y T.

Pozo 87. Este pozo ni siquiera se encuentra proximo al frente de inyeccion, pero se lo ha considerado en esta seccion por haber presentado en cambio, una marcada baja en BSW en solo un ano (vease Tabla), pero esto no tiene nada que ver con los efectos del waterflood en la formacion. Este produce solo de la arena T.

Pozo 29. Al igual que el 8/ se lo ha incluido en esta seccion por bajas en BSW en el mismo ano. Tambien quiere hacerse notar que la razon de esto no tiene nada que ver con la inyeccion. Este pozo produce de las dos arenas.

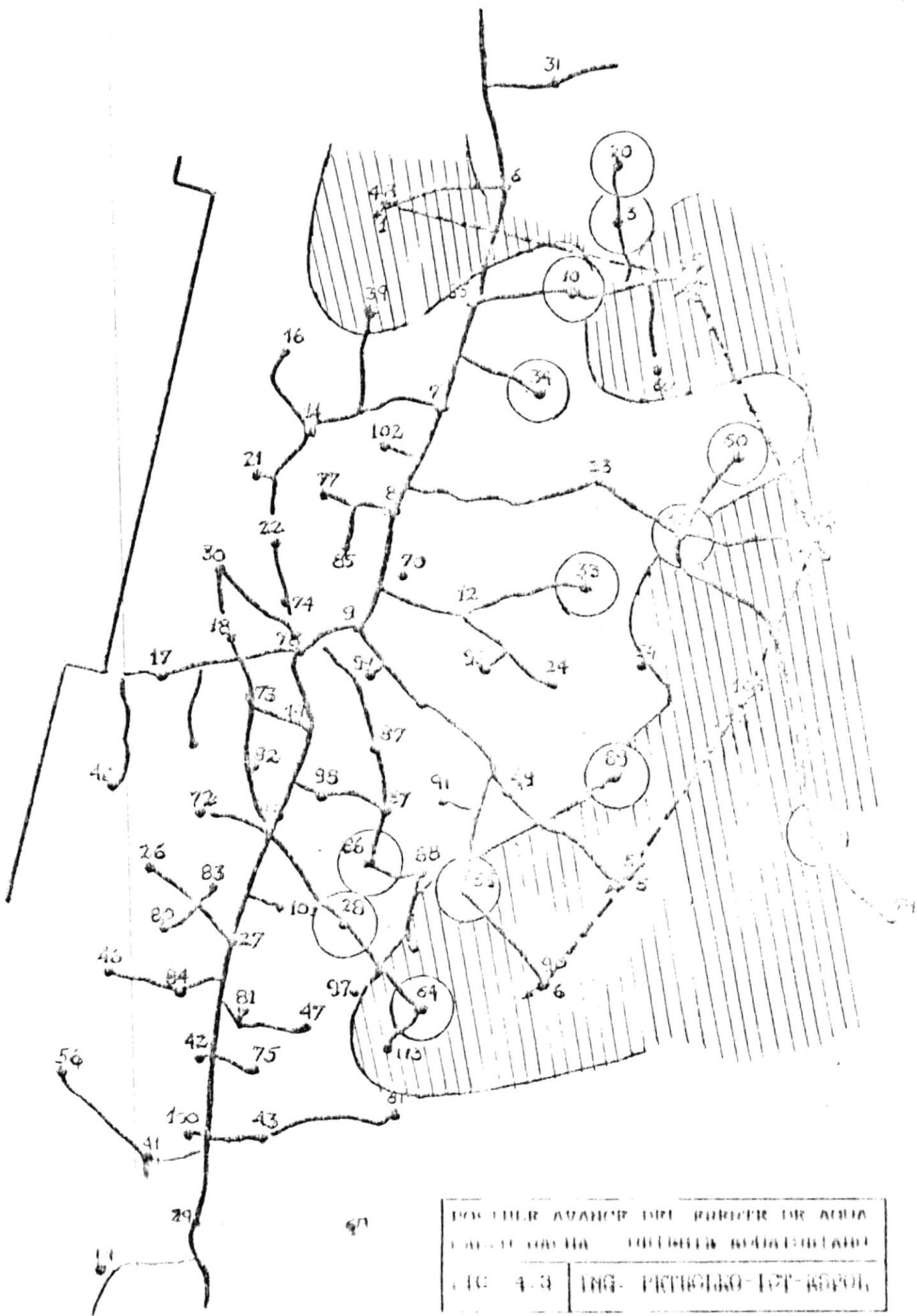
Otros Pozos. Se incluye en esta clasificacion a todos los pozos restantes de las tablas de comparacion que produzcan de la arena U o de las dos U + T. Sus datos han contribuido en la elaboracion del bosquejo en la Fig. X y vale la pena revisarlos junto con la Figura.

4.5. Conclusiones.

4.5.1. Posible avance del Frente de Agua (Arena U).

Este posible avance del Frente de Agua puede ser mas critico en las direcciones que se muestran en la Fig. 4.3. Este avance es irregular e invade en mayor magnitud en las cercanias de los pozos inyectoros 1 (45) y 5 (90).

Como pudo notarse en la seccion de casos especiales los pozos que tuvieron que cerrar su produccion en la formacion Napo producian solo agua. La invasion es evidente pero el barrido pudo ser efectivo. No se descarta la posibilidad de que pudo no haber sido asi y que alguna



POCETUR AVANCIU DIN REZERVOR DE ACQUA
PROIECTUL DE EXECUTIE
FIG. 4-3
ING. NICOLAE-LEONARD

cantidad de petróleo haya sido rezagada. Para esto es necesario entender la definición que se ha creado de la "envolvente del máximo avance del Frente de Agua" bosquejada en la Fig. 4.3. y no ver a la misma como algo bidimensional y uniforme.

Sin embargo, la Fig. 4.3 muestra una dirección confiable del avance del Frente de Agua y advierte posibles problemas en el futuro, principalmente de corrosión (ver Sec. 2.4.6), en los pozos ubicados en la dirección de avance.

El "rompimiento" del agua de inyección ya se ha producido y los problemas que esto acarrea ya están ocurriendo, así como corrosión y formación de escala en los equipos de superficie y hueco abajo.

4.5.2. Efectos del daño a la Formación.

Todo waterflood "dano" la formación si consideramos como dano al cambio de las condiciones iniciales. Es indudable que la inyección de agua, sobretodo de baja salinidad, al mezclarse con el agua de formación generan un efecto. Las consecuencias de ese efecto no son adversas cuando las aguas mezcladas son

compatibles (vea sec. 2.3.2), es decir que no formen precipitados que taponen la formación. Los estudios realizados demostraron que el agua de río tratada y la de formación eran compatibles. Sin embargo, no deja de existir el fenómeno de la remoción de las partículas finas y el del hinchamiento de las arcillas nativas. Sobre esto, el estudio advirtió que si existía y estableció los requerimientos del agua a inyectarse. Así se controla el efecto mas no se lo elimina del todo y se produce mas en las direcciones donde la transmisibilidad de la formación sea menor. Esto puede tambien notarse en la Fig. 4.3.

4.5.3. Evaluación General del Waterflood.

Esta forma de evaluar un waterflood, clasificada tal vez como en base a la "observación", no es la indicada para aplaudir o condenar el waterflood. Sin embargo, para este caso las evidencias en superficie han sostenido un criterio similar que pueden ayudar a prevenir futuros problemas.

Este proyecto de inyección, bajo la modesta apreciación de los autores de esta monografía, es bueno. Y lo es porque en definitiva, en la

Formacion Napo se esta produciendo lo que el estudio preveia pese a que las tasas de inyeccion no han sido cambiadas desde el inicio de la inyeccion. Es justo anotar que en Sacha se produce ademas por Power Oil (Bombeo Hidraulico) y esta operacion tambien esta ligada a las tasas de produccion. Sin embargo, se produce bien y su comportamiento al parecer se mantiene constante. El aumento en la produccion desde 1985 es muy evidente e incluso se ha llegado a topes de produccion por encima del actual. Esto se muestra en la Tabla de la historia de Produccion.

Aparte de los beneficios en la produccion, esta lo de la Reinyeccion de Agua de Formacion. Esto, para fines ambientales, es muy positivo. Todavia en Sacha no se reinyecta toda el agua producida a causa de una falla en el diseno de la linea que lleva el agua de las piscinas de sedimentacion a la Planta de Tratamiento de Agua. Esta resulto ser muy pequena para disponer toda el agua producida. Este problema se solucionara en muy poco tiempo. Aun asi, esta inyeccion favorece enormemente a la conservacion ambiental, que ya ha presentado muy satisfactorios resultados.

Actualmente se reinyectan 13,000 BWPD de agua de formacion, cantidad que al mezclarse con los 17,000 BWPD de agua de rio en la Planta sale de la misma con una salinidad de alrededor de 1200 ppm. Esta salinidad empezo a inyectarse, obviamente, hace solo un ano y es todavia muy temprano para notar los efectos que causara la misma en la formacion.

REFERENCIAS

1. Byars, H.G. and Gallop, B.R.: "Injection Water + Oxigen = Corrosion and/or Well Plugging Solids," paper SPE 4243 presented at the 1972 SPE Symposium on the Handling of Oilfield Waters, Los Angeles, Dec. 4-5.
2. Gates, G.L. and Parent, C.F.: "Water Quality Control Presents Challenge in Giant Wilmenton Field," Oil & Gas J. (aug. 16, 1976) 115-26.
3. "Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters," RP-45, second edition, API, Dallas (July 1981).
4. Byars, H.G. and McDonald, J.P.: "How to Plan, Design and Operate Economic Water Injection Systems," World Oil (April 1968) 113-26.
5. Ostroff, A.G.: "Compatibility of Waters for Secondary Recovery," Prod. Monthly (March 1963) 3-9.
6. Bilhartz, H.L.: "Are We Making Wter System Too Complex?" Waterflooding, Reprint Series, SPE, Richardson, TX (1959) 2, 33-36.
7. Hewitt, C.H.: "Analytical Technique for Recognizing Water-

sensitive Reservoir Rock." JPT (Aug. 1963) 813-18.

8. Jones, F.O. Jr.: "Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability," JPT (April 1964) 441-46; Trans., AIME, 231.
9. Veley, C.D.: "How Hydrolyzable Metal Ions React With Clays To Control Formation Water Sensitivity," JPT (Sep 1969) 1111-18.
10. Reed, M.G.: "Stabilization of Formation Clays With Hydroxy-Aluminum Solutions," JPT (July 1972) 860-64; Trans., AIME, 253.
11. Barkman, J.H. et al.: "An Oil-Coating Process To Stabilize Clays in Fresh Waterfloodings Operatons," JPT (Sep 1975) 1053-59.
12. Clementz, D.M.: "Clay Stabilization in Sandstones Through Absorption of Petroleum Heavy Ends," JPT (Sep 1977) 1061-66.
13. Syndansk, R.D.: "Stabilizing Clays With Potassium Hydroxide," JPT (Aug. 1984) 1366-74.
14. Doscherr, J.M. and Weber, L.: "The Use of the Membrane Filter in Determining Quality of Water for Subsurface

- injection," *Drill. & Prod. Prac.*, API (1958) 168-79.
15. Johnson, K.H. and Castagno, J.L.: "Evaluation by Filter Methods of the Quality of Waters Injected in Waterfloods," Report of Investigations 6426, U.S. Bureau of Mines (1964).
 16. "Methods for Determining Water Quality for Subsurface Injection Using Membrane Filters," TM-01-73, Natl. Assn. of Corrosion Engineers, Houston (1976).
 17. Barkman, J.H. and Davidson, D.H.: "Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment," *JPT* (July 1972) 865-73; *Trans., AIME*, 253.
 18. Cerini, W.F.: "How to Test the Quality of Injection Water," *World Oil* (Aug. 1958) 189.
 19. McCune, C.C.: "On-site Testing To Define Injection-Water Quality Requirements," *JPT* (Jan. 1977) 17-24.
 20. Maharidge, R.L.: "A Particulate Sizing Technique Using Rayleigh Backscattered Ultrasonic Waves," paper SPE 13643 presented at the 1985 SPE California Regional Meeting, Bakersfield, Bakersfield, March 27-29.
 21. "Preparation and Installation of Corrosion and

- Interpretation of Test Data in Oil Production Practice, RP-07-75, Natl. Assn. of Corrosion Engineers, Houston (1976).
22. Watkins, J.W.: "Design and Operation of Plants for the Preparation of Water for Injection into Oil Reservoirs," Waterflooding, Reprint Series, SPE, Richardson, TX (1959) 2, 15-21.
23. "Corrosion Monitoring System Provides Fast Measurement," Chilton's Instruments and Control System (Aug. 1983) 53.
24. Still, H.A. Jr.: "Corrosion: Holes in the Oil Industry's Pockets," Pet Eng. (May 1959) B-19-B-24.
25. Ostroff, A.G.: Introduction to Water Technology, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, NJ (1965).
26. Patton, C.C.: Oilfield Water Systems, Campbell Petroleum Series, Norman, OK (1974).
27. Battle, J.L.: "Salt Water Disposal," Proc., 15th Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock TX (1968) 202.
28. Perry, L.N. and Frank, W.J.: "Sulfur Burning Method of Scavenging Oxygen from Water," paper 906-11-E presented at

the 1966 API South-western Dist. Spring Meeting, Hobbs, NM, March.

29. Adams, G.H.: "Vacuum Deaeration in Waterflood Operations," "Drill. & Prod. Prac.", API (1968) 159-63.
30. Carlberg, B. L.: "Vacuum Deaeration-A New Unit Operation for Waterflood Treating Plants," paper SPE 6096 presented at the 1976 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct. 3-6.
31. "Design and Operation of Stripping Columns for Removal of Oxygen from Water," RP-02-78, Natl. Assoc. of Corrosion Engineers, Houston (1978).
32. Smith, C.R.: Mechanics of Secondary Oil Recovery, Reinhold Publishing Corp., New York City (1966) 250.
33. Weeter, R.F.: "Desorption of Oxygen From Water Using Natural Gas for Countercurrent Stripping," JPT (May 1965) 515-20.
34. Smith, J.P.: "Commissions and Operational Experiences of Java Sea-water Treating Facility," JPT (July 1985) 515-20.
35. Kissel, C.D. et al.: "Factors Contributing to the Ability of Acrolein To Scavenge Corrosive Hydrogen Sulfide," SPEJ

(Oct. 1985) 647-55.

36. Weeter, R.P.: "A Practical Solution to Preparing a Sour Water for Injection," paper SPE 582 presented at the 1983 SPE Permian Basin Oil Recovery Conference, Midland (May 9-10).
37. Frank, W.J.: "Corrosion Control in a Waterflood by Removal of Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide from the Injected Water by a Hydrocarbon Gas Cycling Process," Proc., 14th Annual Southwestern Petroleum Short Course, Lubbock, TX (1967) 177-83.
38. Mitchell, R.W. and Finch, E.M.: "Water Quality Aspects of North Sea Injection Water," JPT (June 1981) 1141-52.
39. Zemel, B. and Bowman, R.W.: "Residence Time Distribution in Gravity Oil-Water," JPT (Feb. 1978) 275-82.
40. Manual on Disposal of Refinery Wastes-Volume on Liquid Waste, first edition, API, New York City (1969).
41. Sport, M.C.: "Design and Operation of Dissolved-Gas Flotation Equipment for the Oilfield Produced Brines," JPT (Aug. 1970) 918-20.
42. Degner, V.R.: "Dispersed Air Flotation Cell Design and

Operation. Water, Symposium Series, AIChE, New York City (1975) 71, No. 151, 257-64.

43. Stickand, W.T. Jr.: "Laboratory Results of Cleaning Produced Water by Gas Flotation," SPEJ (June 1980) 175-90.
44. Leech, C.A. III et al.: "Performance Evaluation of Induced Gas Flotation Machine Through Mathematical Modeling," JPT (Jan. 1980) 48-58.
45. Bradley, B.W.: "Oil Field Water Handling-2," Oil & Gas J. (Nov. 18, 1985) 136-40.
46. Bradley, B.W.: "Oil Field Water Handling-3," Oil & Gas J. (Dec. 9, 1985) 42-45.
47. Caudle, D.D.: "Water Treating Plant Design and Operation," paper SPE 10006 presented at the 1982 SPE Intl. Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, March 18-26.
48. Al-Aria, K.A. and Nomitsu, T.: "Waste Water Treatment Facilities and Disposal Well Injection System," paper SPE 9580 presented at the 1981 SPE Middle East Oil Technical Conference, Bahrain, March 9-12.
49. McCune, C.C.: "Seawater Injection Experience-An Overview," JPT (Oct. 1982) 2265-70.

50. King, P.J. and Robinson, K.: Logical Approach Yields Correct Injection Water Quality, Pet. Eng. (Oct. 1981) 108-22.
51. Evers, R.H.: "Mixed Media Filtration of Oily Waste Waters," JPI (Feb. 1975) 157-63.
52. Jorque, M.A.: "How to Treat Seawater for Water Injection," Pet. Eng. (Nov. 1984) 28-34.
53. Mitchell, R.W. and Bowyer, P.M.: "Water Injection Methods," paper SPE 10028 presented at the 1982 Spe Intl. Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Beijing, March 18-26.
54. Still, H.A. Jr. and Davis, L.E.: "A method for Predicting the tendency of Field Waters to Deposit Calcium Carbonate," Trans., AIME (1952) 195, 213-16.
55. Skilman, H. L. Jr., McDonald, J.P. Jr., and Still, H.A. Jr.: "A Simple, Accurate, Psat Method for Calculating Calcium Sulfate Solubility in Oil Field Brine," paper 906-14-1 presented at the 1969 API South-western Dist. Spring Meeting, Lubbock, March 12-14.
56. Templeton, C.C.: "Solubility of Barium Sulfate in Sodium Chloride Solution from 25° to 95°C," J. Chem. Eng. Data (Oct. 1960) 5, No. 4, 514-16.

57. Recommended Practice for Biological Analysis of subsurface injection waters," RP-38, third edition, API, Dallas (Dec. 1975).
58. Costerton, J.W., Geesey, G.G., and Cheng, K.J.: "How Bacteria Stick," Scientific American (Jan. 1978) 86-95.
59. Smith, J.P.: "Commissioning and Operational Experiences of Java Seawater Treating Facility," JPT (July 1985) 1276-84.
60. Kuseska, I. et al.: "Biocide Testing Against Corrosion-causing Oil-field Bacteria Helps Control Plugging," Oil & Gas J. (March 8, 1982) 253-64.
61. Chen, E.Y. and Chen, K.B.: "Monitoring Microbial Corrosion in large Oilfield Water Systems," JPT (July 1984) 1171-76.
62. Eager, R.G.: "Glutaraldehyde-A Microbiocide for Oilfield Applications," paper presented at the 1981 NACE Middle East Corrosion Conference, Bahrain, Jan.
63. "Design, Installation, Operation and Maintenance of Internal Cathodic Protection System in Oil Treating Vessels," RP-05-75, Natl. Assn. of Corrosion Engineers, Houston (1975).
64. Calberg, B.L.: "Water Quality for Trouble-free Injection,"

- Pet. Eng. (aug.1980) 86-101.
65. "Selection of Metallic Materials To Be Used in All Phases of Water Handling for Injection into Oil Bearing Formations." RP-04nn-75, Natl. Assn. of Corrosion Engineers, Houston (April 1975).
 66. "Methods for Lining Lease Production Tanks with Coal Tar Epoxy," RP-03-72, Natl. Assn. of Corrosion Engineers, Houston (1972).
 67. Byars, H.G.: "Corrosion Control Programs Improve Profits, Part 2," Pet. Eng. (Nov. 1985) 50-58.
 68. "Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems," RP-0-69, Natl. Assn. of Corrosion Engineers, Houston (1976).
 69. McDull, J.R. and Pratos, C.A.: "Operation of Deep Set Shaft-driven Water Supply Pumps," Proc., Ninth Annual West Texas Oil Lifting Short Course, Lubbock, TX (1982) 35-37.
 70. Young, H.W.: "Casing Pumps," Proc., Ninth Annual West Texas Oil Lifting Short Course, Lubbock, TX (1982) 102-03.
 71. Kennedy, J.L.: "Offshore Water-injection System at Dubai is Expanded," Oil & Gas J. (May 30, 1977) 85-89.

12. "Injection Water Treating Manual," Arco Chemical Co., Oilfield Div., Plano, TX (1979) 71.