

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**"Manual De Tratamiento  
Para Inyeccion de Aguas  
En Un Campo Petrolero"**

**TESIS DE GRADO**

**Previo a la obtención del título de:**

**INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**Presentado Por:**

**JOSE LUIS IZQUIERDO LUCERO  
RAUL FERNANDO VELEZ CEDENO  
CARLOS ANDRES GAME CAMPUZANO**

**Guayaquil-Ecuador  
2012**

## **Agradecimientos**

Agradecemos a Dios, a nuestras familias, a nuestra querida institución y sus profesores que nos han abierto las puertas hacia el conocimiento, y a nuestros compañeros.

Agradecimiento especial a los Ingenieros:

Nelson Grijalva, Ricardo Gallegos, Klever Malave y Gabriel Colmont.

## **Dedicatoria:**

A JHV Dios mío, Señor mío que es la Razón y fuerza de mi vida.

A mi familia, En especial a mi madre Amada Victoria Lucero que Siempre me ha apoyado en mi camino, A mi hermana María Victoria Izquierdo por ser Mi sustento en este largo camino.

**JOSE LUIS IZQUIERDO LUCERO**

## **Dedicatoria:**

A Dios que me da sabiduría todos los días para lograr mis objetivos, a mi mamá Monserrate Cedeño Álvarez, a mi tía Elena Del Hierro y a mi hermano Gabriel Vélez que me han acompañado a lo largo de este camino.

**RAUL FERNANDO VELEZ CEDEÑO**

## **Dedicatoria:**

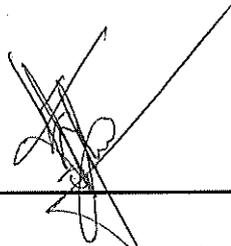
A Dios ante todo, porque sin el nada de esto hubiera sido posible.

A mis padres, Arq. Carlos Game Solano y Lcda. Rosa Nelly Campuzano, mis hermanos Carlos y Alberto por apoyarme incondicionalmente en este largo recorrido de mi vida profesional.

A mi Sra. Esposa Andrea Romero y a mi hija Isabellita, por haber sido mi inspiración para seguir adelante cada día de mi vida.

**CARLOS ANDRES GAME CAMPUZANO**

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



---

ING. EDUARDO SANTOS  
SUBDECANO DE LA FICT

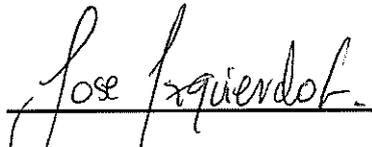
---

ING. RICARDO GALLEGOS O.  
DIRECTOR DE LA TESIS

## DECLARACIÓN EXPRESA

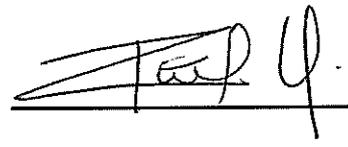
“La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis corresponden exclusivamente a los autores”.

(Reglamento de graduación de la Espol)



JOSE LUIS IZQUIERDO

AUTOR DE LA TESIS



RAUL VELEZ CEDEÑO

AUTOR DE LA TESIS



ANDRES GAME CAMPUZANO

AUTOR DE LA TESIS

## INDICE GENERAL

	Pág.
INDICE GENERAL.....	I
INDICE DE TABLAS.....	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	XI
INTRODUCCION.....	XV
 CAPITULO I	
1. OBJETIVO.....	1
 CAPITULO II	
2. FUNDAMENTOS TEORICOS.....	2
2.1. Fundamentos de la Química. ....	2
2.1.1. Elementos y compuestos.....	2
2.1.2. Mezclas.....	3
2.1.3. Átomos y peso atómico.....	3
2.1.3.1. Isotopos.....	5
2.1.4. Moléculas y peso molecular.....	6
2.1.4.1. Mol.....	7
2.1.5. Iones y valencia.....	8
2.1.5.1. Radicales.....	9
2.1.5.2. Peso equivalente.....	10
2.1.5.3. Uso del Peso equivalente.....	11
2.1.6. Ácidos, Bases y Sales.....	12
2.1.6.1. Ácidos.....	12
2.1.6.2. Bases.....	13
2.1.6.3. Sales.....	13
2.1.7. Soluciones.....	13
2.1.7.1. Método para expresar concentraciones.....	15
2.1.7.1.1. Peso del soluto por unidad de volumen.....	15
2.1.7.1.2. Partes por millón.....	16
2.1.7.1.3. Molaridad.....	16
2.1.7.1.4. Molalidad.....	16
2.1.7.1.5. Normalidad.....	17
2.1.7.1.6. pH.....	17
2.2. Fundamentos del agua.....	18
2.2.1. Efectos de la composición del agua.....	18
2.2.1.1. Conductividad del agua.....	18
2.2.1.2. pH del agua.....	18

2.2.1.3.	Gases disueltos.....	19
2.2.1.3.1.	Oxígeno.....	20
2.2.1.3.2.	Dióxido de carbono.....	23
2.2.1.3.3.	Sulfuros de hidrogeno.....	24
2.2.1.4.	Variables físicas.....	26
2.2.1.4.1.	Temperatura del agua.....	26
2.2.1.4.2.	Presión del sistema.....	27
2.2.1.4.3.	Velocidad del agua.....	27
2.2.2.	Propiedades físicas y químicas.....	28
2.2.3.	Pruebas de agua.....	30
2.2.3.1.	Prueba de recipientes.....	30
2.2.3.2.	Prueba de volúmenes.....	31
2.2.3.3.	Procedimiento de prueba.....	31
2.2.4.	Análisis cuantitativos.....	34
2.2.4.1.	Propiedades primarias del agua.....	35
2.2.4.1.1.	Cationes.....	36
2.2.4.1.2.	Aniones.....	37
2.2.4.1.3.	Otras propiedades.....	39
2.2.4.2.	Técnicas para el análisis de agua.....	44
2.2.4.2.1.	Valoración.....	44
2.2.4.2.2.	Modelo de aguas.....	48
2.2.4.2.3.	Reporte de análisis.....	48
2.2.5.	Análisis de petróleo en agua.....	49
2.2.5.1.	Petróleo y grasa.....	49
2.2.5.1.1.	Gravimetría.....	50
2.2.5.1.2.	Infrarrojo.....	50
2.2.5.2.	Hidrocarburos.....	51
2.2.5.2.1.	Petróleo.....	51
2.2.5.3.	Contenido de petróleo por colorimetría.....	51
2.2.6.	Calidad del agua.....	52
2.2.6.1.	Calculo de la pendiente de Cerini.....	54
2.2.6.2.	Índice del taponamiento relativo.....	55
2.2.7.	Análisis de agua en campo.....	56
2.2.7.1.	Uso de jeringas.....	57
2.3.	Fundamentos de la inyección de agua.....	58
2.3.1.	Planificación desde el punto de vista de ingeniería.....	58
2.3.2.	Criterios para la selección de pozos inyectores.....	60
2.3.3.	Factores de la inyectividad.....	61
2.3.4.	Tipos de fuentes.....	61
2.3.4.1.	Agua superficiales.....	61

2.3.4.2.	Aguas de producción.....	63
2.3.4.3.	Agua subterráneas.....	63
2.3.5.	Tipos de sistemas.....	64
2.3.5.1.	Sistemas cerrados.....	64
2.3.5.2.	Sistemas abiertos.....	65
2.3.6.	Procesos básicos para el tratamiento del agua.....	65
2.3.7.	Elementos y compuestos problemáticos del agua.....	66
2.3.7.1.	Técnicas para el análisis e inspección.....	66
2.3.7.1.1.	Hierro.....	66
2.3.7.1.2.	Calcio, Bario, Estroncio.....	67
2.3.7.1.3.	Carbonatos, Bicarbonatos.....	67
2.3.7.1.4.	Sulfatos.....	67
2.3.7.1.5.	H <sub>2</sub> S.....	67
2.3.7.1.6.	Temperatura.....	67
2.3.7.1.7.	Calculo de escalas.....	68
2.3.7.1.8.	Sólidos en suspensión.....	68
2.3.7.1.9.	Turbidez.....	68
2.3.7.1.10.	Medición de la calidad del agua.....	68
2.3.7.1.11.	Medición de las tasas de corrosión.....	69
2.3.7.1.12.	Petróleo remanente.....	69
2.3.7.1.13.	Operaciones de filtrado.....	69
2.3.7.1.14.	Conteo bacterial.....	69
2.3.8.	Factores que controlan el tratamiento del agua de inyección.....	70

### CAPITULO III

3.	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCIÓN.....	71
3.1.	Procesos físicos previos a la inyección.....	72
3.1.1.	Desbaste.....	72
3.1.2.	Desarenado.....	73
3.1.2.1.	Hidrociclón.....	73
3.1.3.	Clarificación.....	75
3.1.4.	Filtración.....	76
3.1.4.1.	Tipos de filtro.....	78
3.1.4.1.1.	Filtros cama.....	78
3.1.4.1.2.	Filtros cartucho.....	80
3.1.4.2.	Selección de filtros.....	81
3.1.4.3.	Monitoreo de filtrado.....	82
3.1.5.	Eliminación de gases disueltos.....	83
3.1.5.1.	Ley de Dalton.....	83
3.1.5.2.	Ley de Henry.....	84

3.1.5.3.	Temperatura.....	85
3.1.5.4.	Eliminación de oxígeno disuelto.....	85
3.1.5.4.1.	Método mecánico.....	86
3.1.5.4.1.1.	Calentadores.....	86
3.1.5.4.1.2.	Gas despojado.....	86
3.1.5.4.1.3.	Tanques de desaeración.....	88
3.1.5.4.2.	Método químico.....	90
3.1.5.4.2.1.	Sulfuros removedores de oxígeno.....	91
3.1.5.4.2.2.	Exclusión del oxígeno.....	95
3.1.5.5.	Eliminación de sulfuros de hidrogeno.....	97
3.1.5.5.1.	Método mecánico.....	97
3.1.5.5.2.	Método químico.....	99
3.1.5.5.2.1.	Químicos oxidadores.....	99
3.1.5.5.2.2.	Químicos no oxidadores.....	101
3.1.5.6.	Eliminación de dióxido de carbono.....	102
3.1.5.6.1.	Aeración.....	102
3.1.5.6.2.	Tanque desgasificador.....	102
3.1.6.	Tratamiento bacteriológico.....	103
3.1.7.	Tratamiento anticorrosivo.....	104
3.2.	Tratamiento para el agua de inyección.....	105
3.2.1.	Equipos para el muestreo del agua.....	105
3.2.2.	Equipos de superficie utilizados.....	106
3.2.3.	Recolección de muestras.....	107
3.2.4.	Propiedades del agua a tratar.....	108
3.2.5.	Parámetros requeridos.....	110
3.2.6.	Procedimientos de laboratorio.....	111
3.2.6.1.	Alcalinidad.....	111
3.2.6.2.	Conductividad.....	114
3.2.6.3.	Determinación de dureza.....	116
3.2.6.4.	Presencia de hierro.....	120
3.2.6.5.	Presencia de sólidos suspendidos.....	123
3.2.6.6.	Presencia de sulfatos.....	127
3.2.6.7.	Turbidez.....	129
3.2.6.8.	Contenido de oxígeno disuelto.....	129
3.2.6.9.	Control bacterial.....	132
3.2.6.9.1.	Bacterias aeróbicas.....	132
3.2.6.9.2.	Bacterias anaeróbicas.....	134
3.2.6.10.	Potencial de hidrogeno.....	136
3.2.7.	Compuestos químicos comunes usados en el campo.....	139
3.3.	Problemas comunes.....	141

3.3.1. Cálculos de solubilidad.....	142
3.3.1.1. Bases para el cálculo de solubilidad.....	142
3.3.1.1.1. Principal producto de la solubilidad.....	143
3.3.1.1.2. Radio de saturación.....	146
3.3.2. Escalas comunes.....	147
3.3.2.1. Carbonato de calcio.....	149
3.3.2.1.1. Calculo de escalas por carbonato de calcio.....	149
3.3.2.1.2. Eliminación del carbonato de calcio.....	160
3.3.2.1.3. Efectos CO <sub>2</sub> (presión parcial).....	163
3.3.2.1.4. Efecto del pH.....	167
3.3.2.1.5. Efecto de la Temperatura.....	167
3.3.2.1.6. Efecto de los Sales disueltas.....	168
3.3.2.2. Sulfato de calcio.....	169
3.3.2.2.1. Formas de Sulfatos de Calcio.....	169
3.3.2.2.2. Cálculos de escalas por Sulfato de Calcio.....	170
3.3.2.2.3. Eliminación del Sulfato de Calcio.....	174
3.3.2.2.4. Efecto de la Presión.....	175
3.3.2.2.5. Efecto del pH.....	176
3.3.2.2.6. Efecto de la Temperatura.....	177
3.3.2.3. Sulfato de Bario.....	179
3.3.2.3.1. Calculo de la solubilidad del Sulfato de Bario.....	180
3.3.2.3.2. Eliminación química del Sulfato de Bario.....	180
3.3.2.3.3. Efectos de la Presión.....	181
3.3.2.3.4. Efecto del pH.....	182
3.3.2.3.5. Efecto de la Temperatura.....	183
3.3.2.4. Sulfato de Estroncio.....	185
3.3.2.4.1. Calculo de solubilidad Sulfato de Estroncio.....	185
3.3.2.4.2. Efecto de la Presión.....	187
3.3.2.4.3. Efecto del pH.....	188
3.3.2.4.4. Efecto de la Temperatura.....	188
3.3.2.4.5. Efecto de los Sólidos disueltos.....	188
3.3.2.5. Compuestos de hierro.....	189
3.3.2.5.1. Dióxido de carbono.....	190
3.3.2.5.2. Sulfuro de hidrogeno.....	191
3.3.2.5.3. Oxigeno.....	192
3.3.2.5.4. Eliminación del Compuestos de Hierro.....	193
3.3.2.6. Depósitos de silicatos.....	195
3.3.2.7. Prevención para la formación de escalas.....	195
3.3.2.7.1. Identificación de escalas.....	196
3.3.3. Corrosión.....	198

3.3.3.1.	Formas de corrosión.....	198
3.3.3.1.1.	Corrosión galvánica.....	198
3.3.3.1.2.	Concentración de celdas.....	199
3.3.3.1.3.	Corrosión por erosión.....	200
3.3.3.1.4.	Corrosión por Cavitación.....	201
3.3.3.1.5.	Daño por hidrogeno.....	202
3.3.3.1.6.	Corrosión por Fatiga.....	206
3.3.3.1.7.	Corrosión por microorganismos.....	207
3.3.3.1.8.	Corrosión electrolítica.....	207
3.3.3.1.9.	Corrosión por desgaste.....	208
3.3.3.1.10.	Cloruros enfatizadores de grietas.....	208
3.3.3.2.	Métodos para controlar la corrosión..	209
3.3.3.2.1.	Alteración de la composición del material.....	209
3.3.3.2.2.	Alteración de la composición electrolítica.....	209
3.3.3.2.3.	Alteraciones físicas del sistema.....	209
3.3.3.2.4.	Aislamiento del metal del electrolítico.....	210
3.3.3.2.5.	Inhibidores químicos.....	210
3.3.3.2.6.	Protección catódica.....	210
3.3.3.2.7.	Métodos de selección.....	211
3.3.3.3.	Inhibidores de corrosión.....	212
3.3.4.	Presencia de bacterias.....	213
3.3.4.1.	Bacterias que causan problemas.....	215
3.3.4.1.1.	Bacterias Sulfato Reductoras (SRB).....	216
3.3.4.1.2.	Bacterias oxidantes de hierro.....	221
3.3.4.1.3.	Bacterias formadoras de placas.....	221
3.3.4.2.	Métodos para determinar bacterias.....	222
3.3.4.2.1.	Exanimación microscópica fluorescente.....	222
3.3.4.2.2.	Fotometría ATP.....	223
3.3.4.2.3.	Determinación de enzimas.....	224
3.3.4.3.	Análisis bacterial en prueba de aguas.....	224
3.3.4.3.1.	Pruebas para analizar bacterias plancton.....	225
3.3.4.3.2.	Pruebas para analizar bacterias sessile.....	225
3.3.4.4.	Control químico.....	226
3.3.4.4.1.	Tipos de químicos.....	226
3.3.4.4.2.	Desinfección con cloro.....	228
3.3.4.4.3.	Selección de químicos.....	231
3.3.4.4.4.	Aplicaciones químicas.....	232
3.3.4.5.	Evaluación de químicos.....	233
3.3.5.	Sólidos suspendidos.....	235
3.3.5.1.	Análisis del tamaño de partículas.....	235

3.3.5.1.1.	Técnicas microscópicas.....	236
3.3.5.1.2.	Análisis de membrana de filtro.....	237
3.3.5.1.3.	Concentración de sólidos suspendidos.....	239
3.3.5.2.	Composición química de sólidos suspendidos.....	241
3.3.6.	Diagramas de una línea de tratamiento de aguas.....	242
3.3.6.1.	Diagrama para agua de río.....	242
3.3.6.2.	Diagrama para agua de producción.....	243
CAPITULO IV		
4.	PRUEBAS Y ANÁLISIS ANTES DE LA INYECCION.....	244
4.1.	Análisis de compatibilidad.....	244
4.1.1.	Incompatibilidad entre el agua de formación y el de inyección...245	245
4.2.	Pruebas de Fall Off.....	252
4.2.1.	FOT, periodo de inyección.....	253
4.2.2.	FOT, periodo de cierre.....	257
4.2.3.	Índice de inyektividad.....	259
4.2.4.	Procedimiento para la corrida de FOT.....	261
CONCLUSIONES.....		
CONCLUSIONES.....		263
RECOMENDACIONES.....		264
APÉNDICES.....		265
ANEXOS.....		287
REFERENCIA.....		311

**LISTADO DE TABLAS**

		<b>Pag.</b>
Tabla I	Elementos y símbolos químicos.....	2
Tabla II	Propiedades de los átomos.....	4
Tabla III	Tabla de cómo sacar el peso molecular de compuestos.....	6
Tabla IV	Propiedades de elementos, compuestos e iones.....	12
Tabla V	Tabla de ácidos y su simbología.....	12
Tabla VI	Diferencias entre solución, mezclas y compuestos.....	13
Tabla VII	Rangos usados para el cálculo de la corrosión del acero, según Pisigan y Singley.....	21
Tabla VIII	Propiedades físicas y químicas del agua.....	28
Tabla IX	Propiedades de los aniones y cationes generadores de corrosión.....	35
Tabla X	Tabla de valoración y su interferencia en la determinación de iones.....	47
Tabla XI	Formas de representar la concentración de los iones.....	48
Tabla XII	Tabla de la interpretación de la curva de Cerini.....	53
Tabla XIII	Propiedades de los químicos removedores de oxígeno.....	90
Tabla XIV	Remoción de sulfitos en función del Ph.....	98
Tabla XV	Formaldehidos.....	102
Tabla XVI	Parámetros requeridos en nuestro campo "X".....	110

Tabla XVII	Tabla de resultados por la titulación.....	114
Tabla XVIII	Descripción de equipo Vacun-Vials.....	130
Tabla XIX	Descripción de un Kit rápido para Oxígeno disuelto.....	131
Tabla XX	Conteo bacterial después de 7 días de incubación.....	133
Tabla XXI	Tabla de solución buffer para un pH-7.....	137
Tabla XXII	Tabla de solución buffer para pH-10.....	138
Tabla XXIII	Bactericidas.....	139
Tabla XXIV	Anti-escalas.....	140
Tabla XXV	Anti-corrosivo.....	140
Tabla XXVI	Floculante.....	140
Tabla XXVII	Emulsificadores.....	141
Tabla XXVIII	Escalas comunes en campos petroleros.....	148
Tabla XXIX	Índice de saturación, nomenclatura según su autor.....	150
Tabla XXX	Rangos del índice de saturación de Stiff & Davis.....	155
Tabla XXXI	Reacción del HCl con el CaCO <sub>3</sub> a diferentes concentraciones.....	161
Tabla XXXII	Rangos y conclusión de los cálculos de solubilidad.....	172
Tabla XXXIII	Comparación de solubilidades.....	179
Tabla XXXIV	Categorización cualitativa de acero en tasas de corrosión.....	210
Tabla XXXV	Familia de las SRB.....	217
Tabla XXXVI	Cloro requerido por pH.....	230

Tabla XXXVII	Diámetros equivalentes de partículas.....	236
Tabla XXXVIII	Resultados erróneamente interpretados .....	237
Tabla XXXIX	Resultados erróneamente interpretados.....	238
Tabla XL	Formato para análisis de sólidos suspendidos.....	241
Tabla XLI	Mezclas de aguas, compuestos presentes y ausente.....	245
Tabla XLII	Cálculos de las mezclas.....	250
Tabla XLIII	Descripción general del pozo XXX-1.....	254
Tabla XLIV	Parámetros del Yacimiento Y.....	254
Tabla XLV	Propiedades del fluido inyectado.....	255
Tabla XLVI	Tabla de la prueba de inyección.....	255
Tabla XLVII	Tabla de resultados en el periodo de inyección.....	256
Tabla XLVIII	Tabla de Datos y resultados al periodo de cierre.....	257
Tabla IL	Índice de inyectividad.....	259

## LISTADO DE FIGURAS

**Pag.**

### **CAPITULO I**

Figura 1.1 Átomos de hidrogeno, helio y de su estructura interna.....4

### **CAPITULO II**

Figura 2.1 Relación entre tasa de corrosión y gases disueltos.....19

Figura 2.2 Efecto del oxigeno en la corrosión.....20

Figura 2.3 Grado de disociación de Sulfuros en función del pH.....24

Figura 2.4 Efecto de la temperatura en la tasa de corrosión en el hierro en aguas que contienen oxigeno disuelto.....26

Figura 2.5 Grafico del volumen acumulado vs la tasa de flujo.....52

Figura 2.6 Pendiente de Cerini.....54

### **CAPÍTULO III**

Figura 3.1 Imagen de los equipos para desbaste.....72

Figura 3.2 Hidrociclón del campo "X".....73

Figura 3.3 Imagen del funcionamiento de un hidrociclón.....74

Figura 3.4 Imagen de un tanque de floculación.....75

Figura 3.5 Imagen de un filtro Cama.....77

Figura 3.6	Descripción de filtro cama.....	79
Figura 3.7	Solubilidad del oxígeno en función de la temperatura y del contenido de NaCl.....	85
Figura 3.8	Imagen de un tanque de aeración.....	89
Figura 3.9	Grafica de la remoción de sulfuros de hidrogeno según sus puntos de ebullición y roció.....	97
Figura 3.10	Se muestra una figura de una torre de desaeración.....	103
Figura 3.11	Equipos de muestreo.....	105
Figura 3.12	Equipos de muestreo desde un cabezal.....	108
Figura 3.13	Grafico Sobre La Disociación De Los Carbonatos.....	163
Figura 3.14	Efecto de la presión parcial del CO <sub>2</sub> en el pH.....	165
Figura 3.15	El efecto de la presión parcial de CO <sub>2</sub> en la solubilidad del CaCO <sub>3</sub> ....	166
Figura 3.16	La solubilidad del CaCO <sub>3</sub> en función de la temperatura.....	168
Figura 3.17	Efecto de presión y temperatura en la solubilidad de la anhidrita.....	176
Figura 3.18	Comportamiento de carbonatos frente a la temperatura.....	177
Figura 3.19	Efecto de la presión y la temperatura en el sulfato de bario en agua pura.....	182
Figura 3.20	Solubilidad del sulfato de bario a diferentes temperaturas y fuerzas iónica.....	183
Figura 3.21	Solubilidad del sulfato de bario a diferentes temperaturas con presencia de NaCl.....	184
Figura 3.22	Relación entre la solubilidad del sulfato de estroncio con su fuerza iónica.....	189

Figura 3.23	Efecto del pH en la concentración del hierro.....	190
Figura 3.24	Concentración de Fe <sup>++</sup> del sulfito de hierro con los valores del pH y del H <sub>2</sub> S en agua fresca.....	191
Figura 3.25	Efecto del pH en la concentración del hierro.....	192
Figura 3.26	Grafico de una corrosión galvánica.....	198
Figura 3.27	Grafico de una corrosión por erosión.....	200
Figura 3.28	Grafico que relaciona la velocidad con la presión en una zona de restricción .....	202
Figura 3.29	Figura de una corrosión por sulfuros enfatizadores de rupturas.	205
Figura 3.30	Figura de una corrosión por fatiga.....	206
Figura 3.31	Figura de corrosión por influencia microbiológica.....	207
Figura 3.32	Figura de una corrosión por desgaste.....	208
Figura 3.33	Figura de una corrosión por cloruros.....	208
Figura 3.34	imagen de una bacteria.....	213
Figura 3.35	Se muestra el efecto del pH en la concentración de ácidos hipoclorosos.....	229
Figura 3.36	Diámetros comunes de partículas.....	235
Figura 3.37	Paso de un fluido a través de una membrana filtro.....	238
Figura 3.38	Muestreo de sólidos suspendidos con Membranas filtro en la fuente.....	239
Figura 3.39	Diagrama para un agua de rio.....	242
Figura 3.40	Diagrama para una agua de producción.....	243

**CAPÍTULO IV**

Figura 4.1	Ilustración del crecimiento de la zona de mezcla frente al avance radial .....	247
Figura 4.2	Prueba de FOT en periodo de inyección y cierre del pozo.....	258
Figura 4.3	Gráfico del índice de inyectividad.....	260

## INTRODUCCIÓN

Las fuerzas primarias que actúan en el yacimiento como mecanismos de recuperación de petróleo, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua como procesos secundarios, con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia aumentar el recobro.

Durante cualquier proceso de tratamiento de agua, nosotros debemos tener una base teórica de la química inorgánica y orgánica, los cuales tratan de lo que es elementos, compuestos, iones, valencia, mezclas y métodos para expresar soluciones. Con una idea clara de esto nosotros podemos realizar una serie de análisis de laboratorio para determinar las propiedades del agua, y así determinar rangos adecuados para su inyección. Otro estudio previo para un entendimiento mayor del tratamiento de agua son los procesos físicos y químicos que se dan a lo largo de la planta, entre estos tenemos: desbaste, desarenado, clarificación, filtración, tratamiento anticorrosivo y tratamiento bacteriológico.

En todo el campo se tienen que recolectar muestras, según el sitio del muestreo se harán los análisis respectivos, entre los cuales tenemos las pruebas de laboratorio: alcalinidad, dureza, sólidos totales, oxígeno disuelto, bacterias presentes como aeróbicas y anaeróbicas, pH, presencia de hierro, turbidez y presencia de sulfatos.

El agua de inyección tal y cual como la recogemos del sitio, esta generara problemas, los cuales generan corrosión, escalamiento, taponamiento y crecimiento bacterial, lo cual podría disminuir la calidad de agua final.

Una vez hecho los análisis de laboratorio, se proceden a realizar pruebas en el campo, entre las principales tenemos: pruebas de compatibilidad y pruebas de Fall Off, las cuales nos darán la información del comportamiento del agua inyectada con el agua de formación "Compatibilidad". El análisis Fall off nos dará como resultado la presión de Fractura, su presión promedio de restauración y el daño de formación debido a la prueba y permeabilidad.

Como ya hemos revisado varios aspectos acerca del tratamiento de agua en los cuales incluimos las teorías y métodos desarrollados para explicar las propiedades del fluido y sus respectivos tratamientos para que estos tengan una eficiencia de barrido alta dentro de nuestro proyecto.

El principal objetivo de dar un proceso de tratamiento al agua de inyección es el de tener una buena calidad del agua con el fin de que esta no genere problemas tanto en los pozo inyectoros como en la formación.

## CAPÍTULO I

### 1. OBJETIVO GENERAL

Nuestro objetivo será el de realizar un manual para proporcionar un tratamiento adecuado al agua, manteniendo las optimas normas de calidad de agua, a fin de inyectarlas al pozo y así este no genere problemas con nuestro yacimiento o con la formación en contacto, haciendo que esta agua sea lo más parecida “idealmente” al agua de formación.

Presentar un análisis sobre los equipos utilizados en la recolección del agua, los equipos de la planta de tratamiento y posterior equipo para su entrega en el pozo inyector,

Realizar un esquema de donde, como y porque se usan diferentes tratamientos al agua de inyección, para mejorar su calidad final.

Mediante el mejoramiento de la calidad del agua, Aumentar el factor de recobro de nuestro yacimiento mediante la recuperación secundaria. Y dar una pauta para los análisis de próximas recuperaciones “Terciaria”.

Permitir restauraciones de presiones en nuestro pozo inyector.

Sistematizar los procedimientos de laboratorio de una manera sencilla y fácil, para entender su uso en nuestra industria.

## CAPÍTULO II

### 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 2.1. FUNDAMENTOS DE LA QUÍMICA

Para tratar inteligentemente los sistemas de agua, se debe tener conocimientos básicos de química aplicada a los sistemas de inyección. Los temas más básicos tratamos a continuación.

##### 2.1.1. ELEMENTOS Y COMPUESTOS

La materia está compuesta de elementos y compuestos. Los elementos son sustancias que no pueden ser separadas químicamente para obtener dos o más sustancias simples. Los nombres de los elementos son usualmente abreviados para simplificar la notación química. Por ejemplo:

Tabla I  
Elementos y símbolos químicos

<b>Elemento</b>	<b>Símbolo químico</b>
Hidrogeno	H
Helio	He
Sodio	Na

Los compuestos son sustancias las cuales constan de dos o más elementos por combinación química en proporciones definidas por el peso. Los elementos individuales han perdido su identidad y ya no se reconocen a menos que se separen químicamente en sus elementos constitutivos. Por ejemplo la sal o cloruro de sodio "NaCl" está compuesto por sodio y cloro, pero uno reconoce a la sal como una única partícula pequeña salada, raramente consideramos la sal como un compuesto de sodio y cloro. Si uno sostuviera un puñado de sal seguramente no veremos los átomos de sodio, ni los de cloro, simplemente veríamos un grupo de gránulos de forma de cuadraditos.

### **2.1.2. MEZCLAS**

Una mezcla está formada por dos o más sustancias que mantienen sus propiedades. Así, una mezcla de sal y pimienta uno puede separar físicamente los dos materiales porque uno puede realmente identificarlos a cada una de estas. La sal y el pimiento son compuestos, la sal (NaCl) está conformado por sodio y cloro.

### **2.1.3. ÁTOMOS Y PESOS ATÓMICOS**

El hecho que los elementos se combinen en proporciones establecidas o fijas, sugiere la idea de que los elementos están hechos de partículas, también llamados átomos y que pueden entrar en cambios químicos.

Los átomos están compuestos de electrones, protones y neutrones. Los electrones y los protones son partículas cargadas y la masa de estos átomos esta dado básicamente por sus protones y electrones. Los electrones tienen una masa despreciable y son usualmente desatendidos cuando calculamos la masa de un átomo.

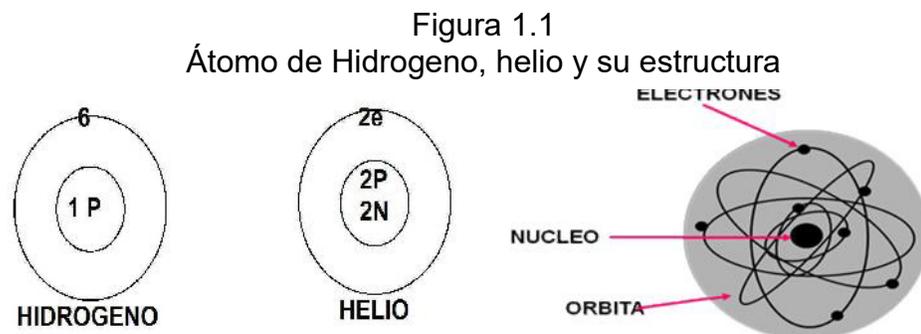
Estas propiedades son resumidas a continuación.

Tabla II  
Propiedades del átomo

Partícula	Masa	Carga eléctrica
Electrón	0.00055	-1
Protón	1	1
Neutrón	1	0

El peso atómico de cada elemento es simplemente una forma de comparar la masa atómica del elemento con la masa atómica del carbono. Una escala relativa de pesos atómicos es basada en la unidad de masa atómica conocida como uma. La uma está definida exactamente como 1/12 de la masa del carbono, el cual tiene un peso atómico de 12. En esta escala, el peso atómico del hidrogeno es 1uma, el helio es 2uma y la del magnesio es 24.3uma, por lo cual se puede decir que el magnesio tiene 24 veces la masa del hidrogeno.

En la figura se idealiza el arreglo de protones, neutrones y electrones. Los protones y los neutrones se localizan en el núcleo, cada electrón órbita alrededor del núcleo, como un pequeño sistema solar, como se muestra en la figura 1.1.



### 2.1.3.1. ISOTOPOS

Como lo mencionado previamente, los electrones tienen un peso despreciable en comparación de los protones y los neutrones. Desde que los protones y los neutrones tienen unidad másica, se puede decir que los pesos atómicos son números enteros tomados del *Apéndice I*, mostrando muchos elementos que tienen pesos atómicos que se desvían considerablemente de un número entero. Por ejemplo el cloro tiene un peso atómico de 35.5uma y el peso atómico del acero es 55.8uma.

Estudios realizados han mostrado que algunos elementos se encuentran mezclados de dos o tres formas. Cloro por ejemplo, fue descubierto por ser un compuesto de dos tipos de cloro, uno que tiene peso atómico de 35 y otro que tiene peso atómico de 37. Un cloro ordinario, tiene dos tipos de mezclas en igual proporción, las cuales dan un peso atómico de 35.5. Los dos tipos de cloro tienen las mismas propiedades químicas pero la masa de estos átomos son diferentes. Ambos cloros tienen 17 electrones y 17 protones.

Sin embargo, el peso atómico 35 tiene 18 neutrones, mientras que el de peso 37 posee 20 neutrones. En realidad, nosotros tenemos los mismos elementos, cloro, en ambas instancias. Elementos con mismo número de protones pero con diferente peso atómico, se llaman **isotopos**. Así, el cloro ordinario es una mezcla de dos isotopos. Muchos otros elementos son mezclas de isotopos, así estos pesos atómicos son actualmente el promedio de los pesos en una mezcla de isotopos que normalmente existen en la ocurrencia natural de elementos.

#### 2.1.4. MOLÉCULAS Y PESO MOLECULAR

La combinación de átomos forma **Moléculas**. Que pueden ser definidas como una partícula pequeña de un compuesto que puede existir. Así, átomos tienen la misma relación para elementos como moléculas la tienen para los compuestos.

Una molécula de un compuesto está formada de la unión de dos o más átomos de los elementos que este conforma. El **Peso Molecular** es la masa relativa de una simple molécula de carbono. El peso molecular es la relación entre el peso atómico del elemento que forma la molécula para la del carbono. Un ejemplo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla III  
Tabla de cómo sacar el peso de un compuesto

Compuesto	Elementos	Numero De Átomos	Peso Atómico	Peso atómico Del elemento presente
NaCl	Na	1	23	23
	Cl	1	35.5	35.5
Peso total molecular de la sal				58.5

El peso molecular y el peso atómico son pesos relativos. Basándonos en esto podemos decir que una mol de  $\text{HClO}_4$  contiene 100.5 una de masa, de las cuales 1 es de hidrogeno, 35.5 de cloro y 64 del oxigeno.

### 2.1.4.1. MOL

Una Mol es definida como la cantidad de sustancia que contiene gran cantidad de entidades elementales como son los átomos en relación del peso del carbono.

$$1 \text{ mol} = 6.012 \times 10^{23} \text{ partículas}$$

De acuerdo con esta definición, un mol tiene  $6.023 \times 10^{23}$  "entidades de elementos". Nosotros podemos tener un mol de átomos o un mol de molécula.

La masa de un mol de átomo de un elemento puro es numéricamente igual al peso atómico del elemento, expresado en gramos. Por ejemplo, un mol de sodio contiene  $6.02 \times 10^{23}$  átomos de sodio y tiene una masa de 23 gr. Similarmente, un mol de ion contiene  $6.012 \times 10^{23}$  iones, y este número de iones es igual a la masa atómica expresada en gr. De una mol de manganeso que contiene  $6.012 \times 10^{23}$  iones de magnesio, y tiene una masa de 55 gr.

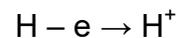
Cuando tratemos con gases, debemos tener cuidado, algunos gases existen como átomos y otros como moléculas que contienen dos átomos. El Helio existe como un átomo discreto He, por lo cual una mol de He consta de  $6.012 \times 10^{23}$  átomos, y tiene una masa de 2 gr. Oxígeno comúnmente existe como una molécula  $O_2$ , así una mol de oxígeno tiene una masa de 32 gr que contiene  $6.012 \times 10^{23}$  moléculas

Las moles pueden ser expresadas en otras unidades como libras, toneladas, gramos, etc.

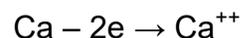
### 2.1.5. IONES Y VALENCIA

Todos los átomos están conformados por protones, electrones y neutrones, cada átomo tiene un número igual de protones y electrones, así que sus cargas se equilibran llegando a cero. Sin embargo, un átomo puede ceder o ganar electrones, un desbalance en la carga resultante no genera un cambio en los protones del núcleo. Por lo consiguiente, si un átomo gana un electrón este tendrá una carga negativa. Si pierde un electrón este tendrá carga positiva. Siempre que esto ocurra, el átomo ya no llamara a otros, ya que este se vuelve un **ion** que puede ser definido como un átomo o un grupo de átomos que contiene una carga eléctrica. Un ion de carga positiva se llama **Catión** mientras una carga negativa se llama **Anión**.

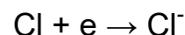
La cantidad de carga se la llama **Valencia** y es una medida del poder de combinación de elementos químicos. Cuando el hidrogeno se ioniza, este pierde electrón y tiene una carga positiva o valencia +1



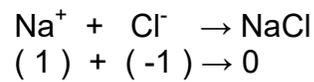
El calcio es ionizado por la pérdida de dos electrones y así el ion calcio tiene valencia +2



El cloro se ioniza por la ganancia de un electrón y así tiene una valencia de -1

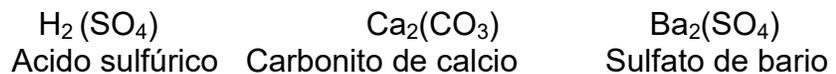


El hidrogeno es tomado como una medida estándar de valencia +1. Algún átomo o grupo de átomos que se combinen con el hidrogeno sobre una base uno-para-uno puede tener una valencia de 1. La fórmula de la sal, NaCl, llamado así por la combinación de un átomo de sodio con uno de cloro. Así la valencia del NaCl es +1 y -1. La suma de las valencias puede ser cero si la carga de un compuesto es cero.



### 2.1.5.1. RADICALES

Un radical es un grupo de átomos encontrados en ciertos compuestos que reaccionan como una unidad, como un simple átomo o ion. Los radicales en el siguiente compuesto son encerrados en parámetros. Cada radical muestra una valencia de -2



Si estos compuestos son ionizados nosotros podemos decir que los radicales se comportan como aniones poli-atómicos.



### 2.1.5.2. PESO EQUIVALENTE

Cuando un componente que tiene una proporción fija este tiene su peso invariable.

$$\text{peso equivalente} = \frac{\text{peso atómico}}{\text{valencia}}$$

Desde que los pesos equivalentes son positivos, los pesos atómicos de un anión son calculados por la división del peso atómico y el valor absoluto de su número de valencia.

Muchos elementos como el acero, tienen más de un peso equivalente, ya que estos pueden existir en más de un estado de valencia.

Por ejemplo, el hierro tiene dos diferentes pesos equivalentes, porque estos pueden existir como otros: iones ferrosos ( $\text{Fe}^{++}$ ) e iones férricos ( $\text{Fe}^{+++}$ ). El peso equivalente de un compuesto es:

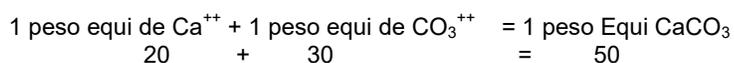
$$\text{peso equivalente} = \frac{\text{peso molecular}}{|\text{valencia}|}$$

Un compuesto no tiene carga. El valor absoluto de la valencia de un compuesto es el número total de cargas positivas que pueden resultar si el compuesto es ionizado en una solución acuosa.

### 2.1.5.3. USO DE PESOS EQUIVALENTES

Uno de los principales usos de pesos equivalentes es permitir la fácil determinación de cantidades de reactantes y productos en una reacción química.

Si dos elementos, A y B, combinados forman un compuesto C, estos se harán como una base equivalente. Un equivalente de A puede combinarse con un equivalente de B para formar un equivalente C. por ejemplo:



Similarmemente para el cloruro de sodio:

	<b>Na<sup>+</sup></b>	<b>+ Cl<sup>-</sup></b>	<b>= NaCl</b>
Peso del reactante	23	35.5	58.5
Peso equivalente	23	35.5	58.5
Número equivalente	1	1	1

Nosotros vemos que el peso atómico del sodio fue combinado por un peso atómico de cloro para formar el mol NaCl. Siempre la combinación de equivalencias son en base uno-para-uno, por esta razón nosotros lo usamos.

Más ejemplos de pesos equivalentes son tomados de la siguiente tabla:

Tabla IV  
Propiedades de elementos, compuestos e iones

Elemento, ion o componente	Peso molecular	Valencia	Peso equivalente
H	1	+1	1
O	16	-2	8
Cl	35.5	-1	35.5
Ca <sup>++</sup>	40	+2	20
Fe <sup>++</sup>	56	+2	28
Fe <sup>++</sup>	56	+3	18.7
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	60	-2	30
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	96	-2	48

## 2.1.6. ÁCIDOS, BASES Y SALES

### 2.1.6.1. ÁCIDOS

Un ácido es cualquier sustancia capaz de ceder un ion hidrogeno. Los ácidos neutralizan las bases para campos de aguas saladas, y estos lo ionizan para disociar el agua. La ionización de un ácido clórico en agua es mostrada:



Otros ácidos comunes son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla V  
Tabla de ácidos y su simbología

Ácidos	Símbolos	Ácidos	Símbolos
Carbónico	H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Sulfúrico	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
Nítrico	HNO <sub>3</sub>	Fosfórico	H <sub>3</sub> PO <sub>4</sub>

### 2.1.6.2. BASES

Es cualquier sustancia capaz de aceptar un ion hidrogeno en una reacción química. Una base es comúnmente definida como una sustancia que se disocia cuando se disuelve en agua en un campo de iones hidronímicos. Por ejemplo:



### 2.1.6.3. SALES

Es un compuesto iónico que contiene un ion positivo como el hidrogeno e ion negativo como el hidroxilo en iones oxidantes.

### 2.1.7. SOLUCIONES

Las soluciones son compuestos homogéneos de dos o más sustancias, estos compuestos deben ser homogéneos y están constituidos por proporciones relativas. Un ejemplo de solución es cuando mezclamos la azúcar en agua y esta se disuelve. Esta debe disolverse completamente quedando una solución uniforme en color, sabor y textura. Una relación entre mezclas, solución y compuestos se muestra a continuación:

Tabla VI  
Diferencias entre solución, mezclas y compuestos

<b>Mezclas</b>	<b>Soluciones</b>	<b>Compuestos</b>
Son Homogéneas	Homogéneo	Homogéneo
Varía en función del constituyente	Varía en proporción del constituyente	En proporciones arregladas

El material que se disuelve en la solución (en el caso de la azúcar), se llama **Soluto**. El agua es el disolvente de las partículas llamado **Solvente**. Igualmente, si nosotros disolvemos sal en agua, nosotros creamos una solución llamada **Salmuera**. Sal es el soluto y agua el solvente.

La disolución de azúcar en agua es una ilustración de una solución, cuando las moléculas individuales del soluto se dispersan uniformemente en todo el solvente. La azúcar sólida es llamada dispersión molecular. Mucho de los materiales de interés para nosotros en la química del agua, son materiales ionizantes cuando se les adhiere agua. Así cuando se agrega sal en agua destilada, los cristales de NaCl se disuelven y se quiebran formando iones  $\text{Na}^+$  e iones  $\text{Cl}^-$ .

El agua contiene cantidades considerables de diferentes impurezas disueltas que existen como iones. Así un análisis de agua es realmente una lista de gran cantidad de tipos de iones que se presentan en el agua, recordando que el agua pura solo contiene iones de hidrogeno y oxigeno.

Otro tipo de soluciones muy importantes en la química del agua es la de un gas disuelto en agua. Los 3 gases de mayor interés en el campo petrolero son el oxigeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrogeno. El primer problema asociado con estos gases es la formación de la corrosión, en un pozo y en las líneas, que se presentan en sistemas de inyección de agua.

El oxigeno disuelto en agua como molécula,  $\text{O}_2$ . Dióxido de carbono,  $\text{CO}_2$  y sulfuro de hidrogeno,  $\text{H}_2\text{S}$ , se ionizan cuando se disuelven en agua, resultando en una mezcla de moléculas de gas con el disolvente.



Las cantidades relativas de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{HS}^-$  en el agua son mostradas por el pH del agua.

$\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  son más conocidos como **Gases Ácidos**, porque estos son creadores de iones hidrogeno  $\text{H}^+$  cuando son disueltos en agua.

#### 2.1.7.1. MÉTODO PARA EXPRESAR CONCENTRACIONES

Cuando disociamos soluciones es necesario definir la cantidad de los diferentes solutos presentados en el solvente. La cantidad de soluto presente se expresa en forma de fracción, que es la cantidad de solvente o total de la solución. Este es llamado concentración y puede ser expresado de diversas maneras:

##### 2.1.7.1.1. PESO DEL SOLUTO POR UNIDAD DE VOLUMEN

La mayoría de los solutos en agua se encuentran presente en las cantidades bastante pequeñas y las concentraciones normalmente son expresadas en miligramos de soluto por litro de solución (mg/L).

### 2.1.7.1.2. PARTES POR MILLÓN

Para términos pequeños de concentración se dice que es el número de unidades de peso de soluto por millón unidades de solución (ppm), Una parte por millón es equivalente a 1mg de soluto por  $1 \times 10^6$  mg de solución

$$ppm = \frac{mg/L}{S.G.}$$

### 2.1.7.1.3. MOLARIDAD

Un molar contiene un gramo de molécula (peso) de soluto en un litro de solución. El peso molecular de la sal es 58.4gr. Una solución molar de sal en agua contiene 58.4 gr de NaCl por litro de solución.

$$\frac{Moles}{Litros} = \frac{mg/L}{1000 \times peso\ molecular}$$

### 2.1.7.1.4. MOLALIDAD

Un molal contiene un gramo de molécula (peso) de soluto en 1000gr de solvente. Una solución molal de sal contiene 58.4 gr de NaCl en 1000gr de agua.

$$Molalidad = \frac{Moles}{1000gr\ de\ agua}$$

### 2.1.7.1.5. NORMALIDAD

Una normalidad contiene un gramo equivalente de peso de soluto en un litro de solución. Por lo cual, el peso molecular y el peso equivalente de la sal son los mismos, una normalidad es lo mismo que un molar. Este contiene 58.4gr por litro de solución. Si el soluto fue  $H_2SO_4$ , sin embargo, una normalidad puede contener 49gr de  $H_2SO_4$  por litro de solución. Este resultado para el factor en que el peso molecular de  $H_2SO_4$  98gr y el peso equivalente es 49gr. En este caso un molar de solución puede contener un peso molecular de 98gr y una normalidad de 49gr equivalentes.

### 2.1.7.1.6. pH

El pH del agua es el recíproco del logaritmo del ion hidrogeno concentrado en moles por litro.

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

Este es solo un número que va del 0 al 14, indicando el grado de acidez o alcalinidad. La escala del pH es similar a la de un termómetro, donde esta escala da la intensidad del calor, mientras que el pH da la intensidad de la acidez o alcalinidad. Donde el punto medio del pH en la escala es 7, una solución con este pH es neutral, números por debajo de 7 indican acidez; caso contrario alcalinidad.

## **2.2. FUNDAMENTOS DEL AGUA**

Es necesario conocer la composición y los efectos de diferentes variables en su comportamiento por lo cual se hará un estudio básico del agua y del agua para inyección.

### **2.2.1. EFECTOS DE LA COMPOSICIÓN DEL AGUA**

#### **2.2.1.1. CONDUCTIVIDAD DEL AGUA**

La corrosividad aumenta según aumente la conductividad del agua, el agua destilada no es muy conductiva por lo cual no es corrosiva, en cambio el agua salada es altamente conductiva, por ende muy corrosiva.

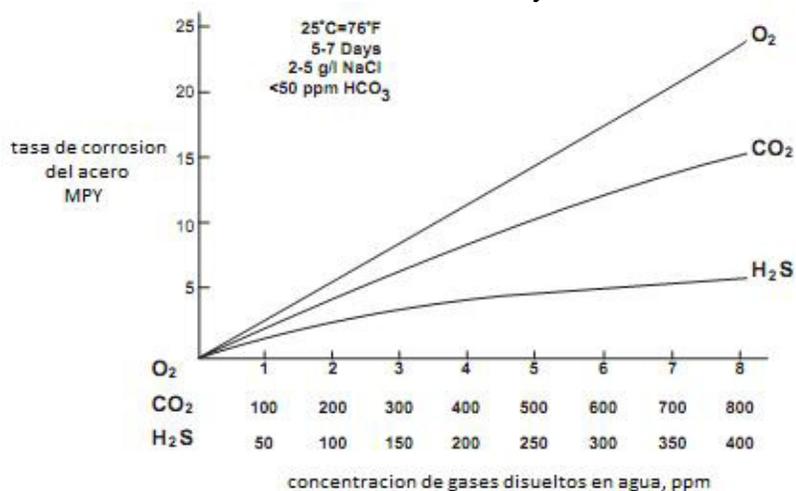
#### **2.2.1.2. pH DEL AGUA**

La corrosividad incrementa cuando los valores del pH disminuyen, a los valores del pH más altos las escalas proteccionistas pueden formarse en la superficie del acero y pueden prevenir o puede reducir la velocidad la corrosión.

### 2.2.1.3. GASES DISUELTOS

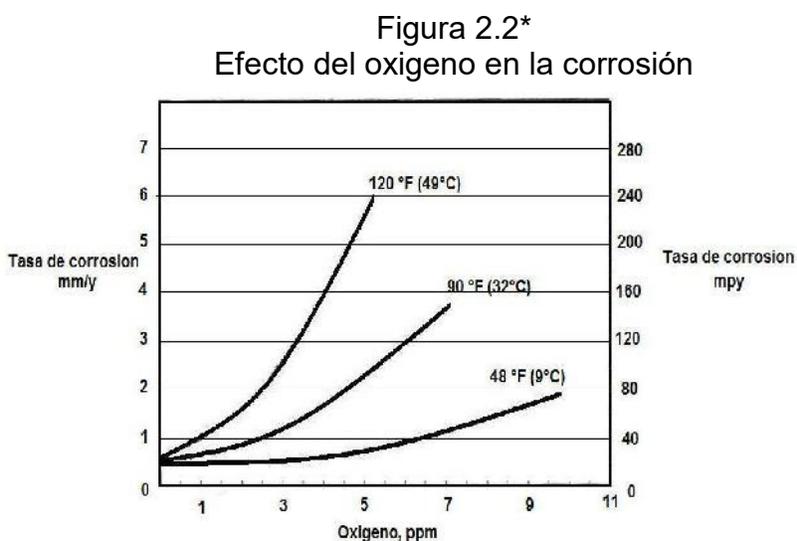
El oxígeno, el dióxido de carbono o el sulfuro de hidrogeno disueltos en agua, aumentan drásticamente la corrosión, es decir los gases disueltos son una de las principales causas y de la corrosión. Estos deben ser excluidos del agua para mantener pH neutros o altos, manteniendo así lejos los problemas de corrosión en los sistemas de inyección.

Figura 2.1\*  
Relación entre la tasa de corrosión y Gases disueltos



### 2.2.1.3.1. OXIGENO DISUELTO

De los tres gases mencionados anteriormente, el oxígeno es el menos problemático, en la siguiente figura 2.2 se ilustra el efecto de la concentración del oxígeno y la temperatura en la tasa de corrosión.



Es posible calcular la tasa de corrosión del acero aplicado en agua dulce, esta fue desarrollada por Pisigan y Singley. La ecuación está basada en una relación entre la tasa de corrosión del acero y otros parámetros analíticos.

$$mpy = \frac{TDS^{0.253} DO^{0.82}}{(10^{SI})^{0.876} Day}$$

TDS = total de sólidos disueltos, mg/L  
 DO = concentración de oxígeno disuelto, mg/L  
 SI = índice de Langelier

La ecuación es válida solo para los siguientes rangos descritos:

Tabla VII  
 Rangos usados para el cálculo de la corrosión del acero, según Pisigan y Singley

<b>Parámetros</b>	<b>Media</b>	<b>Rangos</b>
TDS, mg/L	473	116 – 791
Ca <sup>++</sup> , mg/L	68	10 – 120
Mg <sup>++</sup> , mg/L	16	2 – 52
Na <sup>+</sup> , mg/L	64	7 – 130
Cl <sup>-</sup> , mg/L	119	18 – 213
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup> , mg/L	79	16 – 208
Alcalinidad, mg/L	116	21 -232
pH	7.77	6.7 – 8.95
pHs	7.79	7.6 – 9.07
Índice de Langelier	-0.02	-2.12 - 1.9
Fuerza iónica, moles/L	0.0081	0.0001 – 0.0918
Oxígeno disuelto, ppm	5.1	1.4 – 9.1
Tasa de corrosión, mpy	11.9	2.1 – 36.6
Tasa de corrosión, mm/yr	0.301	0.053 – 0.93

La tasa de corrosión puede ser calculada por la pérdida de peso del acero en frascos que se agitan a 30rpm. Cabe recalcar que esta ecuación no considera los cambios de temperatura o de velocidad.

Si se presenta  $\text{H}_2\text{S}$  o  $\text{CO}_2$ , estas pueden aumentar drásticamente la corrosión.

La solubilidad del oxígeno está en función de la temperatura, presión, y del contenido de cloro, el oxígeno es menos soluble en agua salada que en agua fresca.

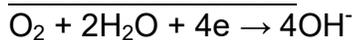
A mayor temperatura la tasa de corrosión por oxígeno será mayor.

La corrosión por oxígeno ocurre por la siguiente manera:

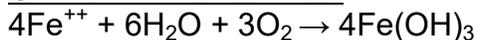
Reacción del ánodo



Reacción del cátodo



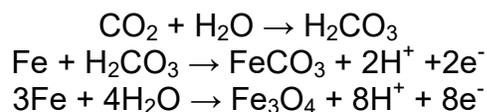
Combinación de ambos



Si el pH está por los 4, el hidróxido férrico es insoluble y se precipitará.

### 2.2.1.3.2. DIÓXIDO DE CARBONO

Cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua, esta forma ácido carbónico, disminuyendo el pH del agua y aumentando la corrosividad. Este no ocurre como en el caso del oxígeno que descascara la tubería. La corrosión causada por este se la conoce como corrosión "*dulce*". La reacción es la siguiente:



Los productos de la corrosión por dióxido de carbono son  $\text{FeCO}_3$  y  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ , el  $\text{FeCO}_3$  crea una lámina uniforme.

La solubilidad del  $\text{CO}_2$ , está en función de su presión parcial y a mayor sea esta, mayor será su solubilidad y mayor la corrosión.

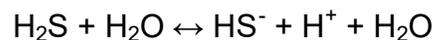
Al incrementar la temperatura, puede formarse una capa protectora de carbonato de hierro en la superficie, disminuyendo la tasa de corrosión.

Si existe oxígeno, aumenta la corrosividad por  $\text{CO}_2$

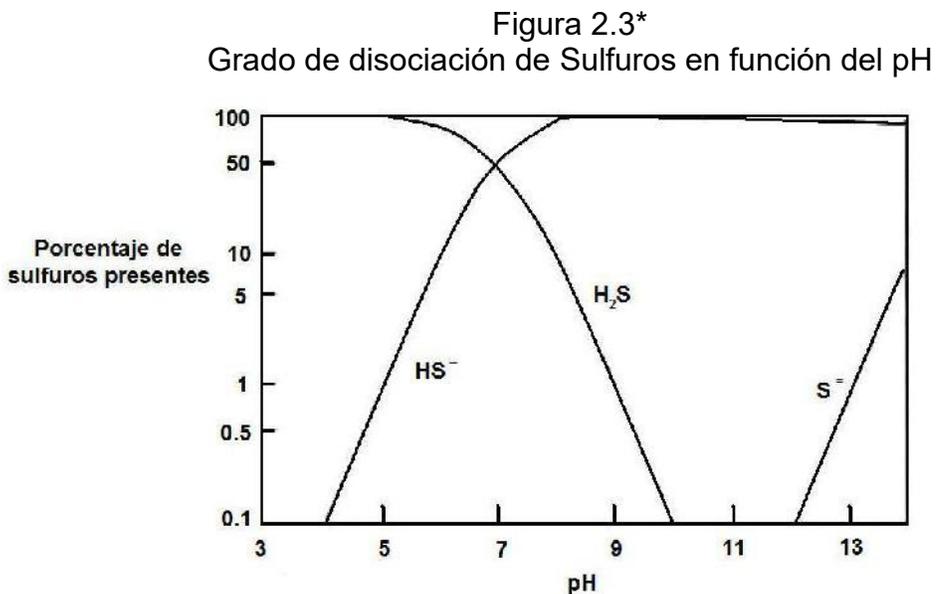
La manera de controlar el dióxido de carbono es con el pH, con inhibidores de corrosión.

### 2.2.1.3.3. SULFUROS DE HIDROGENO

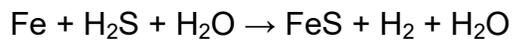
El sulfuro de hidrogeno es muy soluble en agua, y puede ser disuelto en ácidos débiles.

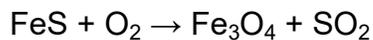


El grado de disociación está en función del pH, como se ilustra en la figura 2.3.



La corrosión causada por el H<sub>2</sub>S disuelto en agua es llamado "ácido". La reacción para la corrosión es la siguiente:





El ataque de estas forman laminas de  $\text{FeS}_2$  y el producto de la corrosión da sulfuro de hierro, pirita, oxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), magnetita, azufre y dióxido de azufre.

Para su tratamiento se recomienda el uso de tratamientos con Zinc, aumento del pH, inhibidor de corrosión.

La corrosión dada por los sulfuros férricos es altamente insoluble y usualmente se adhiere a las paredes del hierro para formar la escala.

La combinación del  $\text{H}_2\text{S}$  con el  $\text{CO}_2$  es más agresiva que el  $\text{H}_2\text{S}$  solo, el cual es frecuentemente encontrado en nuestro campo.

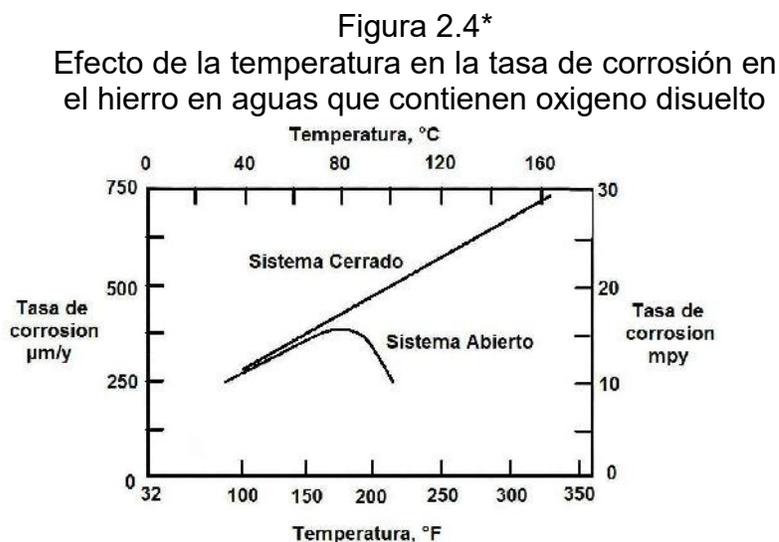
Otro tipo de daño que ocurre es en los sistemas ácidos como: rompimiento del sulfuro por tensión (SSC "sulfide stress cracking"), ampollas de hidrogeno como el rompimiento inducido del hidrogeno (HIC "hydrogen induced cracking").

## 2.2.1.4. VARIABLES FÍSICAS

### 2.2.1.4.1. TEMPERATURA DEL AGUA

Las tasas de corrosión aumentan a medida que la temperatura aumenta porque todas las reacciones aumentan su velocidad.

En los sistemas abiertos a la atmosfera, las tasas de corrosión pueden aumentar al inicio y luego por aumento de temperatura, la tasa de corrosión puede caer a medida que los gases disueltos salen de la solución. Si el sistema es cerrado, la tasa de corrosión seguirá incrementando con la temperatura porque los gases no tienen donde salir. En la figura 2.4 se muestra el efecto de la temperatura en la tasa de corrosión en el hierro en aguas que contienen oxígeno disuelto.



\*Sacado del libro: "Applied Water Technology" por Patton

Cuando el agua contiene bicarbonato, esta incrementa la temperatura la cual promueve la formación de escala que pueden disminuir lentamente las reacciones de la corrosión. Sin embargo, si la temperatura es bien alta, esta puede descomponer el bicarbonato produciendo adicionalmente  $\text{CO}_2$ .

#### **2.2.1.4.2. PRESIÓN DEL SISTEMA**

La presión afecta a las reacciones químicas, en el caso de dos fases agua + gas en las sistemas de inyección, la importancia de la presión es su efecto en la solubilidad de los gases disueltos. A mayor cantidad de gas en la solución, mayor incremento de la presión resultando en un incremento en la tasa de corrosión.

#### **2.2.1.4.3. VELOCIDAD DEL AGUA**

El agua estancada o de baja velocidad normalmente da una proporción de corrosión generalmente baja, la velocidad del fluido debe ser bastante alta para mantener la mayor cantidad de sólidos dentro del fluido y prevenir la deposición excesiva en el sistema. Las consecuencias obvias de la deposición de los sólidos son la creación de sitios para concentración y el crecimiento de células bacterianas bajo los depósitos. Aun cuando la deposición de los sólidos es mínima, la actividad bacteriana siempre está más probablemente en las áreas de velocidad bajas como los tanques y filtros.

### 2.2.2. PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

El agua es llamada como el solvente universal, por que esta tiene el poder de disolver eventualmente cualquier sustancia orgánica a gran magnitud. En estado puro esta tiene las siguientes propiedades:

Tabla VIII  
Propiedades físicas y químicas del agua

<b>Propiedades</b>	<b>Valores</b>
Peso molecular	18
Densidad a 4°C	1g/mL
Punto de congelación	0°C
Punto de ebullición	100°C

El mayor problema del manejo de agua en el yacimiento es que es un solvente extraordinario. El agua de formación contiene grandes cantidades de impurezas, estas se deben a un amplio contacto del agua con el petróleo, con la tierra y con la roca de formación.

Además, contiene muchos sólidos en suspensión y gases disueltos. El agua puede disolver metal. Los crecimientos de microorganismos, pueden proceder del agua misma. Algunos cambios de presión y temperatura, pueden hacer que ciertos compuestos disueltos se hagan insolubles hasta cierto punto, precipitándose y formando la escala. El número de dificultades que pueden combinarse es enorme en el manejo del agua.

En el campo petrolero usamos agua para muchos propósitos, los más comunes son:

- Inyección en formaciones subterráneas para incrementar el recobro del petróleo y para mantener la presión del reservorio.
- Inyectar en formaciones subterráneas para eliminar el agua de formación.
- Disponer de aguas desechadas en superficie.
- Refrescar los artefactos de gas, los cilindros del compresor, gas natural y otros.
- Alimentación de agua para los calderos y los generadores de vapor.

Indiferente de la aplicación el agua tiene dos metas principales para una operación:

- Evitar que se tape y depositen los sólidos en las líneas, tanques y pozos.
- Prevenir la corrosión del equipo de superficie y equipos de fondo.

### **2.2.3. PRUEBAS DE AGUAS**

Unos de los primeros pasos es la determinación de los compuestos presentes en el agua, ya que con estos nosotros podremos saber la existencia de problemas ya sea en el presente o en el futuro, sin embargo, no siempre las pruebas resultan exactas y pueden arrojar datos falsos. La importancia de buenas pruebas no deben ser sobreestimadas ya que un análisis químico exacto debe ser seguido de una valoración inteligente de problemas presentados en el análisis, el cual no tiene valor si la muestra no representa el agua en el sistema tratado.

#### **2.2.3.1. PRUEBA DE RECIPIENTES**

Los recipientes deben ser Preferencialmente nuevos, los recipientes plásticos deben encajar herméticamente para ejemplos rutinarios de pruebas de agua, una botella de litro es comúnmente usada. Muchos tipos de plásticos y diferentes tipos de sombreros son diseñados. Una vez seleccionado una botella en particular, séllelo de manera hermética y a presión, se debe tener cuidado y evitar la presencia de orificios en las botellas, ya que estas pueden estallar. La etiqueta de la botella de prueba debe ser identificada para ser llevada después al laboratorio.

Si la prueba es realizada con muestras de petróleo u otra sustancia orgánica, estas deben ser tomadas con recipientes de vidrio, debido a que el petróleo u otro material orgánico se adhieren al plástico o pueden ser absorbidas por estos. Son necesarias precauciones extras en pruebas cuando se las empaqueta y embarcan. El frio puede ser un problema. Nunca usar un embase metálico o una capa metálica, el agua lo corroerá y se contaminara con los productos de la corrosión.

### **2.2.3.2. PRUEBA DE VOLUMEN**

Para una prueba, el volumen mínimo es 500mL, el cual es recomendado para pruebas rutinarias.

Si uno está realizando una prueba personal en el sitio, se puede tomar la cantidad que sea necesaria. Si se va a realizar uno o dos análisis, lo recomendado es 1000ml. Se recomienda obtener información de pruebas realizadas anteriormente, recordando que si tú envías pruebas de agua a un laboratorio que se encuentre lejos, enviar siempre la cantidad prescrita ya que si no envías la cantidad requerida la prueba no se realizara.

### **2.2.3.3. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA**

Si se tiene disponible una válvula de prueba, conectar una pieza de tubo plástico al final de la válvula y una pequeña manga fácil de manejar para este propósito. Abrir la válvula y permitir que el agua corra por menos de un minuto. Observe si el color del agua cambia, si es así, espere hasta que el color se vuelva constante. Recuerde que hay algunos daños probablemente en la válvula o en el fondo de la línea y esto tendrá que ser vaciado fuera antes de que usted pueda conseguir una muestra buena.

Una vez que tengamos un flujo de agua representativo, el siguiente procedimiento de prueba es recomendado:

- Prueba para análisis de rutina.- limpie el exterior de la botella unas tres veces, entonces puesto el fin de la manga en el fondo de la botella, llene la botella a un estimado de 10 volúmenes. Entonces despacio quite la manga y rápidamente tape para minimizar la:
  - Contaminación por oxígeno.
  - El escape de gases disueltos.
- Análisis de petróleo-agua.- con la botella limpia, llénelo hasta el tope de manera rápida y directa, no enjuagar. El petróleo tiende a unirse a las paredes de la botella y a separarse del agua. Si la botella es llenada más de una vez, el petróleo para cada llenado se quedara en la botella, dándonos resultados altamente erróneos.
- Prueba de análisis bacterial.- lo veremos más adelante.

Una vez tomada la muestra, ponerle nombre y ubicarla en un sitio seguro. Siempre hay que tener en cuenta que la etiqueta se encuentre pegada correctamente en la botella. Se puede marcar la tapa por conveniencia si es necesario, pero recuerda que la tapa puede ser cambiada inadvertidamente y complicar el nombre correcto de la muestra.

Si la prueba va a ser enviada a un laboratorio para ser analizada, esta puede ser acompañada de una descripción detallada de las condiciones de la prueba del agua.

Estas son algunas otras sugerencias dadas:

- Tomar las muestras de agua en la cabeza del pozo, no de los tanques o en el lugar de tratamiento de calor.
- Si un tanque va a ser probado, la prueba deberá ser en varios niveles del tanque, preferentemente en la cima, mitad y fondo. Estas tomas de muestras pueden requerir de equipos especiales.
- Tomar pruebas de las muestras cuando estas se encuentren en operaciones normales. Pero sería más conveniente tomarlas cuando estas estén cerradas.
- Recordemos que la composición del agua (especialmente la turbidez, la concentración de oxígeno y población micro-bacterial) puede cambiar considerablemente con el pasar de los años.
- La disposición del agua puede cambiar considerablemente con el tiempo. La planta que el agua desechada puede mostrar un cambio cíclico en la composición debido a la regeneración de intercambio de iones, o en operaciones de limpieza de la planta.

#### 2.2.4. ANÁLISIS CUANTITATIVO

Los análisis rutinarios son llevados a laboratorios especializados. Estos son capaces de realizar medidas casi exactas en las pruebas de agua. Sin embargo, muchas de las propiedades del agua cambian muy fácilmente después de la prueba. Los más típicos son el pH, temperatura, el contenido de gas disuelto, sólidos suspendidos y población de bacterias. Esto significa que tanto las propiedades que son de más gran preocupación para nosotros, deben determinarse en el sitio. Por consiguiente, un análisis completo de cualquier agua usualmente requiere ambos análisis el de laboratorio y el del sitio.

Esto es extremadamente importante ya que cualquier persona involucrada en una inyección de agua o en un proyecto debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las propiedades y sus constituyentes son los más importantes en el análisis de agua.
- El significado de cada uno de los componentes y análisis.
- El método típico usado analíticamente, con sus beneficios y complicaciones.

Se debe especificar cada análisis, los cuales son necesarios para entender el significado de los resultados.

### 2.2.4.1. PROPIEDADES PRIMARIAS DEL AGUA

En el manejo de operaciones de agua, nosotros consideramos principalmente todo lo concerniente a los iones y las propiedades físicas ya que es importante desde el punto de vista de la corrosión. En La siguiente lista muestra los más importantes:

Tabla IX  
Propiedades de los aniones y cationes generadores de corrosión

<b>Cationes</b>	<b>Aniones</b>	<b>Propiedades</b>
Sodio ( $\text{Na}^+$ ) Calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) Magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ )  Hierro ( $\text{Fe}^{++}$ o $\text{Fe}^{+++}$ ) Bario ( $\text{Ba}^{++}$ ) Estroncio ( $\text{St}^{++}$ )	Clorito ( $\text{Cl}^-$ ) Sulfatos ( $\text{SO}_4^-$ ) Bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) Carbonatos ( $\text{CO}_3^-$ )	pH Población bacterial Sólidos en suspensión  Turbiditas  Calidad del agua Oxígeno disuelto Dióxido de carbono disuelto Sulfuro total Contenido de petróleo Temperatura Total de sólidos disueltos Gravedad específica Resistividad (conductividad) Sílice

También puede ser deseable medir la cantidad de cloro o la concentración para tratar los químicos presente y supervisar su efectividad.

En los funcionamientos de vapor y el sistema de agua dulce la cantidad de sílice en el agua es también importante, como en los depósitos.

#### 2.2.4.1.1. CATIONES

- a) **Sodio.**- es el mayor constituyente en las aguas de formación, pero usualmente no causan problemas. Solo existe un problema cuando esta se precipita como NaCl para el caso de salmueras extremas.
  
- b) **Calcio.**- el ion calcio es el mayor constituyente en las salmueras y puede aparecer en grandes cantidades como de 30000 mg/L aunque estas concentraciones se las consideran bajas. El ion calcio es de gran importancia porque se encuentra combinado con bicarbonatos, carbonatos o iones de sulfuro y al precipitarse generan escalas o sólidos en suspensión.
  
- c) **Magnesio.**- el ion magnesio se encuentra en bajas concentraciones en comparación con el ion calcio, este tiende a unirse al carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$  los cuales generan problemas de escala por la co-precipitación del ion calcio. Por lo cual es muy común encontrar iones magnesio y calcio en escalas carbonatadas. El ion magnesio disminuye la cantidad de  $\text{CaSO}_4$ . Ellos hacen pares con el ion del sulfato. Esencialmente, el ion magnesio tiene la habilidad para formar un compuesto con lo que queda de la solución.

- d) **El hierro natural.**- el contenido de hierro en las formaciones de agua es realmente bajo, pero esta presencia es usualmente indicativa de la corrosión. Estos se presentan en soluciones como el ion férrico ( $\text{Fe}^{+++}$ ) o el ion ferroso ( $\text{Fe}^{++}$ ), o pueden ser en suspensión o precipitación de componentes de hierro. Los contenidos de hierro son monitoreados y detectados para la corrosión en sistemas de aguas. La presencia y la precipitación de hierro es una de las mayores causas de taponar las formaciones.
- e) **Bario.**- es de primordial importancia porque esta tiene la habilidad de combinarse con iones de sulfato para formar sulfatos de bario, el cual es extremadamente insoluble. Incluso cantidades pequeñas pueden presentar problemas.
- f) **Estroncio.**- como el bario y el calcio, pueden juntarse con los iones sulfato para formar sulfatos de estroncio insolubles. Aunque es más soluble que el sulfato de bario, esta forma escalas y se mezcla con el sulfato de bario.

#### 2.2.4.1.2. ANIONES

- a) **Sulfato.**- este es un ion problemático, debido a que este tiene la habilidad de reaccionar con el calcio, bario o estroncio para la formación de escalas insolubles.

- b) Cloruro.-** es un ion que casi siempre forma la salmuera y se encuentra presente en agua fresca. La mayor fuente de iones de cloruro es el NaCl, así la concentración del ion cloruro es usado como medida de la salinidad del agua. Aunque los depósitos de sal son un gran problema, este genera pequeñas consecuencias. El problema principal asociado con el ion cloruro es que incrementa la corrosión en el agua, poniéndola mas salada. Por consiguiente, altas concentraciones de ion cloruro generara más problemas de corrosión. Así, el ion cloruro es un componente estable y esta concentración es una de las maneras más fáciles de identificar el agua.
- c) Bicarbonatos.-** estos iones pueden reaccionar con el calcio, estroncio, bario, magnesio y hierro, para formar escalas insolubles. Todas estas se encuentran presentes virtualmente en el agua. Las concentraciones del ion carbonato es muchas veces llamado alcalino Metil naranja.
- d) Carbonato.-** como el ion bicarbonato, estos pueden reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar escalas insolubles. Los iones carbonatos se presentan raramente en la producción de aguas porque el pH es usualmente bajo (<8.3). los iones carbonatos son usualmente llamados phenophthaleina alcalina.

### 2.2.4.1.3. OTRAS PROPIEDADES

- El **pH** es extremadamente importante por muchas razones. La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  y los componentes del hierro depende altamente del contenido del pH. Si el pH es alto, tiene una alta tendencia a precipitarse. Si el pH disminuye, la tendencia de la escala es de reducirse, pero la corrosión incrementa. Para aguas de formación la escala esta en el orden de 4 a 8.  
Ambos  $\text{H}_2\text{S}$  y el  $\text{CO}_2$  son gases ácidos ya que ellos tienden a disminuir el pH del agua cuando estos se disuelven. Esto es importante en la predicción de sus efectos en la corrosión y en la suspensión de sólidos.  
Desde que cambian rápidamente los valores del pH después de una prueba, retirándose para un sistema presurizado, los valores del pH suelen ser medidos inmediatamente después de tomar las muestras.
- La cantidad de **sólidos en suspensión** que pueden ser filtrados para tomar un volumen de agua usando una membrana filtradora, la cual es una base para estimar la tendencia del agua a taponearse. El diámetro de la membrana filtradora es aproximadamente  $0.45\mu\text{m}$ .
- Varias técnicas de prueba para la **distribución de tamaños de partículas** de los sólidos en suspensión. Un conocimiento de la distribución del tamaño de las partículas puede ayudar en determinar qué tipos de filtros son necesarios.

- La presencia de **bacterias** puede resultar en corrosión o en taponamiento.
- La determinación de **la forma de las partículas** para visualizar o explorar los electrones microscópicos, lo cual es de mucha ayuda para determinar el tipo de filtro. Este es usado conjuntamente con la distribución de tamaño de partículas.
- **Dióxido de carbono disuelto** el cual influye en el pH, corrosividad y tendencias de escala por  $\text{CaCO}_3$ .
- Las **Turbidez**, son las medidas simples en las que el agua no está limpia y que contiene materiales sin disolver como sólidos suspendidos, burbujas de petróleo o gas dispersas. Esta es una medida del grado de nubosidad del agua. La posibilidad de indicar Turbidez en formaciones tapadas en operaciones de inyección depende del rendimiento de las mediciones.
- **Calidad del agua** es una medida del grado relativo de taponamiento que ocurre cuando se toma volúmenes de agua y este pasa por una membrana o filtro que dan el tamaño del poro. Un tamaño de  $0.45\mu\text{m}$  es el más común. La utilidad de las pruebas de calidad de agua puede equivocarse, este se usa para comparación de medidas.

- **El Oxígeno disuelto** contribuye significativamente a la corrosión debida al agua. Así, si disolvemos el hierro presente en el agua, la entrada de oxígeno al interior del sistema puede resultar en la precipitación del óxido de hierro insoluble, generando un taponamiento. Así el oxígeno facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.
- **El total de sólidos disueltos** es simplemente el total de la cantidad de materia disuelta en un volumen tomado de agua. Este puede ser tomado la suma de la concentración de todos los cationes y aniones que se muestra en el informe de análisis de agua, o puede ser medido por evaporación en una prueba de agua para residuos secos y pesados.
- La presencia de **sulfuros** en agua incrementa la corrosividad. Los sulfuros existentes disueltos en agua como una mezcla de iones de  $\text{HS}^-$  y gases disueltos de  $\text{H}_2\text{S}$  para unos valores de pH normales encontrados en aguas de formación, y el total de concentración de ambas especies es usualmente medida y referida como el “sulfuro total”. Estos pueden presentarse normalmente en el agua o pueden ser generadas por bacterias sulfato reductor (SRB). Si un agua dulce (sin  $\text{H}_2\text{S}$ ) empieza a mostrar huellas de  $\text{H}_2\text{S}$ , esto indica que probablemente están trabajando afanosamente en alguna parte del sistema las bacterias sulfato reductoras, corrosionando las tuberías.

- La determinación de la **distribución de los sólidos en suspensión**, los cuales hacen posible comprobar sus orígenes (productos corrosivos, partículas de las escalas, formaciones de arena, etc.) así se proponen acciones para ser tomadas en la remediación.
- La presencia de **dispersantes o emulsiones de petróleo** en agua, presentan problemas cuando inyectamos aguas productoras. El petróleo en agua puede causar disminución de la inyectividad de varias formas. Estas pueden causar emulsiones en la formación. Estos sirven como excelentes pegamentos para ciertos sólidos, como es el sulfuro de hierro, de este modo aumenta su eficiencia de taponamiento. Cuando el agua empieza a ser inyectada al interior del acuífero con un valor no inicial de saturación de petróleo, el petróleo en el agua puede ser atrapado en los poros de la roca de formación alrededor del pozo. Esto provoca que la saturación del petróleo se reduzca debido a la inyección. Un análisis de contenido de petróleo puede ser conducido sobre el agua, sin tener en cuenta el origen. Así hay muchas maneras en que el agua puede ser contaminada con petróleo. Cuando se produce el agua se elimina todas las concentraciones de petróleo en las aguas superficiales, las cuales suelen estar limitados por las regulaciones gubernamentales.
- **La temperatura** del agua afecta la tendencia de la escala, el pH y la solubilidad de los gases en el agua. La gravedad específica del agua es también una función de la temperatura.

- **Sílice** ocurre mayormente en pozos de agua y pueden ser fuentes de serios problemas de escala depositados en aguas frías y en calderas de vapor. Estos por lo general no presentan problemas en operación de inyección de agua.
- La **resistencia** del flujo de la corriente eléctrica es una función del número de iones disueltos en el agua. A menor resistencia, mayor concentración de iones disueltos en agua. Este es un método que estima el valor total de sólidos disueltos que es principalmente en agua fresca, bajos TDS. Las medidas de resistividad son mucho más sensibles para pequeños cambios de TDS en agua fresca que en la gravedad específica.
- **Conductividad** son valores medidos en laboratorio, en lugar de la resistividad. La conductividad es el recíproco de la resistividad y puede ser derivado de los valores de la resistividad usando la siguiente fórmula:

$$\text{conductividad} \left( \frac{\mu\text{mho}}{\text{cm}} \right) = \frac{10000}{\text{resistividad} (\text{ohm} - \text{m})}$$

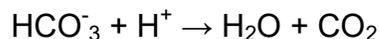
## 2.2.4.2. TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS DE AGUA

### 2.2.4.2.1. VALORACIÓN

Un indicador se agrega a la muestra de agua y una solución estándar se añade gota a gota de un dispensador de calibrado hasta que la solución cambia de color. El punto al cual la solución cambia de color se lo conoce como **punto final**. Los medios, simplemente, que haya terminado la titulación. El volumen de la solución estándar usada para alcanzar al **punto final** y se anota la cantidad de especies desconocidas que se calcularon presentes.

Una valoración es un método simple para determinar la concentración de partículas en solución en una sustancia por la reacción con un material conocido. La reacción se usa para saber el pH dado. Un pH metro es normalmente usado para detectar el punto final en el laboratorio. Sin embargo, los indicadores de colores son usados para llevar el análisis fuera del campo.

Un ejemplo de la valoración, es la determinación de los iones del bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ), valorando con HCL:



Esta reacción completa da un pH de 4.5, así, el metilo naranja es usado como un indicador.

La concentración del ion de interés es calculado por un peso equivalente conocido, o una solución estándar, la cual debe reaccionar con un equivalente en peso del ion de la prueba.

$$E_{\text{estándar}} = E_{\text{prueba}}$$

Donde:

$E_{\text{estándar}}$ : número de peso equivalente de la solución estándar adicionada a la prueba para alcanzar el punto final.

$E_{\text{prueba}}$ : número de peso equivalente del ion de interés en la prueba.

Por definición:

$$\text{Normalidad} = \frac{\text{numero de iones en peso equivalente}}{\text{litros de la solución}}$$

Así:

$$[E = N \times L]_{\text{estándar}} \quad \text{y} \quad [E = N \times L]_{\text{prueba}}$$

Igualando las ecuaciones:

$$[N \times L]_{\text{estándar}} = [N \times L]_{\text{prueba}}$$

$$[N \times L \times (1000\text{ml/L})]_{\text{estándar}} = [N \times L \times (1000\text{ml/L})]_{\text{prueba}}$$

$$[N \times \text{mL}]_{\text{estándar}} = [N \times \text{mL}]_{\text{prueba}}$$

$$N_{\text{prueba}} = [N \times \text{mL}]_{\text{estándar}} \times [1/\text{mL}]_{\text{prueba}}$$

La normalidad de la solución estándar es conocida, el volumen de la solución estándar es requerido para el punto final y la medida del volumen de la prueba. Si sustituimos:

$$N_{\text{prueba}} = [E/L]_{\text{prueba}}$$

$$[N \times \text{mL}]_{\text{estándar}} \times [1/\text{mL}]_{\text{prueba}} = [E/L]_{\text{prueba}}$$

Esto nos habilita a calcular el número de pesos equivalentes del ion de interés por litro de agua. Para determinar el peso del ion en un litro, es necesario multiplicar ambos lados en la ecuación por el gramo el peso equivalente del ion y gramos convertirlo después a miligramos

$$[N \times mL]_{\text{estándar}} \times [1/mL]_{\text{prueba}} \times EW(g) \times (1000\text{mg/g}) =$$

$$[E/L]_{\text{prueba}} \times EW(g) \times (1000\text{mg/g})$$

$$\frac{[N \times mL]_{\text{estándar}} \times EW \text{ del ion} \times 1000}{mL \text{ de la prueba}} = \frac{mg}{L}$$

Si se desea dejar expresado en gravedad específica:

$$\text{mg/L} = \text{ppm} \times \text{SG}$$

Tabla X  
Tabla de valoración y su interferencia

Ion	Titran	Indicador	Interferencia
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> con HCL	Fenol etamina	Borato, Silicatos, Sulfitos y fosfatos serán incluidos en los valores por el carbonato y bicarbonato como es los aniones del ácido grasos volátiles.
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> con HCL	Metil purpura Metil naranja	
Ca <sup>++</sup>	EDTA	Cal-rojo, calcon o murexide	Bario y estroncio son incluidos con la Determinación del calcio. El acero también interviene. Puede enmascarse con la triethanolamine cuando hay más de 20 mg/L presentes.
Mg <sup>++</sup>	EDTA	Eriocromo negro T	
Cl <sup>-</sup>	Nitrato de plata	Cromato de potasio (K <sub>2</sub> CRO <sub>4</sub> )	Bromuros, Yoduros, thiocyanates, fosfatos, carbonatos y sulfitos con Precipitación de iones. Hierro, bario y bismuto se precipita con el indicador de cromato.

### 2.2.4.2.2. MODELO DE AGUA

Existen muchos modelos diferentes, con los cuales se puede analizar el agua, sin embargo, el método de Stiff ha sido aprobado por el API y sea el método más usado en nuestro campo. El más usado es el gráfico logarítmico meq/L, aunque el lineal también es usado.

Tabla XI  
Formas de representar la concentración de los iones

<b>Iones</b>	<b>Mg/L</b>	<b>Meq/L</b>
<b>Na<sup>+</sup></b>	93230	4053
<b>Ca<sup>++</sup></b>	5173	258
<b>Mg<sup>++</sup></b>	620	51
<b>Fe</b>	12	0.6
<b>Cl<sup>-</sup></b>	153175	4320
<b>HCO<sub>3</sub><sup>-</sup></b>	195	3
<b>SO<sub>4</sub><sup>=</sup></b>	1910	40

### 2.2.4.2.3. REPORTE DEL ANÁLISIS

Existen dos tipos de reportes para presentar los análisis de aguas, el primero como una modificación del API, el segundo presenta la misma información en un formato parecido conocido como análisis de aguas en laboratorio.

Ambos reportes contienen lo siguiente:

- Pruebe la información de identificación
- Pruebas cuantitativas de agua.

- Representación grafica del análisis “modelo”

El reporte API es el más recomendado, porque puede modificarse ingresar información adicional pertinente a su propio funcionamiento.

Una descripción de una prueba de agua, y un reporte de análisis de aguas es mostrada en el *Apéndice II*.

## **2.2.5. ANÁLISIS DE PETRÓLEO EN AGUA**

El contenido de petróleo en agua depende de cuánto petróleo es medido. Esto no es un valor absoluto. Al producir agua, esta contendrá petróleo disperso y petróleo disuelto. El petróleo disuelto consiste en los hidrocarburos, fenoles, ácidos orgánicos y componentes aromáticos de bajo peso molecular como los bencenos y los toluenos. El petróleo disperso será el más pesado.

### **2.2.5.1. PETRÓLEO Y GRASA**

En la determinación del petróleo y de la grasa, una cantidad de la sustancia específica no es medida. Más bien, la cantidad de sustancias con las características físicas similares es cuantitativamente determinada en base a la solubilidad común en el freón. El aceite y grasa pueden incluir los hidrocarburos, ácidos grasos, jabones, ceras de grasas, aceites, y cualquier otro material que se extraen por el solvente de una muestra acidificada, a menos que se evapora durante el procedimiento de la prueba. El petróleo y la grasa son definidos por el método usado para su determinación

### **2.2.5.1.1. GRAVIMETRÍA**

La muestra de agua se acidifica a un pH bajo  $< 2$ . La muestra de agua acidificada se extrae a raudales, entonces en un recipiente de vidrio se coloca el freón (fluorocarbono-113), al cual lo agitamos vigorosamente. Cualquier aceite y grasa se extrae del agua en el freón. El freón se evapora del extracto a los  $70^{\circ}\text{C}$ , y el residuo (el aceite y grasa) se pesa. El resultado obtenido incluye que los dos dispersaron el aceite y disolvieron los compuestos orgánicos. Cualquier hidrocarburo que evaporó a esta temperatura está perdido.

### **2.2.5.1.2. INFRARROJO**

La muestra de agua se acidifica a un pH bajo  $< 2$  y extrajo con el freón como en la técnica del gravímetro. El extracto del freón se pone entonces en un espectrómetro de infrarrojo y la absorción infrarroja está moderada en una longitud de onda de  $2930\text{cm}^{-1}$ . Esta longitud de onda es característica de la atadura de carbono-hidrógeno. El aceite y grasa contenidos de la muestra se obtuvieron por comparación de los valores medidos con preparaciones estándares usando el mismo aceite. El resultado obtenido incluye que los dos dispersaron el aceite y disolvieron los compuestos orgánicos.

El método de infrarrojo es más exacto en valores de petróleo y grasa contenida.

## 2.2.5.2. HIDROCARBUROS

### 2.2.5.2.1. PETRÓLEO

La muestra de agua se acidifica a un pH bajo  $< 2$  y se extrae con el freón (fluorocarbono-113) como en la técnica de gravimetría. El freón extraído es mezclado con gel de sílice. Los materiales orgánicos polares solubles al agua son removidos del freón y absorbidos por el gel de sílice. Los hidrocarburos del petróleo remanente en el freón pueden ser determinados nuevamente por el método del gravímetro o del infrarrojo.

### 2.2.5.3. CONTENIDO DE PETRÓLEO POR COLORIMETRÍA

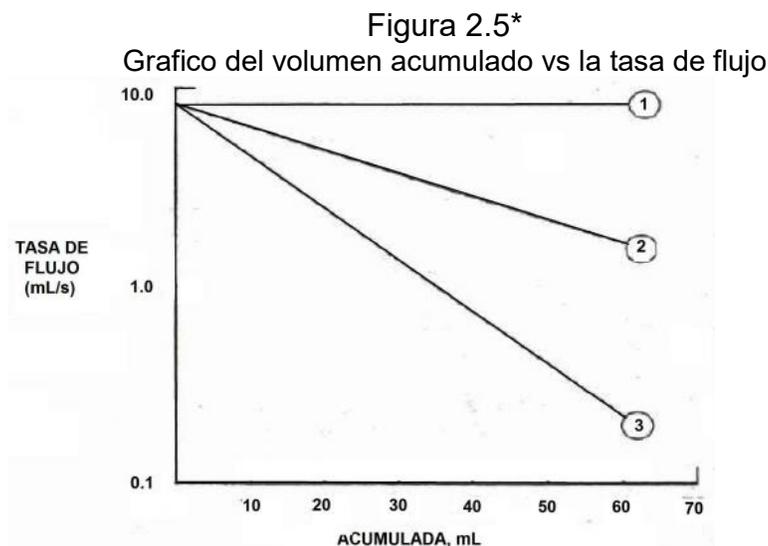
En estas pruebas, el agua no debe ser acidificada, el petróleo extraído de la muestra de agua es usando un solvente denso como el *tricloroetano*. La intensidad del color del extracto es comparada con las preparaciones estándares hechas con el mismo petróleo para determinar la concentración.

Esta técnica de campo es muy usada y también se la usa para evaluar la actuación de los equipos, sin embargo, la limitante del método está dada por la coloración de los aceites ligeros como los condensados.

## 2.2.6. CALIDAD DEL AGUA

En los sistemas de inyección de agua, la calidad del agua es una medida relativa del grado de taponamiento que ocurre cuando un volumen de agua pasa a través de una membrana de un tamaño de poro dado, que puede ser de  $0.45\mu\text{m}$ , que es el más común.

La NACE ha aprobado un método estándar para correr la prueba, pero muchas variaciones del método se usan. Sin embargo, la prueba consiste básicamente de ir forzando un volumen de agua que pase a través de una membrana con una presión constante. El volumen acumulado que pasa a través de la filtro está en función del tiempo, y la tasa de flujo para cada uno de los incrementos en tiempo es calculado con los datos. “El grafico generado es Tasa de flujo Vs volumen acumulado del material en una hoja semilog”\*. La pendiente de la grafica nos dará la **Calidad** del agua, o el grado de taponamiento con partículas que ocurren con el agua, como se muestra en la siguiente figura 2.5.



\*Sacado del libro: “Applied Water Technology” por Patton

La siguiente tabla da la Interpretación de la curva de calidad del agua:

Tabla XII  
Tabla de la interpretación de la curva de Cerini

<b>Curva</b>	<b>Calidad</b>
1	Excelente, no hay taponamiento desde que la prueba empezó
2	Menor que la 1, el flujo a disminuido y el material acumulado incrementa, lo que indica taponamiento.
3	Pésimo, la prueba callo rápidamente lo que indica un rápido taponamiento.

La utilidad en las pruebas de calidad de agua, son más de tipo comparativas:

- La calidad de agua puede ser usado para descubrir los cambios durante un período de tiempo en una sola agua a un punto dado en un sistema.
- La prueba puede ser corrida a varios puntos a través de un sistema para descubrir cambios que pueden estar ocurriendo entre la fuente de agua y los pozos de inyección.
- Diferentes aguas pueden ser comparadas.

Algunos materiales insolubles en agua pueden reducir la calidad, como son la corrosión, el agua formadora de escalas, arcillas, cieno, aceite, tratamiento químico insoluble, sedimentos, crecimiento bacteriano o algas.

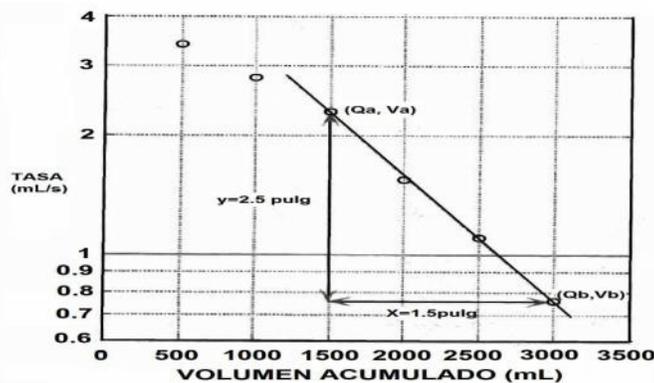
### 2.2.6.1. CALCULO DE LA PENDIENTE DE CERINI

En 1953, William, F. Cerini propuso un nuevo medio de medir las curvas de calidad de agua. Aunque él usó un disco de vaso que en lugar de la membrana se filtra para su trabajo, sus técnicas de medición de curvas todavía se usan ampliamente en el trabajo de calidad de agua.

La información de la calidad del agua se grafican en dos ciclos de escala semilog, la mejor forma de que encaje directamente la línea es dibujarla alrededor de los puntos, y la pendiente es la medida como en el caso del plano cartesiano.

Ambos componentes el vertical y el horizontal de la inclinada son medidos usando la misma escala de la línea. La pendiente se calcula dividiendo la componente vertical (y) con la componente horizontal (x). Con tal de que la curva se incline que se extiende hacia abajo al derecho, el valor de la pendiente siempre será negativo, y normalmente se llama pendiente de Cerini.

Figura 2.6\*  
Pendiente de Cerini



La pendiente de Cerini de la grafica es la siguiente:  
 $-2.5/1.5 = -1.66666$

### 2.2.6.2. ÍNDICE DEL TAPONAMIENTO RELATIVO

Amoco desarrollo un método para tasar el índice de taponamiento relativo de la calidad del agua o RPI:

$$RPI = TSS - MTSN$$

Donde:

TSS = total de sólidos suspendidos, ppm

MTSN = prueba de mili-poros.

La prueba de mili-poros es la pendiente de Cerini de una curva de calidad de agua con:

1 ciclo/ 5 pulgadas "Y"

500 ml/ pulgada "X"

### 2.2.7. ANÁLISIS DE AGUA EN CAMPO

Como previamente dicho, ciertas propiedades de agua cambian muy rápidamente después de la prueba. Este es un listado de las determinaciones que se deben hacer lo más rápido posible en el pozo:

pH, iones de carbono, iones de bicarbonato, oxígeno disuelto, dióxido de carbono disuelto, total de sulfuros, temperatura, concentración de sólidos suspendidos, distribución del tamaño de las partículas, turbidez, calidad del agua y contenido de bacterias.

El análisis completo de estas propiedades es importante para los análisis de campo, ciertas propiedades pueden cambiar en cuestiones de minutos, otras pueden mantenerse estables por horas y muchas son estables indefinidamente. Por ejemplo el pH y el gas disuelto del agua producida suelen cambiar inmediatamente después de tomar la prueba.

El incremento del pH va con el aumento de la temperatura, dando como resultado la presencia de escalas carbonatadas, las bacterias se multiplican en pocas horas o estas empiezan a morir dependiendo de las condiciones a la que estén.

Por lo general, las pruebas realizadas en laboratorios son llevadas a estas en varios días, modificando valores que podrían alterar el sistema.

Los equipos para realizar las muestras iniciales de campo son los pHmetros, equipos para analizar el oxígeno, equipo de filtros de membranas.

### **2.2.7.1. USO DE JERINGAS**

El volumen común para estos casos es de 10 ml a 25 ml. Las jeringas solo pueden ser usadas para el cambio de bureta por titración. Entre 1 – 5 ml son propuestos para este caso. El uso detallado de jeringa esta en el *Apéndice III*.

## **2.3. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA**

Para todo proceso de recuperación secundaria o terciaria debemos tener nociones básicas de lo que vamos a realizar y de que depende para su realización, en nuestro caso se tratara de recuperación secundaria, por lo cual debemos tener en cuenta lo siguiente:

### **2.3.1. PLANIFICACIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA DE INGENIERÍA**

Para la planificación de un programa de inyección de agua, considerando los aspectos desde el punto de vista de ingeniería son:

- Realizar un muestreo adecuado de las rocas y fluidos del yacimiento.
- Realizar los estudios de laboratorio con las muestras tomadas.
- Realizar estudios geológicos.
- Analizar el tipo de recobro primario.
- El petróleo en sitio.
- La zona de pago, limites, contactos y su continuidad.
- Tendencias de las permeabilidades verticales y horizontales.

- La capacidad de flujo en el yacimiento.
- Saturación de gas al inicio de la inyección y saturación crítica de gas.
  - Tiempo de llenado y respuesta a la inyección.
  - Si  $S_g > S_{g_{cr}}$ , no se forma un banco de petróleo definido.
- Volumen y calidad de agua suficiente.
- Compatibilidades entre las aguas inyectadas y las de formación.
- Presión del pozo.
- Tipos de arreglos.
- Realizar pruebas piloto con distribución de permeabilidades y cálculos de sus recobros mediante métodos o simulaciones.
- Análisis económico con su tiempo de pago de la inversión e índice de rentabilidad.

### **2.3.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL POZO INYECTOR**

Para la selección de pozos inyectores, siempre hay que tener en cuenta ciertos criterios para saber si son o no buenos candidatos. Entre los criterios para un pozo inyector tenemos:

- Existencia de petróleo recuperable.
- Alta tasa de inyección con baja presión de inyección.
- Cambios bruscos de RAP.
- Buena conectividad entre el inyector y el productor.
- Pobre factor de recobro.
- Zonas confinadas.
- Respuesta del petróleo muy rápida, seguida por un aumento de la producción de agua.

### **2.3.3. FACTORES DE LA INYECTIVIDAD**

Para la inyectividad son necesarios tener en cuenta ciertos factores:

- Espesores.
- Área de barrido.
- Propiedades físicas de la roca y de los fluidos.
- Geometría de los pozos, arreglos, espaciamiento y radio del pozo.

### **2.3.4. TIPOS DE FUENTES**

Para la toma de muestras de aguas de inyección, es interesante recordar que las muestras pueden ser contaminadas cuando el agua de formación en su recorrido por la tubería de producción hasta la superficie, a través del tubo corroído, fracturado o roto, puede contaminar, o hasta recibir aguas de otras fuentes. Existen varios tipos de aguas de inyección entre las que tenemos:

#### **2.3.4.1. AGUAS SUPERFICIALES**

Entre las aguas superficiales tenemos los que es agua de río, lago, de mar o aguas subterráneas de muy poca profundidad.

Entre los problemas más comunes por este tipo de agua tenemos:

- oxígeno saturado- la corrosividad de agua varía con su composición.
- Normalmente contiene sólidos suspendidos que podrían ser removidos.
- Las bacterias aeróbicas son usualmente encontradas, y no es común encontrar el crecimiento de las bacterias reductoras de sulfato debajo de los depósitos del sistema.
- En la profundidad del pozo la formación de escala puede ser un problema, pero es frecuentemente minimizado debido a la baja disolución de sólidos.
- Podría ser incompatible con el agua de formación.
- Puede causar en las arcillas hinchamientos y pérdidas de inyectividad si la formación contiene arcillas sensibles.
- En el agua de mar aparte de estos problemas tenemos la presencia de bacterias sulfato reductoras debido al alto contenido de sulfato

#### **2.3.4.2. AGUAS DE PRODUCCIÓN**

Entre los problemas más típicos tenemos:

- Usualmente tiene  $H_2S$  y  $CO_2$  disueltos. La corrosividad varía. Y la formación de escalas es posible.
- Usualmente tiene sólidos suspendidos. Producto de la corrosión es común ver sólidos.
- Un sobrante de petróleo es un problema frecuente.
- Presenta varios tipos de bacteria, incluyendo a la SRB.

#### **2.3.4.3. AGUAS SUBTERRÁNEAS**

Entre los problemas más comunes tenemos:

- Podría no ser muy corrosiva. Dependiendo de la composición, probablemente esté libre de oxígeno disueltos. La divulgación del oxígeno dentro del anular del pozo es un frecuente problema. Las aguas de los acuíferos frecuentemente tienen oxígeno.
- Podría tener formación de escala.

- Varios tipos de bacterias incluyendo la SRB podrían ser un problema.
- Puede tener sólidos suspendidos. Normalmente esto no es un problema, y muchas de estas fuentes no requieren filtración.
- Observar la incompatibilidad con el agua de formación.

### **2.3.5. TIPOS DE SISTEMAS**

Existen sistemas de inyección que son más o menos complejos dependiendo de las fuentes, de las características del agua a ser inyectada y del tratamiento que necesita. De las cuales tenemos los siguientes:

#### **2.3.5.1. SISTEMA CERRADO**

Un sistema cerrado es uno que es diseñado completamente excluido de oxígeno. Así mismo el oxígeno es uno de los principales problemas. Todos los modernos sistemas de agua son diseñados como sistemas cerrados, a diferencia de las aguas ácidas. Figura véala en los anexos.

### **2.3.5.2. SISTEMA ABIERTO**

Un sistema abierto no excluye el oxígeno, hace muchos años atrás estos sistemas eran bien populares, pero ahora no porque muchos de los pozos están equipados con casing de acero de carbón. De cualquier forma, si las líneas son hechas de materiales resistentes a la corrosión, en el casing del pozo de inyección debajo del packer podría ser expuesto a la oxigenación del agua, y podría eventualmente ser destruido por corrosión, además, la exclusión del oxígeno previene el crecimiento de bacterias aeróbicas dentro del sistema, por eso la eliminación de dichas bacterias son causa de taponamiento en los pozos de inyección.

### **2.3.6. PROCESOS BÁSICOS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA**

Los principales procesos para el tratamiento del agua, alcanzando la calidad deseada son:

- Sedimentación.
- Coagulación.
- Flotación.
- Filtración.
- Desaeración.

La finalidad del tratamiento de agua utilizando la coagulación o floculación es transformar las impurezas que se encuentran en el agua, en forma de suspensión fina, estado coloidal, solución, bacterias, protozoarios plancton, y partículas, en partículas mayores (hojuelas) para que puedan ser removidas por sedimentación o por flotación.

Los coagulantes más usados son los sulfatos de aluminio, sulfatos ferrosos, sulfatos férricos y clorato férrico.

## **2.3.7. ELEMENTOS Y COMPUESTOS PROBLEMÁTICOS DEL AGUA**

### **2.3.7.1. TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS E INSPECCIÓN**

Uno de los mejores caminos para dar lugar a problemas esta en empezar con el agua acida e ir completamente a través del sistema hasta los pozos de inyección, haciendo apropiadamente mediciones en los puntos de selección de muestra.

#### **2.3.7.1.1. HIERRO**

Un incremento en el contenido de hierro en el agua a través del sistema indica corrosión. Un decrecimiento en el contenido de hierro indica una depositación de componentes de hierro.

#### **2.3.7.1.2. CALCIO, BARIO Y ESTRONCIO**

Un decrecimiento en las concentraciones de cualquiera de estos iones indica una posibilidad de formación de escala.

#### **2.3.7.1.3. CARBONATOS Y BICARBONATOS**

Un decrecimiento en las concentraciones de estos iones indican una depositación de  $\text{CaCO}_3$  esto puede ser por un decrecimiento en el PH.

#### **2.3.7.1.4. SULFATOS**

Un decrecimiento indica una depositación de escala de sulfato.

#### **2.3.7.1.5. $\text{H}_2\text{S}$**

Un incremento en las concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$  a través del sistema indica la presencia de la SRB. También puede ser indicativo de la presencia de agentes reductores de oxígeno en el sistema.

#### **2.3.7.1.6. TEMPERATURA**

Cambios de temperatura afectan la formación de escalas y las ratas de corrosión.

#### **2.3.7.1.7. CÁLCULOS DE ESCALAS**

Actualmente, un análisis completo del agua debe ser hecho en cada una de los puntos de muestra. Luego las tendencias de escala del  $\text{CaCO}_3$  y del sulfato pueden ser calculadas en dichos puntos, estos puntos podrían indicar la presencia de posibles áreas de escalamiento.

#### **2.3.7.1.8. SÓLIDOS SUSPENDIDOS**

Un incremento en el sólido suspendido puede ser indicativo de corrosión, formación de escala, o actividad bacterial. Los sólidos podrían ser analizados para ayudar a determinar la naturaleza del problema. Un decrecimiento en los sólidos suspendidos indica una depositación.

#### **2.3.7.1.9. TURBIDEZ**

El incremento de la turbidez indica un incremento en el taponamiento por sólidos que podrían ser causados por un sin número de cosas. Un decrecimiento en la turbidez indica depositación.

#### **2.3.7.1.10. MEDICIÓN DE LA CALIDAD DEL AGUA**

Otra medición del taponamiento por sólidos. El material en el filtro membrana debe ser analizado para determinar la naturaleza del sólido.

#### **2.3.7.1.11. MEDICIÓN DE A RATA DE CORROSIÓN**

La medición debe ser tomada en todas partes del sistema. Esto es especialmente importante en un sistema cerrado.

#### **2.3.7.1.12. PETRÓLEO REMANENTE**

En los sistemas que utilizan agua de producción, el agua que viene a ser tratada debe ser chequeada para el contenido de petróleo. Las mediciones también deben ser tomadas aguas arriba y aguas debajo de todos los tanques de separación y de la torre de aeración.

#### **2.3.7.1.13. OPERACIONES DE FILTRADO**

Los sólidos suspendidos, la turbidez y los tamaños de los sólidos suspendidos pueden ser medidos aguas arriba y aguas debajo de la filtración como una función de tiempo, estar seguro de que el filtro este haciendo su trabajo y que el remanente es el apropiado.

#### **2.3.7.1.14. CONTEO BACTERIAL**

Se pueden tomar en todo el sistema.

### **2.3.8. FACTORES QUE CONTROLAN EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE INYECCIÓN**

El agua producida en los pozos de inyección, normalmente trae consigo diversos componentes, los cuales deben ser separados ya que estos contaminan o interfieren en el tratamiento del agua de inyección como son:

- Petróleo suspendido.
- Petróleo disuelto.
- Sólidos suspendidos.
- Sólidos disueltos.
- Gases disueltos ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ).
- Materia bacteriológica.
- Químicos u otros componentes llevados al pozo.

## CAPITULO III

### 3. PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE INYECCIÓN

El tratamiento que se da al agua en instalaciones, se las denomina planta de tratamiento de aguas y estos dependerán del tipo de agua empleada y de las características del yacimiento a ser sometida la inyección, en las cuales se deben tener en cuenta los valores de calidad final de agua a partir de su calidad inicial; que no es más que la cantidad de sólidos suspendidos, el número de bacterias presentes y su tendencia a ser corrosiva o incrustante. El número de controles que se deben hacer para mantener un buen estado de equipos o calidad de agua es diario en las zonas más problemáticas del campo como separadores, tanques, líneas.

Para el diseño de la planta será necesario considerar el sistema de tratamiento, cerrado o semi-abierto, también necesitamos la capacidad de tratamiento necesario de la planta desde el principio hasta el fin. La localización óptima de la planta, teniendo en cuenta la economía y su mantenimiento. Si se efectuara aeración, el tipo y la intensidad del tratamiento químico, sedimentación, la filtración y el almacenamiento.

Para determinar el tamaño de la planta de tratamiento de agua, es necesario conocer los volúmenes de agua con los que hemos de trabajar, el cual depende del número de pozos inyectoros, su tasa de inyección por pozo y el tipo de fuente que vamos a tener. El sistema de inyección en nuestro campo "X" es de flujo radial, por lo cual existen seis pozos inyectoros ubicados al flanco de la estructura, distribuidos cinco al este y uno al oeste. La figura se encuentra en los anexos. El volumen con los que trabaja cada pozo inyector y su descripción se encuentra en el anexo.

### 3.1. PROCESOS FÍSICOS PREVIOS A LA INYECCIÓN

La finalidad del uso de químicos para el tratamiento de aguas de inyección, es de eliminar básicamente los sólidos suspendidos, el oxígeno disuelto y los microorganismos. Para esto es necesario realizar varios procesos que para el campo "X" en el que estamos son:

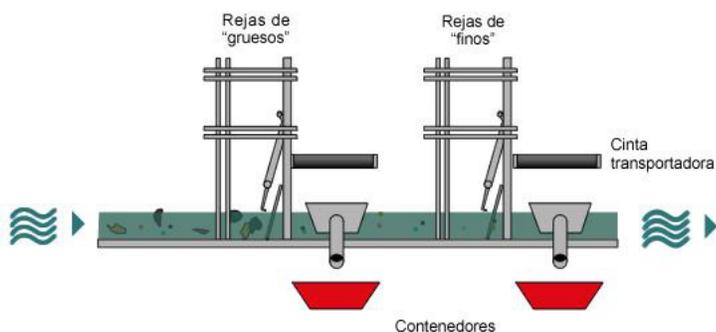
#### 3.1.1. DESBASTE

Este tipo de procedimiento se hace para evitar la obstrucción de materiales de gran tamaño a la entrada de la bomba; para esto se realizan tres tipos de desbaste:

Desbaste fino           (3 – 10mm).

Pre desbaste           (50 – 100mm).

Figura 3.1  
Imagen de los equipos para desbaste



### 3.1.2. DESARENADO

El agua desde su captación trae consigo diferentes tipos de materiales menores al diámetro de 3 mm que es el menor del desbaste, este tipo de partículas pueden ser problemáticas ya que se pueden sedimentar y formar después intrusiones o taponamientos, entre los cuales tenemos las arenas, las gravas, etc. Este tipo de material debe ser eliminado mediante el uso de hidrociclones, a continuación se muestra una serie de hidrociclones en nuestro campo "X":

Figura 3.2  
Hidrociclón

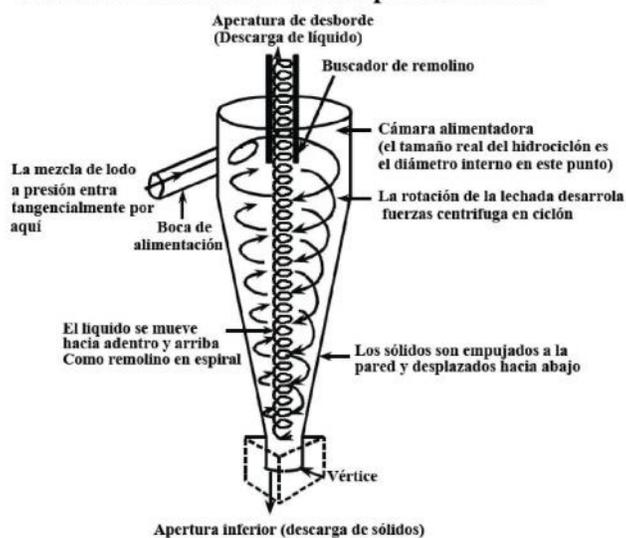


#### 3.1.2.1. HIDROCICLÓN

Una hidrociclón es un aparato que multiplica a la fuerza de gravedad 2000 veces, acelerando el proceso de separación del petróleo del agua.

Un sistemático dibujo del hidrociclón diseñado para remover gotitas de petróleo del agua es mostrado en la figura 3.3

Figura 3.3  
Imagen del funcionamiento de un hidrociclón  
Proceso de remoción de sólidos por hidrociclón



El agua es introducida tangencialmente a través de un puerto rectangular dentro de una cámara con figura cónica. El agua rota rápidamente alrededor de la cámara y se mueve hacia abajo, saliendo en al final de un pequeño cono. Como el agua se mueve hacia abajo del cono y a su vez con un diámetro que disminuye a medida que este avanza causa que la velocidad de rotación aumente. Este incremento de aceleración centrípeta del agua (de fluidos densos) hacia la salida de la pared del cono. Un delgado núcleo de petróleo es formado en el centro del cono, sube hacia la parte superior del cono y fluye fuera del hidrociclón. Este petróleo es llamado exceso de líquido. El agua limpia sale por debajo del cono y es llamada sub-flujo. El tiempo de transito de un hidrociclón es de menos de 1 segundo.

La caída de presión a través del hidrociclón es típicamente de 50 a 100 psi (345-730 kpa) por etapa. En unidades en las que opera con presiones normales o sea presiones de 50 psi o 350 kpa, estas unidades tienen la capacidad de 300-1000 bbl/día (48-159 m<sup>3</sup>/d). y ofrecen una excelente eficiencia de remoción del petróleo.

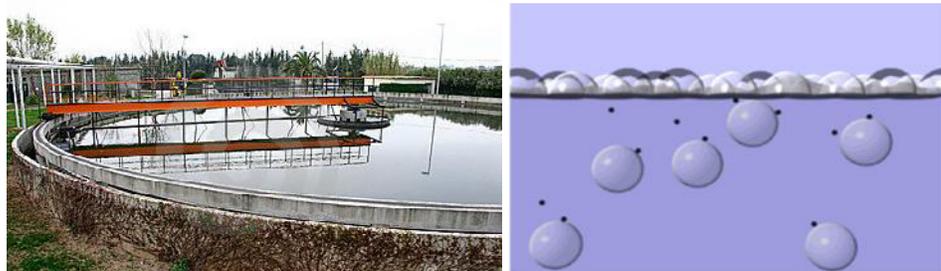
Los hidrociclones son usados principalmente para la remoción de agua en muchas de las instalaciones de costa afuera. Ellos son compactos, no tienen partes móviles.

### 3.1.3. CLARIFICACIÓN

La clarificación no es más que la presencia de pequeñas partículas orgánicas o minerales que al absorber la luz dan un tipo de coloración, las cuales se mantienen en suspensión y son difíciles de sedimentar.

Para la eliminación de este tipo de partículas se usan químicos floculantes, lo que permite generar un floculo gelatinoso que hace la vez de una red que recolecta y agrupa las pequeñas partículas coloidales, sólidos suspendidos o materia prima orgánica presentes en el agua.

Figura 3.4  
Imagen de un tanque de floculación



### 3.1.4. FILTRACIÓN

Los filtros son muy necesarios, ya que estos permiten la expulsión de materiales orgánicos u otro tipo de material que pueda generar obstrucción en la tubería.

La filtración es el principal método utilizado para clarificar el agua en las operaciones petroleras. En muchas industrias La sedimentación es usada para separar partículas suspendidas del agua. Y no va a ser motivo de discusión aquí.

Las mejores instalaciones emplean filtros que lavan atrás de los medios. Podríamos recalcar que para un funcionamiento óptimo el filtro requiere dos pasos:

- Filtración remueve los sólidos suspendidos del agua.
- Los sólidos suspendidos lavados deben ser removidos del agua.

La filtración puede ser efectuada por los siguientes medios:

- Impacto inercial.
- Intercepción difusional.
- Intercepción directa.

- Físico-Químico:
  - Filtración de superficie.
  - Filtración por profundidad.
  - Filtración por absorción.

El cuidado que se debe tener en los filtros depende de la presión con la que se ejerza y la gravedad del fluido, que puede ser de 2 a 4 Gal/min.

Para el lavado de filtros se utilizan tasas de 10 a 25 Gpm/ft<sup>2</sup>, y el método depende del filtro usado.

Figura 3.5  
Imagen un filtro cama



### 3.1.4.1. TIPOS DE FILTROS

#### 3.1.4.1.1. FILTROS CAMA

Hay diferentes tamaños de filtros que se ponen en los tanques, grandes partículas de filtro componen la capa del fondo, y sucesivas capas puestas unas sobre otras de partículas finas.

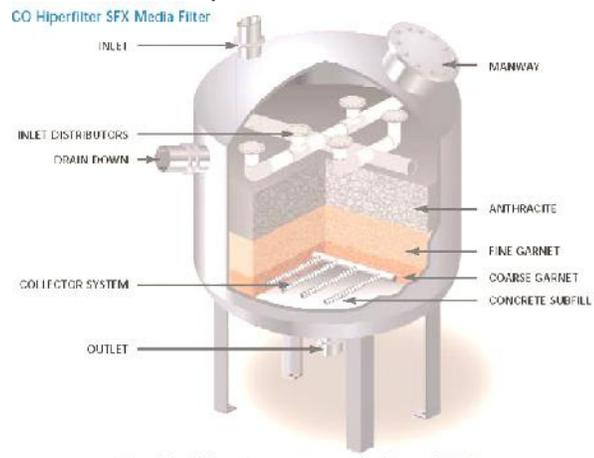
Cuando El flujo del agua baja a través de las primeras capas de partículas finas. Una fina costra es formada en las primeras pocas pulgadas en la parte más superior de la capa de arriba y toda la filtración toma lugar en el filtro cake. Las capas de más abajo son simplemente camas soporte.

Los filtros más comúnmente usados son la arena, el carbón antracita, y carbón. Algunas reglas de dedo:

- La capacidad de caudal de un filtro es usualmente al rededor de los 2.5 us gmp/ft<sup>2</sup> de área de superficie (6m<sup>3</sup>/hr/m<sup>2</sup>).
- El filtro cama graduado es capaz de remover partículas por debajo de un diámetro de 25-50 µm.
- Este tipo de filtro es fácilmente ensuciadle por sobrantes de petróleo.

- Caudales del agua remanente recomendado es de 10 us gmp/hr/ft<sup>2</sup> para el carbón antracita y 15 us gmp/ft<sup>2</sup> para la arena. El caudal del agua remanente debe ser suficiente para expandir las capas finas por lo menos un 50%. Bajos caudales de agua remanente no son efectivos. El tiempo recomendado para un agua de rechazo es de 5 a 10 minutos.

Figura 3.6  
Descripción de filtro cama



### 3.1.4.1.2. FILTROS CARTUCHOS

Los caudales en estos filtros son de acuerdo a el tamaño de partículas que estos pueden mover el liquido.

Muchos de los filtros cartucho son asignados a una caudal nominal, como sea, el caudal nominal no tiene una definición básica, y puede ser muy errónea. Por ejemplo. Uno puede tener varios cartuchos filtros de diferente fabricación, cada uno con un caudal nominal de 10  $\mu\text{m}$ , y ellos probablemente trabajen de modo distinto. Además partículas mayores que los 10  $\mu\text{m}$  pueden ser encontrados en los filtros aguas abajo. No es común para un filtro cartucho con un caudal nominal de 10  $\mu\text{m}$  pasar partículas con rangos de 30  $\mu\text{m}$  en tamaño a mas que eso, muchos de los procedimientos de pruebas para caudales nominales son basados en el porcentaje de peso de las partículas de un diámetro dado que son removidas por el filtro como para el número de partículas removidas. Por ejemplo, un caudal nominal de 10  $\mu\text{m}$  basados en una eficiencia de remoción de un 98% esto significa que el 98% de peso de todas las partículas de 10  $\mu\text{m}$  y mas son removidas por el filtro, usando un contaminante especifico y una concentración y caudal dado. Si cualquiera de las variables de las pruebas es cambiadas, el resultado puede variar significativamente. Por lo tanto, para el caudal nominal, es importante saber que la remoción eficiente de un caudal, y el método de prueba usado por el fabricante determinan el caudal. Los poros nominales en las operaciones de petrolea por la general son de 1  $\mu\text{m}$ .

### 3.1.4.2. SELECCIÓN DE FILTRO

Es teóricamente imposible predecir el comportamiento del filtro. Tan solo existe una forma de seleccionar un filtro y es la de comparar el desempeño que tiene en sitio probando con escalas pequeñas de filtros pilotos y el agua de interés.

Todos los filtros pueden ser probados simultáneamente para asegurar que dichas unidades están siendo evaluadas bajo las mismas condiciones. El seguimiento podría ser medido como una función del tiempo:

- El tamaño en la distribución de partículas aguas arriba y aguas debajo de un filtro.
- La concentración de Sólidos suspendidos aguas arriba y aguas abajo del filtro.
- La caída de presión a través del filtro versus la tasa de fluido.
- Naturaleza de las partículas.
- Naturaleza del fluido.
- Temperatura de filtrado.
- Diferencial de presión.

- Área de filtrado.
- Grado de filtrado.

Esta medición puede ser posible para evaluar la eficiencia en la que remueven partículas, la capacidad de suciedad del filtro, y la vida del filtro.

#### **3.1.4.3. MONITOREO DEL FILTRADO**

El desempeño del filtro puede ser monitoreado por:

- Medición de la turbidez.
- El contenido de los sólidos suspendidos.
- La medición cualitativa del agua.

Normalmente, la medición de la turbidez es suficiente para establecer el comportamiento de rutina.

### 3.1.5. ELIMINACIÓN DE GASES DISUELTOS

Si frecuentemente es deseable la remoción de gases tales como O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, o CO<sub>2</sub> del agua para reducir la corrosividad. La concentración del gas disuelto en el agua puede ser reducido a pocas partes por millón por los mecanismos ya mencionados, como sea es requerido químicos que hagan que esta tasa de gases sea cero.

El mecanismo para la remoción de cualquier gas en solución es gobernada por tres factores.

#### 3.1.5.1. LEY DE DALTON DE PRESIONES PARCIALES

La presión total de una mezcla de gas es igual a la suma de las presiones ejercidas por las presiones de los componentes individuales.

$$P_t = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n$$

La presión parcial de un componente particular en una mezcla de gas es igual a la fracción molar del componente presente en la mezcla de gas multiplicado por la presión absoluta del sistema. Así que, si el componente número uno en la mezcla es el oxígeno y presenta una fracción molar de 0.2 (20% moles) y la presión del sistema es 1501 psia (1034kpa). Entonces:

$$\begin{aligned} P_1 &= p \cdot t^* \text{ fracción molar } O_2 \\ P_1 &= (0.2)(150) \\ P_1 &= 30\text{psi (207kpa)} \end{aligned}$$

### 3.1.5.2. LEY DE HENRY

Henry dice que una cantidad de una partícula de gas disuelta en un líquido es directamente proporcional a las presiones parciales en el gas arriba del líquido

$$S = k_s * P$$

Donde:

S = concentración del gas en el líquido

K<sub>s</sub> = una constante de Henry, depende de la naturaleza del gas.

P = presión del gas arriba del líquido (la presión parcial si un gas mezclado está presente)

Por tanto, si nosotros estamos interesados en disminuir la cantidad del gas disuelto en agua, es necesario el decrecimiento de la presión parcial del gas en contacto con el líquido. Esto puede ser acompañado por el decrecimiento en la presión total, o por un decrecimiento en las concentraciones del gas de interés en la mezcla de gases en contacto con agua.

Continuando con el ejemplo del oxígeno, si el agua está en contacto con el gas a 150psia que contiene 20% de moles de oxígeno, nosotros podríamos disminuir el contenido de oxígeno en el agua por medio de la disminución de la P<sub>t</sub> a un valor menor a 150 psia

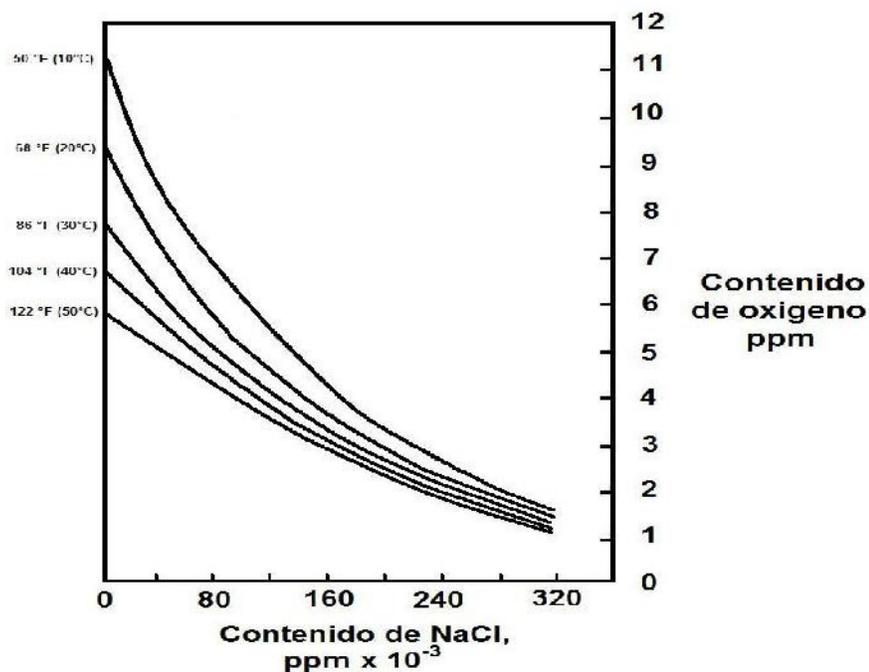
### 3.1.5.3. TEMPERATURA

La solubilidad de gases en el agua disminuye a medida que esta gana calor:

### 3.1.5.4. ELIMINACIÓN DE OXIGENO DISUELTUO

La solubilidad del oxígeno en el agua está en equilibrio con el aire y la presión atmosférica como se muestra en la figura 3.7, abajo mostrada como una función de temperatura y salinidad.

Figura 3.7\*  
Solubilidad del oxígeno en función de la temperatura  
Y del contenido de NaCl



### **3.1.5.4.1. MÉTODOS MECÁNICOS**

#### **3.1.5.4.1.1. CALENTADORES**

Los calentadores son usados para remover oxígenos en las plantas de operación, pero no son usualmente usadas en estaciones de petróleo. El principio de remover es el de incrementar la temperatura (disminuyendo la solubilidad del oxígeno) y poner vapor de agua entre el espacio del gas y el agua (disminuye la presión parcial de oxígeno).

#### **3.1.5.4.1.2. GAS DESPOJADO**

El flujo del agua entra por la parte superior de la torre y el gas despojado es puesto en el fondo. Las burbujas suben a través del agua, y los contenedores o envases incrementan el área de contacto entre el agua y el gas. La tasa a la que el oxígeno comienza a salir se incrementa.

La cantidad de oxígeno disuelto removido de una determinada agua en la torre de despojo de gas y está en función de muchas variables:

- Concentración del oxígeno disuelto en el agua

- Numero de bandejas teóricas
- Caudal de agua/gas
- Presión de la torre
- Temperatura del agua

Este efecto es ilustrado para agua de mar en despojos tipo bandeja columna contiene 1.5 bandejas teóricas en la figura 6.3, note como la eficiencia de oxígeno removido incrementa por:

- La presión de la torre decrece
- La temperatura del agua incrementa
- El caudal de agua/gas incrementa

Esto podría incrementar si aumentamos el número de bandejas dentro de la torre.

El gas natural es el más común del despojos de gas elegido.

### 3.1.5.4.1.3. TANQUE DE DESAERACIÓN

El principio de estos tanques es el de reducir la presión total, reduciendo así la presión parcial del oxígeno. La presión es reducida solo en agua hirviendo. A una temperatura de 77°F o 25°C, el agua hierve a una presión de 0.5 psia(3.5kpa).

El tanque de aeración está compuesto por envases o bandejas, pero los envases son los más usados.

El agua entra por arriba de la columna a través de una cabeza de spray y los flujos caen por gravedad a través de los envases o bandejas.

La columna comúnmente contiene de 1 a 3 etapas. En la columna de envase dichas etapas consisten de un envasador que es sellado desde la etapa de abajo por una capa de agua en el fondo del envase. La etapa superior opera a altas presiones, la presión es progresivamente bajada en dichas etapas a medida que estas van bajando.



El uso de eyectores hace posible la operación de una torre de multi-etapas con un solo tanque bomba separando dichas.

### 3.1.5.4.2. MÉTODO QUÍMICO

El oxígeno disuelto puede ser removido del agua por adición de químicos para que el agua reaccione con el oxígeno. Estos químicos se los conoce como removedores o limpiadores de oxígeno.

La tabla mostrada nos indica las propiedades de dichos químicos

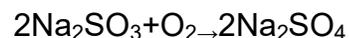
**Tabla XIII**  
Propiedades de los químicos removedores de oxígeno

Compuesto	Formula	Requerimiento teórico de O <sub>2</sub> (ppm)	Forma	Actividad típica	Requiere catalizador
Sulfito de sodio	Na <sub>2</sub> SO <sub>3</sub>	7.9ppm	Polvo	100%	Si
Bisulfito de sodio	NaHSO <sub>3</sub>	6.5ppm	Líquido	35%	Si
Bisulfito de amonio	NH <sub>4</sub> HSO <sub>3</sub>	6.2ppm	Líquido	60%	Tal vez
Dióxido de azufre	SO <sub>2</sub>	4.0ppm	Gas	100%	Tal vez
Hidrosulfito de sodio	Na <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	5.5ppm	Polvo	100%	Si
Hidracina	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1.0ppm	Líquido	35%	si

### 3.1.5.4.2.1. SULFUROS REMOVEDORES DE OXIGENO

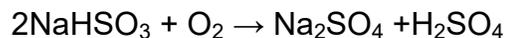
El más común removedor de oxígeno en las operaciones petroleras es el ion sulfuro ( $\text{SO}_3^-$ ) este es el número disponibles de formas.

#### SULFITO DE SODIO



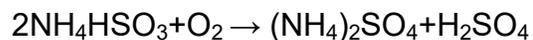
Teóricamente es requerido 7.9ppm de sulfuro de sodio para reaccionar con 1.0ppm de oxígeno. En la práctica, una cantidad extra a la teórica es usualmente usada. Cuando el oxígeno contenido esta cerca de la saturación. Una relación de 10:1 es común (un 25% en exceso). La Remoción para que el agua quede con pequeñas cantidades de oxígeno (menores de 1 ppm) usualmente requiere un exceso de 2-10 ppm para lograr este objetivo. Se la encuentra en forma de polvo y es necesaria la combinación con agua fresca o dulce previo a la inyección en el sistema. El sulfuro de sodio reacciona muy despacio a temperaturas normales de operación. Por tanto es requerida la presencia de un catalizador. Los iones de cobalto son usualmente usados como catalizadores. Normalmente 0.1 mg/l es adecuado.

### **BISULFITO DE SODIO**



Teóricamente, 6.5 ppm de bisulfuro de sodio es requerido para reaccionar con 1ppm de oxígeno. El bio-sulfuro de sodio es usualmente encontrado en forma líquida, necesita de un catalizador justo como el sulfuro de sodio. Es altamente corrosivo.

### **BISULFURO DE AMONIO**

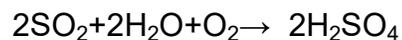


Se requiere teóricamente de 6.2 ppm de bisulfuro de amonio para que reaccione con 1 ppm de oxígeno, las principales ventajas son:

- No reacciona con el aire por que tiene bajo pH y por tanto puede estar en contenedores abiertos
- Normalmente no requiere de un catalizador(ayuda a acelerar la reacción del compuesto)

- Tiene mayor concentración que otros removedores de oxígeno.
- Es altamente corrosivo debido a esto se utilizan recipientes de acero tipo 304.

### **DIOXIDO DE SULFURO**



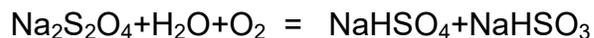
Esta reacción requiere 4 ppm de dióxido de sulfuro para 1 ppm de oxígeno, en muchos de los casos la solución debe de ser catalizada por iones de cobalto tal como el sulfuro de sodio

El dióxido de sulfuro es aplicado como gas en los sistemas.

Como precaución: una excesiva cantidad de dióxido de sulfuro puede bajar el pH del agua lo suficiente como para causar severos problemas de corrosión.

## HIDROSULFITO DE SODIO

También conocido como **ditionato de sodio**. La reacción de liberación es:

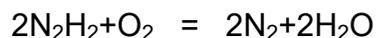


Teóricamente se requiere de 5.5 ppm de Hidrosulfito de sodio por cada ppm de oxígeno, no se requiere un catalizador y este puede ser usado en sistemas ácidos. Una de las ventajas es que se descompone rápidamente en el agua, así que es usado dentro de pocos minutos a medida que se disuelve en el agua.

La principal aplicación del Hidrosulfito de sodio es que es un flujo de polímeros que sirve para comenzar con la remoción de oxígenos, este también es capaz de reducir el hierro férrico o el hierro ferroso, a relación que otros removedores, el resultado es que se solubiliza los hidróxidos de hierro insolubles que pueden ser formados por el temprano contacto del agua con el oxígeno.

La formación del hidróxido de hierro en flujos de polímeros es extremadamente indeseable ya que usualmente resulta en un rápido taponamiento de la inyección de pozos.

## HIDRACINA



La reacción de la hidracina es muy lenta a temperaturas normales de operación y no es usada en operaciones de inyección de agua no0 es un eficiente catalizador a bajas temperaturas y es extremadamente difícil de manejar.

### 3.1.5.4.2.2. EXCLUSIÓN DE OXIGENO

Esto trata de la entrada de oxígeno a través de los aparatos o facilidades de una estación y entre los problemas más comunes tenemos:

#### CAPA DE GAS EN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

Todos los tanques que contengan agua al aire libre podrían tener una capa de gas con oxígeno libre, semejante al gas natural o al nitrógeno, generar una presión de 0.5 a 1 kpa es comúnmente utilizado para regular esto, el regulador debe ser adecuadamente grande para suplir el gas a la máxima caída de presión en el tanque. La presencia de una capa de petróleo en el agua crea nuevos problemas como:

- La capa puede ser inadvertidamente bombeada en el sistema, y contribuir a un taponamiento en el pozo.
- El petróleo puede mantener sólidos suspendidos en el agua, haciendo más eficiente a los agentes de taponamiento.
- Puede funcionar para el crecimiento de bacterias.

### **CAPA DE GAS EN POZOS**

Esta capa de gas es necesaria para prevenir la entrada de oxígeno, uno de los lugares favoritos para que el oxígeno entre es alrededor o a través del cable de energía de bombas eléctricas sumergible.

### **BOMBAS**

El oxígeno también puede entrar a través de las bombas de succión, especialmente cuando una succión neta positiva no es mantenida, otra fuente permite que el oxígeno entre las bombas centrífugas en los sellos agujereados, si existe un agujero en el sello, el aire es succionado dentro de la bomba.

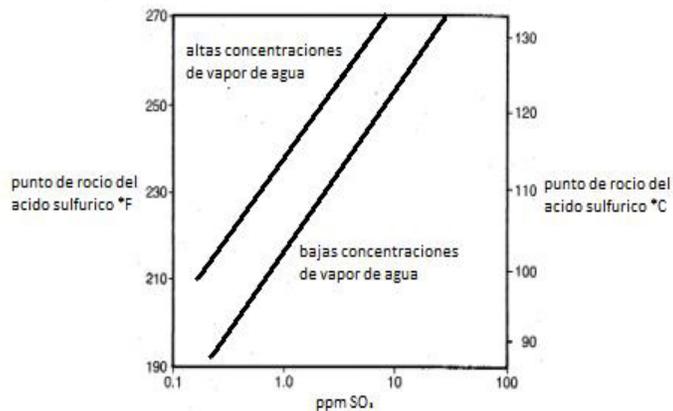
## VÁLVULAS Y CONEXIONES

Son lugares donde el oxígeno tiende a estancarse y su manipulación en cada una de ellas hace difícil la eliminación de las mismas.

### 3.1.5.5. ELIMINACIÓN DE SULFUROS DE HIDROGENO

Figura 3.9

Grafica de la remoción de sulfuros de hidrogeno Según sus puntos de ebullición y rocío



#### 3.1.5.5.1. MÉTODO MECÁNICO

El orden para mecánicamente remover sulfuros del agua, debería ser en forma de gas disuelto.

En valores de pH menores que 5, todos los sulfuros disueltos en agua existen virtualmente como gas  $\text{H}_2\text{S}$ , como el pH sube, mas y mas los iones de

$\text{H}_2\text{S}$  son formados  $\text{HS}^-$  y  $\text{S}^{2-}$ . Así para maximizar el mecanismo de remoción de sulfuros, el pH debe ser lo suficientemente bajo dentro del rango de ácido para convertir más de este compuesto.

Tabla XIV  
Remoción de sulfitos en función del Ph

pH	% del Total de sulfitos despojados como $\text{H}_2\text{S}$
5	98
6	86
7	39
8	6
9	0.6

### **GAS DESPOJADO**

El gas despojado puede ser usado con gas natural, proporcionando que el pH del agua pueda ser reducido a valores de 6.0 o menores esto se logra poniendo ácido aguas arriba. Alternativamente, este gas es puesto en mecheros donde se procede a la combustión del mismo esto es usado en muchas instalaciones, el proceso de combustión podría ser cuidadosamente monitoreada para estar seguro que todo el oxígeno está siendo consumido por la reacción de combustión.

El mechero es usualmente puesto en el fondo de una torre de despoje una de las ventajas de usar un mechero es que este usualmente contiene cerca del 12%  $\text{CO}_2$  que ayudan a mantener el pH del agua bajo en el rango requerido.

## **AERACIÓN**

Esta puede ser usada para la remoción de  $H_2S$  del agua. Este procedimiento satura el agua con aire así como muchas veces causa muchos problemas así mismo los resuelve, hay muchos tipos de aireadores disponibles.

Existen una razón teórica para este procedimiento y es que el oxígeno reacciona con el sulfuro formando agua y dejando azufre libre. Pero la reacción es lenta y el principal mecanismo de aeración es el despojo mecánico.

### **3.1.5.5.2. MÉTODO QUÍMICO**

Los químicos oxidadores y los aldehydos pueden ser usados para remover los sulfuros de hidrogeno del agua. Los oxidadores más comúnmente usados en facilidades aguas petroleras son El cloro el dióxido de cloro y el peróxido de hidrogeno.

#### **3.1.5.5.2.1. QUÍMICOS OXIDADORES**

### **COLORO**

Puede ser usado para reaccionar con pequeñas cantidades de  $H_2S$  teóricamente se requiere de 8.5 ppm de cloro para reaccionar con un ppm de  $H_2S$ .

## **DIÓXIDO DE CLORO**

Es usado como un bactericida en aguas industriales, y también puede ser usado para remover pequeñas cantidades de sulfuro de hidrogeno del agua. Teóricamente se requiere de 2ppm de dióxido de cloro por cada ppm de sulfuro de hidrogeno.

## **PERÓXIDO DE HIDROGENO**

El sulfuro de hidrogeno puede ser reducido por la reacción con el peróxido de hidrogeno. En condiciones de pH ácidos y neutrales, el proceso de reacción es más rápido con la presencia de un catalizador, como el hierro para formar azufre libres.

Teóricamente es requerido 1 ppm de peróxido para disolver 1 ppm de sulfuro de hidrogeno. También hay que estar consciente del potencial corrosivo del peróxido de hidrogeno

### **3.1.5.5.2.2. QUÍMICOS NO OXIDADORES**

#### **ACROLEÍNA**

Es un poderoso biocida así como también un buen removedor de sulfuro de hidrogeno. El producto de la reacción entre el sulfuro de hidrogeno y los aldehídos no es ciertamente conocida. Como sea, se conoce que altos porcentajes de sulfuro de hidrogeno son removidos por la acroleína, típicamente de 4 a 6 ppm de acroleína son necesarios para remover 1 ppm de sulfuro de hidrogeno.

El tiempo de reacción en mucho de los sistemas es de 2 a 20 minutos, también se debe recalcar que para mayor eficiencia del producto este debe de trabajar en aguas cuyos pH estén entre 6 y 8 con temperaturas de operación por debajo de los 149°F (65°C), la acroleína es incompatible con los oxígenos libres y muchos de los inhibidores de corrosión y escala.

#### **FORMALDEHIDOS**

También reaccionan con el sulfuro de hidrogeno la eficiencia de remoción es mucho menor a la de la acroleína tal como se muestra en la tabla XV.

Tabla XV  
Formaldehidos

<b>Reactivos químicos</b>	<b>pH 6</b>	<b>pH 7</b>	<b>pH 8</b>	<b>ASTM salina</b>
Acroleína	99	99	99	99
Dióxido de cloro	>99	>99	68	99
Formaldehidos	20	55	43	60
Peróxido de hidrogeno	99	94	99	87
Hidroclorito De Sodio	>99	99	96	99

### 3.1.5.6. ELIMINACIÓN DEL DIÓXIDO DE CARBONO

La cantidad de dióxido de carbono que puede ser removido del agua depende del pH del agua.

#### 3.1.5.6.1. AERACIÓN

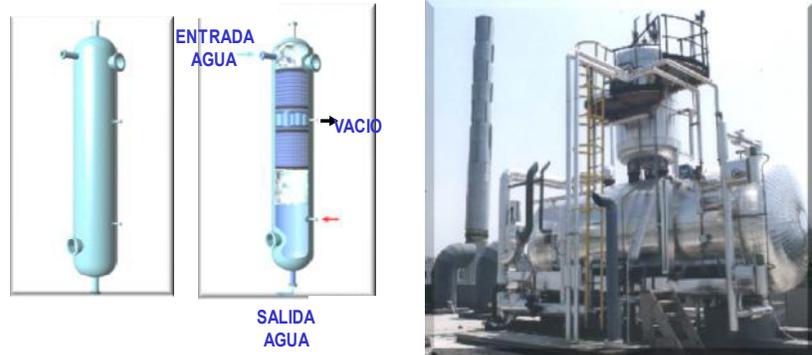
Aeración puede ser usada para la remoción de dióxido de carbono, como este es removido, el pH aumenta, y se pueden formar escalas. También la entrada de aire aumenta la corrosividad.

#### 3.1.5.6.2. TANQUE DESGASIFICADOR

Este proceso es usado para la remoción de CO<sub>2</sub>, este puede ser usado indirectamente para el control de escala ya que baja el pH de 4 a 5 (convirtiendo a todos los bicarbonatos a CO<sub>2</sub>) y luego este pasa a un tanque de despojo donde el pH es neutralizado. Este procedimiento tiene la ventaja de que solo remueve H<sub>2</sub>S disuelto y cualquier oxígeno disuelto.

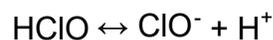
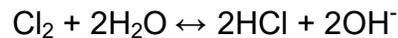
Figura 3.10

Se muestra una figura de una torre de desaeración



### 3.1.6. TRATAMIENTO BACTERIOLÓGICO

El tratamiento bacteriológico común es realizado con cloro, el cual al reaccionar con el agua genera ácido hipoclorito, el cual mata las bacterias presentes. La reacción se muestra a continuación:



Otro tipo de tratamiento es con el hipoclorito de sodio o lejía, el cual debe poseer cloro libre al 10% -15%, los cuales se ubican en botellones. Otro tipo de biocida es el DC – 27, inyectados con una bomba, que van desde los puntos de depósito hasta el punto de inyección, el cual esta después del hidrociclón.

La dosificación del hipoclorito debe ser menor al 1.5 ppm antes de la entrada del filtro, y a la entrada de la torre de desoxigenación en un rango de 0.3 ppm – 0.5 ppm de cloro residual, garantizando así la eliminación de bacterias u otros elementos nocivos.

Por lo general para evitar la inmunidad bacterial al biocida, se Batchea en a la salida del tanque de almacenamiento de agua limpia con diferentes tipos de biocidas, entre los que tenemos DC-340 o DC – 360 los cuales se alternan pasando un día.

La inyección de químicos se la realiza en varios puntos, entre los que tenemos los puntos de captación, como también en la planta de tratamiento de agua.

### 3.1.7. TRATAMIENTO ANTI-CORROSIVO

El tratamiento anticorrosivo siempre se le da al agua, ya que esta siempre tiende a ser ligeramente corrosiva con el hierro. La presencia de cromatos y fosfatos inhiben o reducen la corrosión, pero otras sustancias como las sales, ácidos, sulfuros de hidrogeno, el dióxido de carbono y el oxígeno incrementan su corrosividad. El mayor problema se presenta con el oxígeno disuelto ya que este favorece a la corrosión del hierro.

Los puntos donde se inyectan anti-corrosivos en nuestro campo “X” son:

- A La Salida Del Tanque de almacenamiento de agua: Se dosifica anticorrosivo DC – 675. El cual es soluble al agua y genera una lamina que inhibe la corrosión en las superficies metálicas. Se suele dosificar entre 5 – 10 ppm, todo depende del residual de  $Fe^{++}$  presente.
- A la salida de las bombas de alta presión: el cual no debe tener un residual mayor a 0.1ppm. el inhibidor inyectado es el DC – 150.

## 3.2. TRATAMIENTO PARA EL AGUA DE INYECCIÓN

### 3.2.1. EQUIPOS PARA EL MUESTREO DEL AGUA

Para la recolección del agua usamos dos tipos de recipientes:

- Recipientes plásticos.
- Recipientes de vidrio.

En el siguiente grafico se muestran los equipos usados

Figura 3.11  
Equipos de muestreo



Estos se utilizan en diferentes sitios de recolección:

- La Fuente
- En las líneas de flujo

- Tanque de almacenamiento del agua
- En el pozo inyector
- Debido a que la composición del agua varía con respecto al tiempo esta se debe ser monitorear en los diferentes tipos de equipos en todos los niveles del tratamiento esto quiere decir un monitoreo desde que entra a la planta hasta que esta es inyectada en la formación.

### **3.2.2. EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS**

- Bombas Booster de 30Hp y 1650 rpm
- Líneas de transferencia desde la recolección hasta el tanque de almacenamiento.
- Aireador de capacidad.
- Tanque de mezcla, donde se coloca tratador para su mezcla con el agua airada.
- Tanque de sedimentación con separadores.
- Filtros de membrana de 0.45 micrones.
- Torre de desaeración.

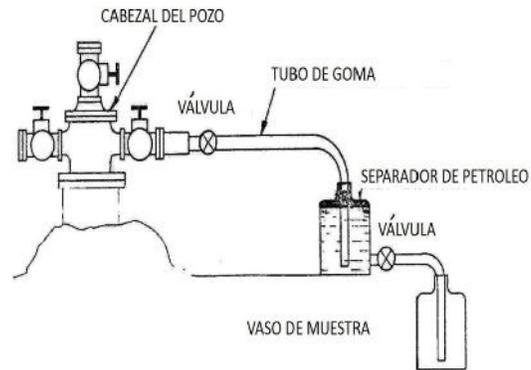
- Tanque de agua limpia con volumen de 33501 bbl con un 33% de exceso del agua de inyección, adjunto a unas bombas de retorno hacia los filtros.
- Del tanque de agua limpia van las bombas de alta presión, las cuales llevan al pozo inyector por una línea de flujo.
- Líneas para inyección de químicos de acero inoxidable, puede ser de  $\frac{1}{4}$ ",  $\frac{1}{2}$ ",  $\frac{3}{4}$ " y hasta 1".
- Bombas dosificadoras de químicos (Series 4300 Electric Driven Injection Pump), trabaja con bajas presiones de 150 psi hasta presiones de 2500 psi

### 3.2.3. RECOLECCIÓN DE MUESTRAS

Procedimiento para la recolección de muestras:

- Conectar la válvula de prueba con un tubo de goma y este a un separador de petróleo, el separador debe estar conectado a una válvula este a un recipiente. Abrir válvula y dejar correr la muestra de agua por menos de un minuto y observe si el color del agua se mantiene constante o no, de no ser constante, esperar que el color del agua sea constante.
- Almacene y etiquete la muestra tomada de la válvula en los recipientes apropiados para enviar al laboratorio y hacer su respectivo análisis

Figura 3.12  
Equipos de muestreo desde un cabezal



### 3.2.4. PROPIEDADES DEL AGUA A TRATAR

Dentro de las propiedades del agua más importantes son:

- Cationes y Aniones.
- Hierro, Calcio, Magnesio, Bario, Sodio.
- Sulfuros, Bicarbonatos, Carbonatos y Cloruros.
- Ph.
- Alto pH, precipitación.
- Bajo pH, corrosión.

- Bacterias.
  - Aeróbicas (presencia de oxígeno).
  - Anaeróbicas (sin presencia de oxígeno).
- Sólidos suspendidos y disueltos.
- Petróleo.
- Materia orgánica e inorgánica.
- Turbidez
- Calidad del agua
- Gases disueltos.
- Temperatura.
- Conductividad.
- Calidad del agua.

### 3.2.5. PARÁMETROS REQUERIDOS

Durante todo proceso de inyección de agua siempre son requeridos los parámetros establecidos por la empresa o por el estado, ya que estos son los límites que se pueden usar sin causar un mayor daño a la formación.

Los parámetros requeridos en nuestro campo "X" son:

Tabla XVI  
Parámetros requeridos en nuestro campo "X"

<b>Parámetros</b>	<b>Rangos requeridos</b>
Potencial de hidrogeno	<b>6-7.5</b>
Color verdadero	<b>&lt; 25 ppm</b>
Turbidez	<b>&lt; 2 NIU</b>
Alcalinidad	<b>&lt; 50 ppm</b>
Dureza	<b>&lt; 40 ppm</b>
Oxigeno disuelto	<b>&lt; 50 ppb</b>
Residual de hierro	<b>&lt; 2 ppm</b>
Cloro residual	<b>0,5 – 0.3 ppm</b>
Sólidos suspendidos	<b>&lt; 50 ppm</b>
Índice de estabilidad de Langelier	<b>Si &lt; 0.5 corrosivo Si &gt; 0.5 incrustante</b>
Contenido bacteriológico total	<b>&lt; 1x10<sup>5</sup> colonias/mL</b>

### 3.2.6. PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO

Los resultados de todos los procedimientos de laboratorio en nuestro campo "X" se muestran en el *Apéndice VII*.

#### 3.2.6.1. ALCALINIDAD

Se refiere a la capacidad del agua para neutralizar ácidos. La presencia de carbonatos ( $\text{CaCO}_3$ ), bicarbonatos ( $\text{HCO}_3$ ) e hidróxido (OH) son lo más común de la alcalinidad de las aguas de río.

El método está basado en una titulación con ácido Sulfúrico a 0.02N usando dos tipos de indicadores "fenolftaleína" y "anaranjado de metilo", los cuales miden la neutralización del hidróxido con la mitad de carbonatos y el bicarbonato respectivamente.

Reactivos de alcalinidad:

- **Acido sulfúrico 0.02N:** se toma 20 ml de Ácido Sulfúrico 1N y se lo titula con 1000ml de agua destilada. Estandarizar la solución contra Carbonato de Sodio por 12h usando indicador de naranja de metilo.
- **Solución indicadora de fenolftaleína:** disolver 5gr de sal disódica de fenolftaleína en 1 litro de agua destilada.
- Disolver 5gr de fenolftaleína en 500ml de alcohol etílico al 95% y adicionar 500ml de agua.

- **Solución indicadora anaranjado de metilo:** disolver 500mg de metilo en 1 litro de agua destilada.

Procedimiento:

- Tomar 50 ml de la muestra.
- Adicionar de 3 a 4 gotas de solución indicadora (fenolftaleína)
- Titular con ácido Sulfúrico a 0.02 N hasta obtener un punto final incoloro.
- Anotar los mililitros gastados como  $V_F$ .
- Adicionar de 3 a 4 gotas de solución indicadora de anaranjado de metilo “amarillo “.
- Titular con ácido Sulfúrico a 0.02 N hasta obtener un punto final de color canela o rojizo.
- Anotar los mililitros gastados como  $V_T$

Cálculos:

## Alcalinidad F

- Ppm de  $\text{CaCO}_3 = V_F \times K \times 20$

## Alcalinidad M

- Ppm de  $\text{CaCO}_3 = V_T \times K \times 20$

## Donde:

$V_F$  = volumen de ácido sulfúrico, 0.02N.

$V_T$  = volumen total usado de ácido sulfúrico, 0.02N.

$K$  = constante del ácido sulfúrico, 0.02N.

Con los valores de alcalinidad obtenidos, podemos determinar las relaciones de hidróxido, carbonatos y bicarbonatos mediante la siguiente tabla:

Tabla XVII  
Tabla de resultados por la titulación

Resultados de la titulación	Hidróxidos alcalinidad como $\text{CaCO}_3$	Carbonatos alcalinidad como $\text{CaCO}_3$	Bicarbonatos alcalinidad como $\text{CaCO}_3$
$F = 0$	0	0	M
$F < \frac{1}{2} M$	0	2F	M - 2F
$F = \frac{1}{2} M$	0	2F	0
$F > \frac{1}{2} M$	$2F - M$	$2(M - F)$	0

Las alcalinidades obtenidas en los cálculos anteriores deben ser multiplicadas por 1.06 que es un factor de error.

### 3.2.6.2. CONDUCTIVIDAD

El cálculo de conductividad se da para conocer la capacidad del agua para conducir una corriente eléctrica, debida así a la concentración de sustancias ionizadas en el agua. Se usa una corriente para determinar la pureza del agua desmineralizada y los sólidos suspendidos totales.

La muestra debe ser tomada en el río y después del filtro para ver la relación de conductividad de la muestra al inicio y al final del filtro.

#### Equipo usado:

**Medidor Hach Modelo 16300:** El método de medida usado por este equipo es directo, con esto podemos medir la conductividad en un rango de 0 -20000  $\mu\Omega/\text{cm}$ , en escalas de 0 -2; 0 - 20; 0 - 200; 0 - 2000; 0 - 20000. Temperaturas de 0 a 100 °C. El método de calibración es con una sustancia estándar de Cloruro de sodio, que es de 1000mg/L, que nos da 1990  $\mu\Omega/\text{cm}$ .

Operación:

- **Chequeo de la batería**, para esto nosotros debemos presionar el botón de encendido. Luego de esto, presionar el botón de chequeo de batería
  
- **Medición de la conductividad**, se debe hacer lo siguiente:
  - Conectar la probeta en el “PROBE INPUT”.
  
  - Encender el equipo “ON”, chequear la batería.
  
  - Buscar el rango alto (0 – 20000) y sumergir la probeta en el vaso que contiene, asegurarse de que no haya burbujas de aire cerca del electrodo.
  
  - Dejar que se estabilice por lo menos 10 segundos antes de la lectura. Si la lectura cae en un 10 % más abajo del rango, ubicar en un rango más bajo.
  
  - Repetir el proceso hasta obtener el rango adecuado y leer su conductividad en  $\mu\Omega/\text{cm}$ . En caso de que la conductividad de la muestra sea más alta que el rango, esta deberá ser diluida.
  
  - Limpiar los instrumentos con agua destilada.

Cálculos:

**Ecuaciones para 100 ml de volumen final**, estos cálculos se dan solo en el caso que el rango está por debajo del valor de conductividad.

En el ejemplo a continuación, la muestra es diluida con un agua de 2000  $\mu\Omega/\text{cm}$  de 10ml a 100ml, con un valor de conductividad de 5800  $\mu\Omega/\text{cm}$ . Los cálculos se muestran a continuación:

$$C = \frac{100 \times C_{\text{indicada}} - C_{\text{agua diluida}} \times (100 - V_{\text{diluido}})}{V_{\text{muestra}}}$$

### 3.2.6.3. DETERMINACIÓN DE DUREZA

La determinación de la dureza no es más que la medición del contenido de calcio y magnesio en una muestra por titulación de un agente orgánico secuestrante llamado EDTA cuyo pH se ha amortiguado con una solución buffer, al cual le colocamos un colorante orgánico que es el Eriocromo Negro, el cual nos sirve como indicador de iones calcio y magnesio. Cuando existe cambio de coloración de rojizo a azulado, se dice que el calcio y el magnesio fueron secuestrados.

En este tipo de procedimiento se la muestrea en nuestra fuente "río", o después del separador en el caso de un estación de producción.

Reactivos y soluciones:

Entre los reactivos para la dureza tenemos:

- **Solución estándar de EDTA 0.01 M ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{C}_{10}\text{H}_{12}\text{O}_8\text{N}_2\text{H}_2\text{O}$ )**, lo preparamos pesando 3.723 gr de polvo seco de ácido etilen di-amino tetra-acético, sal disódica di-hidratada; y disolver con agua para luego diluir a 1 L. esta solución corresponde a 0.01M, o sea, 1 ml = 1 mg de  $\text{CaCO}_3$ .
- **Solución estándar de EDTA 0.02 M ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{C}_{10}\text{H}_{12}\text{O}_8\text{N}_2\text{H}_2\text{O}$ )**, lo preparamos pesando 7.44 gr de polvo seco de ácido etilen di-amino tetra-acético, sal disódica di-hidratada; y aforamos en 1L de agua, 1 ml = 2 mg de  $\text{CaCO}_3$ .

El indicador de Murexide (Purpurato de Amonio) lo preparamos así:

- Pesamos 200mg de Murexide y mezclamos con 100gr de cloruro de Sodio solido pulverizado.

Procedimiento:

- Dureza total:
  - Tomar 50 ml de la muestra.
  - Adicionar 2 a 3ml de solución Buffer.
  - Adicionar de 4 a 5 gotas de indicador de Eriocromo negro T.
  - Titular con solución de EDTA (1ml = 1mg de CaCO<sub>3</sub>).
  - Para los cálculos tomamos la siguiente ecuación:

$$D_T \text{ de } CaCO_3 = V \times 20_{\text{ppm}}$$

Donde:

V= volumen total de EDTA usado.

- Dureza cálcica:
  - Tomar 50 ml de la muestra.

- Adicionar 2 ml de NaOH al 1N.
- Adicionar de 0.2 a 0.3 gr de polvo indicador de "Murexide".
- Titular con solución EDTA (1ml = 1mg de CaCO<sub>3</sub>).
- Para los cálculos tomamos la siguiente ecuación:

$$D_{Ca} \text{ de } CaCO_3 = V \times 20_{ppm}$$

Donde:

V= volumen total de EDTA usado.

- Dureza magnésica
  - La obtenemos de la resta de la dureza total con la dureza cálcica.

$$D_{Mg} \text{ de } CaCO_3 = D_T - D_{Ca} \text{ ppm}$$

#### 3.2.6.4. PRESENCIA DE HIERRO

La presencia de hierro en el tratamiento de aguas de inyección, es un factor muy importante, debido a que este porcentaje varía mucho dependiendo de la fuente de abastecimiento. El hierro de las aguas saladas o de mar, se encuentra presente en forma de sales ferrosas ( $\text{Fe}^{++}$ ) o solubles que es oxidado con facilidad a hierro férrico ( $\text{Fe}^{+++}$ ) insoluble cuando esta entra en contacto con el oxígeno.

Por lo general el hierro ocasiona problemas de corrosión en los sistemas de generación de vapor y en los sistemas de calderas; causando fallas en las tuberías o equipos. Otros de los sitios donde se generan problemas son a la salida de la torre de desaeración, a la salida del tanque de almacenamiento, a la salida de las bombas (residual máximo de hierro de 0.1ppm) y en los pozos inyectoros, por lo cual se inyecta un inhibidor de corrosión DC – 150 a la salida de las bombas de alta presión.

Debido a esto se debe seguir un monitoreo diario en el cual se toma 1 galón de agua de cada uno de los pozos inyectoros para realizar los análisis respectivos.

El principio del método que nosotros usaremos es el de convertir el hierro férrico en hierro ferroso solubilizado con ácido, con el uso de clorhidrato de hidroxilamina para formar un complejo de color rojo naranja con 1.1 Fenantrolina. La proporcionalidad del color está en función del grado de hierro ferroso presente en el agua, el cual es medido espectrofotométricamente. Con la lectura y la curva de calibración para hierro se determina su contenido en ppm.

Reactivos y soluciones:

- **Solución de Hidroxilamina**, disolver 10g de  $\text{NH}_2\text{OH}\cdot\text{HCl}$  (hidroclorato de hidroxilamina) en 100ml de agua destilada.
- **Solución Buffer de acetato de amonio**, disolver 250g de  $\text{NH}_4\text{C}_2\text{H}_3\text{O}_2$  en 150ml de agua destilada. Adicionar después 700ml de ácido acético concentrado.
- **Solución de Fenantrolina**, disolver 100mg de  $\text{C}_{12}\text{H}_8\text{N}_2\cdot\text{H}_2\text{O}$  (Fenantrolina monohidratada) en 100ml de agua destilada “agitar”. Calentar la solución a 80 °C, procurar no hervir (si se oscurece, desechar), sino no se desea calentar se puede adicionar 2 gotas de HCl al agua destilada.
- **Solución Stock de hierro** (sulfato de amonio ferroso), adicionar 20ml de ácido sulfúrico concentrado a 50ml de agua destilada, lentamente, luego de esto, disolver 1.4g de sulfato ferroso de amonio ( $\text{Fe}(\text{NH}_4)_2(\text{SO}_4)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ), adicionar gota a gota el permanganato de potasio 0.1N (hasta un ligero color rojo). Finalmente diluir con agua libre de hierro hasta 1000ml y mezclar.

Procedimiento:

- Tomar 50ml de la muestra en un frasco de Erlenmeyer de 125ml.
- Adicionar 2ml de HCl concentrado.
- Adicionar 1ml de solución Hidroxilamina.
- Adicionar varias perlas de vidrio y evaporar hasta que tengamos un volumen de 20ml de la muestra.
- Enfriar a temperatura ambiente (22 °C), y transferir a un frasco volumétrico de 100ml.
- Adicionar 10ml de acetato de amonio (solución Buffer) y 2ml de solución Fenantrolina.
- Diluir hasta los 100ml con agua destilada.
- Mezclar completamente y dejar reposar por 10 minutos para desarrollar color.
- Pasar a una celda de espectro-métrico y realizar una lectura con una longitud de onda de 510nm.
- Compara la lectura con la curva de calibración y observar resultados en ppm.

### 3.2.6.5. PRESENCIA DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS

Los sólidos suspendidos son un gran problema ya que estos se suelen concentrar en los intercambiadores de calor, calderos y líneas de agua, generando problemas.

Para determinar la cantidad de sólidos suspendidos usamos el método de mili-poros el cual consta de un filtro de 45 micras de malla (peso constante), al cual se lo hace pasar por una corriente de agua de inyección hasta que se llene una probeta de 1000 ml entonces la relación masa/ volumen nos da la concentración de sólidos en PPM.

#### Procedimiento:

- **Método directo:**

Se determina de forma directa por evaporación del agua y pesada del residuo salino. En cápsula de porcelana a peso constante evapore los 1000ml de la muestra. La diferencia de pesos son los mg/L de sólidos disueltos.

- **Método matemático:**

Otra forma de determinar es mediante cálculos de conductividad eléctrica del agua medida por medio de un puente de conductividad, y siguiendo el proceso se toma el pH.

$$\text{Si pH} < 8.5 \quad \text{T.S.D.} = C \times 0.67$$

$$\text{Si pH} > 8.5 \quad \text{T.S.D.} = C \times 0.75$$

Donde:

pH = Es el potencial de Hidrogeno.

T.S.D = Sólidos Totales Disueltos en el agua muestra, ppm.

C = Conductividad Eléctrica del agua muestra.

Para el cálculo de sólidos totales se hace una simple suma:

$$ST = SS + STD$$

Donde:

ST = Total de Sólidos.

SS = Sólidos en Suspensión.

T.S.D. = Sólidos Totales Disueltos.

- **Método indirecto:**

Para medir los sólidos totales, se mide 25ml de la muestra en la capsula de evaporación previamente tratada. Luego de la evaporación se pasa la capsula a una estufa a los 105 °C, aproximadamente 1h y se pasa a desecador hasta peso constante.

Para los cálculos usamos la siguiente ecuación:

$$ppm\ ST = \frac{mg_{residuo} \times 1000}{ml_{de\ la\ muestra}}$$

Para medir los sólidos totales Disueltos, la muestra se filtra y este filtrado se evapora en la capsula tratada. El residuo remanente de la evaporación se seca en una estufa a 105 °C y se pasa a desecador a peso constante.

Para los cálculos usamos la siguiente ecuación:

$$ppm\ STD = \frac{mg_{residuo} \times 1000}{ml_{de\ la\ muestra}}$$

Finalmente con estos valores podemos calcular el SS:

$$ppm\ SS = ppm\ ST - ppm\ STD$$

- **Otro método para la determinación de sólidos suspendidos**

En la balanza electrónica se toma el peso de la membrana a utilizarse, que tiene un diámetro de 47mm y un tamaño de 0.45 micrómetros, por donde se filtra la muestra. El equipo utilizado para hacer la filtración depende de la turbidez de la muestra del agua, porque si los NTU son altos, no se puede filtrar debido a que la membrana se tapona, este equipo solo trabaja con 300ml. Luego de que la membrana es colocada en la estufa, que se debe encontrar a 30 o 40 °C durante 30 minutos. Finalmente en el desecador se dejan las membranas por 15 minutos, para proceder a medir el peso de la membrana.

Para el cálculo de los sólidos suspendidos, aplicamos la siguiente fórmula:

$$ppm\ SS = \frac{(P_F - P_I)}{V}$$

Donde:

SS = Sólidos Suspendidos en el agua.

P<sub>F</sub> = Peso final de la membrana, mg.

P<sub>I</sub> = Peso inicial de la membrana, mg.

V = Volumen del agua de la muestra filtrada.

### 3.2.6.6. PRESENCIA DE SULFATOS

La presencia de los sulfatos es muy importante debido a que estas aumentan la alcalinidad en las zonas de calderas o en torres de enfriamiento. Además que en estas pueden existir las bacterias sulfatos reductoras, las cuales generan gran problemas en nuestro campo.

El método usado para la eliminación de los sulfatos, es hacer que este se precipite como sulfato de bario en presencia del cloruro de bario, formándose una suspensión. Para la estabilización del pH se agrega glicerina y cloruro de sodio. La intensidad del calor es medida con un espectrofotómetro y su lectura es llevada a la curva de estabilización para determinar el contenido de sulfatos.

Las muestras para el análisis de sulfatos se las toma a la salida de la torre de desaeración por método químico, y a la salida del tanque de almacenamiento, donde los rangos deben ser menores a 1ppm

#### Reactivos:

- **Solución de glicerina (1 + 1)**, mezclar un volumen de glicerina con un volumen de agua.
- **Solución ácida de cloruro de sodio**, disolver 240g de cloruro de sodio con un litro agua destilada que contenga 20 ml de ácido clorhídrico, filtrar.
- **Cristales de Cloruro de bario ( $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ )**

- **Solución estándar de sulfatos de 100ppm**, (1ml = 0.1mg SO<sub>4</sub>) disolver 0.1479g de sulfato de sodio anhidro (Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> . H<sub>2</sub>O) en un litro de agua destilada.

Procedimiento:

- Filtrar la muestra en el caso que sea necesaria.
- Tomar 25 ml de la muestra filtrada y adicionarle 10ml de solución ácida de cloruro de sodio.
- Adicionar 1 cucharadita de cloruro de bario y 10 ml de glicerina (1+1).
- Aforar a 50ml con agua destilada y agitar la solución.
- Realizar la lectura del espectrofotómetro, con longitud de onda de 380nm.
- Correr un blanco con agua destilada, y reactivos, para encerar el espectrofotómetro.
- Compara la lectura vs. Concentración de sulfatos.
- Limpiar los instrumentos.

### 3.2.6.7. TURBIDEZ

El termino turbidez se refiere a la presencia de sólidos suspendidos en el agua y estos reducen su transparencia, estos son debidos por los microorganismos, los plancton, el limo o las arcillas, entre otras, por lo tanto se dice que la turbidez es el grado de opacidad o dispersión de la luz debida a estos sólidos suspendidos.

Equipo usado:

- **Turbidimetrico HACH modelo 2100<sup>a</sup>**, usa rangos de 0 – 100 y de 0 – 1000 NTU, el banco de celdas se lo deposita en el interior del compartimiento de celdas del turbidimetrico y sobre la celda con la muestra.

Para la calibración del instrumento lo realizamos con soluciones de “FORMAZIN”, un material que puede ser preparado por síntesis.

La unidad que se usa es: “la Unidad Nefelometrica de Turbidez” = NTU

### 3.2.6.8. CONTENIDO DE OXIGENO DISUELTO

El análisis de contenido de oxigeno disuelto se los hace a la salida de la torre desoxigenadora, al cual se inyecta un atrapador de oxigeno el cual es el bisulfito de amonio a una tasa de 4GPD. A la salida de la torre de desoxigenación debe haber unos 100 – 200 ppm de O<sub>2</sub>.

Para estos rangos se recomienda el uso de Kits Vacu-vials para determinación de oxígeno disuelto. Este equipo usa rangos de 0 – 100ppm, 100 – 1400ppm. Este Kit necesita el uso de un fotómetro V-2000 o un espectrofotómetro que acepte cubetas de 13mm de diámetro. La descripción del equipo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla XVIII  
Descripción de equipo Vacun-Vials

Descripción	Tipo	Rango	Cantidad	Código kit	Código recambio
Oxígeno (Disuelto)	Vacu-vials	0,1-1,4 ppm	30	2080K7553	-----
Vaso para muestra, 25 mL	Vacu-vials	-----	6	-----	2080A0013
Tubo de muestreo	Vacu-vials	-----	6	-----	2080A0020
Pinza adhesiva	Vacu-vials	-----	6	-----	2080A0022
Ampolla para blanco	Vacu-vials	-----	5	-----	2080A0023
Oxígeno (Disuelto)	Vacu-vials	0,1-1,4 ppm	30	2080K7553	-----

A la salida del tanque de almacenamiento, debe haber unos 10 a 20 ppb de O<sub>2</sub>. A la salida de este, se inyecta un inhibidor de corrosión.

Se recomienda el uso de Kits rápidos para determinación de oxígeno disuelto. Este equipo usa rangos de 0 – 20ppb con un límite de detección de 1ppb. La descripción del equipo se muestra en la siguiente tabla:

Tabla XIX  
Descripción de un Kit rápido para Oxígeno disuelto.

Descripción	Tipo	Rango	Cantidad	Código kit	Código recambio
Oxígeno (Disuelto)	CHEMets ULR	0-20 ppb	30	2080K7511	-----
Recambio ampollas	CHEMets ULR	-----	30	-----	2080R7511
Comparador	CHEMets ULR	-----	1	-----	2080C7511
Vaso para muestra, 25 mL	CHEMets ULR	-----	6	-----	2080A0013
Tubo de muestreo	CHEMets ULR	-----	6	-----	2080A0020
Pinza adhesiva	CHEMets ULR	-----	6	-----	2080A0022

Procedimiento:

- Se introduce la ampolla CHEMET dentro del toma muestra.
- Se presiona la punta de la ampolla, sumergida en el agua, hasta lograr que esta se rompa de modo que el contenido de la ampolla se mezcle con el agua a analizar.
- Agite la ampolla, teniendo cuidado de que no entre aire al interior de esta. Se determina el contenido de oxígeno disuelto con la flauta estándar de colores.

### **3.2.6.9. CONTROL BACTERIAL**

Para el control bacterial se usa el hipoclorito de sodio, el cual es altamente corrosivo y un biocida. Se suele bachear 15 galones alternando un día.

Entre los biocidas tenemos el DC-340 y DC-360, los cuales se los alternan para evitar la inmunidad de las bacterias.

#### **3.2.6.9.1. SISTEMA DE CONTEO DE BACTERIAS AERÓBICAS**

Las bacterias anaeróbicas son aquellas que se desarrollan en presencia de oxígeno, para realizar un cultivo, se utilizan 6 celdas selladas con un líquido propicio para el crecimiento bacteriológico; estas celdas deberán ser refrigeradas.

Este control bacterial se realiza a la salida de los tanques de almacenamiento, antes de las bombas de alta presión.

##### Procedimiento:

- Enumerar las celdas del 1 al 6.
- Con una jeringa, tome 1ml de agua de muestra, e inyecte a la celda 1, agite.

- De la primera celda ya agitada, tome 1ml e inyéctelo en la 2 celda.
- Haga esto de manera sucesiva hasta llegar a la celda 6, a la cual se le toma también 1ml, pero este se desecha.
- Guarde durante 7 días las celdas en un lugar que tenga la misma temperatura del sitio de muestreo, el cual es la salida del tanque de almacenamiento del agua de inyección.
- Después del periodo de incubación bacterial (7 días), se procede a contar el numero de celdas que han cambiado de color (de rojizo a amarillo), y se determina el numero de colonias por  $\text{cm}^3$  de agua, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla XX  
 Conteo bacterial después de 7 días de incubación.

Numero de celda	Cantidad Col. Bact./c.c. agua	Tono amarillo
1	0 -10	Si
2	10 – 100	Si
3	100 – 1000	Si
4	1000 – 10000	Si
5	10000 - 100000	Si
6	100000 – 1000000	Si

### **3.2.6.9.2. SISTEMA DE CONTEO DE BACTERIAS ANAERÓBICAS**

Las bacterias anaeróbicas o sulfato-reductoras (SRB) se desarrollan en ausencia de oxígeno, para realizar su conteo se utilizan tubos de SANI-CHECK SRB.

#### Equipo usado:

Para la determinación del color verdadero se usa un espectrofotómetro, con el agua filtrada con una membrana de 0.45 micrones. Lo primero que se hace en el espectrofotómetro es elegir el modelo #120 (con longitud de onda = 455 nm), para luego encender el equipo con 25ml de agua destilada.

Finalmente en la celda de 25ml de agua se deposita el agua de muestra y se toma la medida de color. El color estándar es de 1mg/L de PtCo.

#### Procedimiento:

- Abrir el tubo de SANI-CHECK sacándole el sello protector, para poder remover la tapa.
- Con una pinza, coger el aplicador e instalarlo en el agua de muestra durante 5 segundos.
- Sacar el exceso de agua del aplicador.

- Introducir el aplicador en el tubo agar, teniendo cuidado de centrarlo.
- Añadir 3 gotas de aceite mineral, que evita el contacto del agar con el oxígeno.
- Añadir una tableta de CO<sub>2</sub>, que se encarga de remover el oxígeno que está en el tubo de agar.
- Durante 5 días dejar encubando las bacterias anaeróbicas, en un ambiente similar al sitio de muestreo (salida del tanque de almacenamiento del agua de inyección).
- Revisar cada día el cultivo, hasta que el tubo de agar se haga de coloración negra. Entonces:
  - Si el primer día cambia a negro, se tiene más de 10<sup>6</sup> SRB/ ml de agua.
  - Si al segundo día cambia a negro, se tiene más de 10<sup>5</sup> SRB/ml de agua.
  - Si al tercer día cambia a negro, se tiene más de 10<sup>4</sup> SRB/ml de agua.
  - Si al cuarto día cambia a negro, se tiene más de 10<sup>3</sup> SRB/ml de agua.

- Si al quinto día cambia a negro, se tiene más de  $10^2$  SRB/ml de agua.

Suponiendo que exista más de  $10^5$  bacterias SRB/ml de agua, se dice que tiene un alto contenido bacterial.

Si tenemos entre  $10^3$  y  $10^4$  SRB/ml de agua, se dice que tiene un moderado contenido de bacterias.

Si tenemos entre  $10^2$  y  $10^3$  SRB/ml de agua, se dice que tiene bajo contenido de bacterias.

Si el contenido de SRB/ml de agua es menor a  $10^2$ , se dice que el contenido bacterial es insignificante.

### **3.2.6.10. POTENCIAL DE HIDROGENO**

El potencial de hidrogeno es un medidor de la concentración de iones de hidrogeno, el pH nos da la medida de acidez o de alcalinidad de una muestra, su rango esta de 0 a 14, donde 7 es el valor neutro. Los valores por encima de 7 indican alcalinidad, lo que produce precipitación de  $\text{CaCO}_3$ ; caso contrario acidez que representa corrosión.

Para determinar el pH se usa un potenciómetro, el cual usa electrodos de vidrio sumergidos en la muestra tomada del agua del pozo inyector. Este aparato debe ser calibrado para dar lecturas en términos de pH. Otro sitio donde se puede medir el pH es en la cabeza del pozo inyector con un kit de campo.

Tabla para prepara soluciones buffer para calibrar el potenciómetro:

Tabla XXI  
**Solución Buffer pH-7**  
 50ml de  $H_2KPO_4$ ; X = ml NaOH 0.1M diluido a 100ml con  $H_2O$

pH	X	Valor de Buffer
5.8	3.6	---
5.9	4.6	0.01
6.0	5.6	0.011
6.1	6.8	0.012
6.2	8.1	0.015
6.3	9.7	0.017
6.4	11.6	0.021
6.5	13.9	0.024
6.6	16.4	0.027
6.7	19.3	0.03
6.8	22.4	0.033
6.9	25.9	0.033
7.0	29.1	0.031
7.1	32.1	0.028
7.2	34.7	0.025
7.3	37	0.022
7.4	39	0.02
7.5	41.1	0.018
7.6	42.8	0.015
7.7	44.2	0.012
7.8	45.3	0.01
7.9	46.1	0.07
8.0	46.7	---

- **Solución de fosfato de potasio monobásico 0.1M**, pesar 13.609g de fosfato de potasio monobásico previamente secado y disolver con agua hervida aforando a un litro.

- **Solución de hidróxido de sodio 0.1M**, pesar 4g de NaOH, disolver con agua hervida, aforando a un litro.

Para un litro de solución pH-7, mezclar 500ml de fosfato de potasio monobásico con 291ml de solución de hidróxido de sodio y aforar con agua hervida.

Tabla XXII  
**Solución Buffer pH-10**  
 50ml de una mezcla 0.1M con respecto de ambos KCl y H<sub>3</sub>BO<sub>3</sub>, X = ml  
 0.1M de NaOH, diluido a 100ml con agua.

pH	X	Valor de Buffer
8.0	3.9	---
8.19	4.9	0.01
8.2	6	0.011
8.3	7.2	0.013
8.4	8.6	0.015
8.5	10.1	0.016
8.6	11.8	0.018
8.7	13.7	0.02
8.8	15.8	0.022
8.9	18.1	0.025
9.0	20.8	0.027
9.1	23.6	0.028
9.2	26.4	0.029
9.3	29.3	0.028
9.4	32.1	0.027
9.5	34.6	0.024
9.6	36.9	0.022
9.7	38.9	0.019
9.8	40.6	0.016
9.9	42.2	0.015
10.0	43.7	0.014
10.1	45	0.013
10.2	46.2	---

- **Solución 0.05m DE Bicarbonato de Sodio**, pesar 4.2g de bicarbonato de sodio previamente secado y disolver con agua hervida aforando a un litro.
- **Solución de hidróxido de sodio 0.1M**, pesar 4g de NaOH, disolver con agua hervida, aforando a un litro.

Para un litro de solución pH-10, mezclar 500ml de bicarbonato de sodio con 107ml de solución de hidróxido de sodio y aforar a un litro.

### 3.2.7. COMPUESTOS QUÍMICOS COMUNES USADOS EN EL CAMPO

Los químicos usados para el tratamiento químico en una planta de tratamiento en general se clasifican de la siguiente manera dados por una empresa química:

- Sea por su **función**:
  - Bactericidas.

Tabla XXIII  
Bactericidas proporcionados

<b>Producto</b>	<b>Descripción</b>
Myacide	Biocida
T352	Glutaraldehydos
Xcide	Biocida

- Anti-escala.

Tabla XXIV  
Anti-escalas proporcionados

<b>Product</b>	<b>Descripción</b>
Alkapams	Poliacrilamidas
Inhibi-drill	Amino
Cloruro de Potasio	KCl
Sulfato de Potasio	K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
QM-12	Sales de Silicato
Soltex	Sulfonato de Sodio de Asfalto

- Anti-corrosivo.

Tabla XXV  
Anti-corrosivos proporcionados

<b>Product</b>	<b>Descripción</b>
Corinox	Removedor de O <sub>2</sub>
HSO-600W	Removedor de sulfuro base agua
TDL-13	Inhibidor de corrosión
TDL-34	Inhibidor de corrosión
Carbonato de Zinc	Removedor de sulfuro

- Floculantes.

Tabla XXVI  
Floculantes proporcionados

<b>Product</b>	<b>Descripción</b>
Alkapams	Poliacrilamida
Envirofloc	Calico nitrato de amonio
Percols	Poliacrilamida

- Emulsificadores.

Tabla XXVII  
Emulsificadores proporcionados

<b>Product</b>	<b>Descripción</b>
Q'Mul I	Emulsificador primario
Q'Mul II	Emulsificador secundario
Versamod	Modificador de viscosidad

### 3.3. PROBLEMAS COMUNES

Los problemas más comunes producidos en el campo son la corrosión, debida a los cambios de pH del agua, por los cambios de temperatura, o por la presencia de gases no deseados como el O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S; la formación de escalas, que no es más que la acumulación de sedimentos, generando un taponamiento y una alza de presión en la línea, estos son comunes en las zonas de la tubería donde existen restricciones; los sólidos suspendidos, este es el problema más común, ya que son todas las partículas que se encuentran presentes en el fluido en forma suspendida, esta ocasiona escalas y taponamientos; la presencia bacteriana es otro factor importante ya que este al igual que los sólidos suspendidos generan taponamiento; existen otros factores pero solo especificaremos los más importantes y comunes.

Ahora presentaremos de forma más detallada todos los problemas que se presentan en nuestro campo "X":

### **3.3.1. CÁLCULOS DE SOLUBILIDAD**

Los cálculos de de solubilidad o índices de escalas pueden ser usados para predecir la formación de ciertos tipos de escalas. Los valores obtenidos para estos cálculos pueden ser procedidos a tomar solamente como una guía o pauta. El grado que indique de la “tendencia de escala”, o la probabilidad de la formación de la escala. Las asunciones simplificando han sido hecho en la derivación de cada ecuación: la solubilidad en las aguas naturalmente ocurriendo es un fenómeno complejo.

Si usted está mirando una posible fuente de agua, usted debe evitar aquéllos que muestran tendencias de escala o provisión de la hechura para el tratamiento en su planificación.

Para un cálculo de la tendencia de una escala en un sistema ya existente, se debe poner mucha atención en los factores de formación de la escala los cuales pueden empezar con la inspección de señales en el sistema. Los cálculos de solubilidad son herramientas altamente útiles pero no deben tener mayor influencia que la experiencia.

#### **3.3.1.1. BASES PARA EL CÁLCULO DE SOLUBILIDAD**

Todos los métodos para la predicción de la escala son basados en medidas de laboratorio con compuestos específicos y en condiciones de equilibrio. Normalmente, las solubilidades son medidas en aguas sintetizadas bajo un rango de temperaturas a presión atmosférica.

### 3.3.1.1.1. PRODUCTO PRINCIPAL DE LA SOLUBILIDAD

Cuando se agrega sal soluble económicamente en el agua, los cationes y los aniones de la celosía de cristal del paso sólido en la solución hasta que la solución se sature. En la solución saturada existe un equilibrio entre el ion en la solución y el ion presente en el sólido de la celosía de cristal.

Usando sulfato de bario un ejemplo:



Tomando a una temperatura y presión, el producto de las actividades de los iones saturados en la solución es constante y es llamado **constante termodinámica producto de la solubilidad,  $K_{sp}$**

$$K_{sp} = a_{\text{Ba}^{++}} \times a_{\text{SO}_4^-}$$

Donde:

$a_{\text{Ba}^{++}}$  = ion activo de Bario

$a_{\text{SO}_4^-}$  = ion activo sulfato

La actividad de un ion es definida como el producto de la concentración de iones y su coeficiente de actividad.

$$a_{\text{Ba}^{++}} = C_{\text{Ba}^{++}} \times \gamma_{\text{Ba}^{++}}$$

$$a_{\text{SO}_4^{=}} = C_{\text{SO}_4^{=}} \times \gamma_{\text{SO}_4^{=}}$$

Donde:

$C_{\text{Ba}^{++}}$  = concentración de moles /L de  $\text{Ba}^{++}$

$C_{\text{SO}_4^{=}}$  = concentración de moles/L de  $\text{SO}_4^{=}$

El coeficiente de actividad está en función de la temperatura, presión y su fuerza iónica.

Es a menudo conveniente incluir los coeficientes de actividad en la solubilidad el término constante para que puedan usarse las concentraciones de los iones en las ecuaciones en lugar de las actividades, el producto de solubilidad resultante se define entonces como la **constante del producto ionizante** o **constante de solubilidad producto de condiciones**,  $K_c$ , se define como la siguiente ecuación:

$$K_c = \frac{K_{sp}}{\gamma_{\text{Ba}^{++}} * \gamma_{\text{SO}_4^{=}}} = (C_{\text{Ba}^{++}})(C_{\text{SO}_4^{=}})$$

Donde:

$K_c$  = constante termodinámica producto de la solubilidad, molar

Basados en este principio, es posible evaluar una solución con respecto a la posibilidad de la precipitación de la sal que se toma a diferentes temperaturas y presiones y valores de constante de producto ionizante ( $K_c$ ) para todas las condiciones con los productos de las medidas de los iones en la solución.

Si tomamos una solución que contiene una cantidad de sulfato de bario disuelto, y las medidas de concentración de  $Ba^{++}$  y  $SO_4^{=}$  con  $C_{Ba^{++}}$  y  $C_{SO_4^{=}}$  respectivamente, las posibilidades son las siguientes:

- Si  $(C_{Ba^{++}})(C_{SO_4^{=}}) = K_c$ , La solución está saturada con sulfato de bario.
- Si  $(C_{Ba^{++}})(C_{SO_4^{=}}) < K_c$ , La solución esta subsaturada con sulfato de bario, la precipitación no ocurre.
- Si  $(C_{Ba^{++}})(C_{SO_4^{=}}) > K_c$ , La solución esta sobresaturada con sulfato de calcio, la precipitación ocurre.

La precipitación puede ocurrir solo en este último caso.

### 3.3.1.1.2. RADIO DE SATURACIÓN

Continuando con el ejemplo del  $\text{BaSO}_4$  disuelto en agua, el radio de saturación (radio supersaturado) es definido como el radio del producto iónico para la constante del producto iónico:

$$SR = \frac{IP}{Kc} = \frac{(C_{\text{Ba}^{++}})(C_{\text{SO}_4^{--}})}{Kc}$$

Donde:

IP = ion producido

SR = radio saturado

$C_{\text{Ba}^{++}}$  y  $C_{\text{SO}_4^{--}}$  = medida de la concentración de la solución.

Así es posible expresar las condiciones necesarias en términos de radio de saturación:

SR = 1	La solución está saturada con $\text{BaSO}_4$ .
SR < 1	La solución esta subsaturada con $\text{BaSO}_4$ , no ocurre la precipitación.
SR > 1	La solución esta supersaturada con $\text{BaSO}_4$ y puede ocurrir la precipitación.

### 3.3.2. ESCALAS COMUNES

Para Hablar De Escalas Debemos Entender Solubilidad, La solubilidad es definida como la cantidad limitada de un soluto que puede ser disuelta en un solvente bajo una serie de condiciones físicas. Las especies químicas de interés para nosotros están presentes en una solución acuosa como los iones. Cierta combinación de estos iones son compuestos que tienen una pequeña solubilidad en agua. El agua tiene un límite en la capacidad para mantener estos compuestos en solución, si esta capacidad es excedida, la solución se precipita como sólido. De esta manera, la precipitación de materiales sólidos como puede ser la escala, pueden ocurrir si ambas de las siguientes condiciones son satisfechas:

- El agua contiene iones que son capaz de formar compuestos de solubilidad limitada.
- Si existe un cambio en las condiciones físicas, o en la composición del agua que pueda disminuir la solubilidad por debajo del valor presente.

El sólido o se precipita o puede quedar suspendido en el agua, o estos pueden formar una escala unida en la superficie de las paredes de la tubería. El taponamiento de formaciones se puede dar por el filtrado de las partículas suspendidas en el agua o una capa solida puede formarse en la cara de la formación, sea cual sea estos casos no son deseados. La frecuente formación de escalas restringe el flujo a través las líneas de inyección. Esto causa un aumento de la presión de inyección de la bomba por causa del taponamiento y crea la una carga adicional cuando esta succiona. La Corrosión es a menudo más severa bajo un depósito de escala.

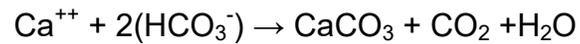
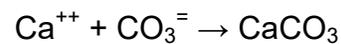
Entonces Las Escalas Mas Comunes Que Trataremos se listan en la siguiente tabla junto con las variables primarias que afectan su solubilidad.

Tabla XXVIII  
Escalas comunes en campos petroleros

<b>Nombre</b>	<b>Formula química</b>	<b>Variables principales</b>
Carbonato de calcio	$\text{CaCO}_3$	Presión parcial de $\text{CO}_2$ pH, sólidos disueltos Presión total, temperatura
Sulfato de calcio Gypsum Hemi-hidratos Anhidrita	$\text{CaSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4 + 0.5\text{H}_2\text{O}$ $\text{CaSO}_4$	Temperatura Total de sólidos disueltos Presión
Sulfato de bario	$\text{BaSO}_4$	Temperatura, presión Total de sólidos disueltos
Sulfato de estroncio	$\text{SrSO}_4$	Temperatura, presión Total de sólidos disueltos
Compuestos de acero Carbonato ferroso Sulfuro ferroso Hidróxido de ferroso Hidróxido férrico Oxido de hierro	$\text{FeCO}_3$ $\text{FeS}$ $\text{Fe}(\text{OH})_2$ $\text{Fe}(\text{OH})_3$ $\text{Fe}_2\text{O}_3$	Gases disueltos Corrosión Temperatura Presión pH

### 3.3.2.1. CARBONATO DE CALCIO

Las escalas formadas por carbonato de calcio pueden ser formadas por la combinación de iones de calcio con carbonatos o bicarbonatos.



#### 3.3.2.1.1. CALCULO DE ESCALAS POR CARBONATO DE CALCIO

Se mide mediante el índice de saturación, el cual es una medida para expresar el grado de supersaturación y se define de la siguiente manera:

$$\text{Índice de saturación} = \log \frac{IP}{Kc}$$

Los diferentes autores han usado diferente nomenclatura:

Tabla XXIX  
Índice de saturación, nomenclatura según su autor

Investigador	Índice nombre	Abreviación
Langelier	Índice de saturación	SI
Ryznar	Índice de estabilidad	SI
Stiff & Davis	Índice de estabilidad	SI
Oddo & Tomson	Índice de saturación	I <sub>s</sub>

El índice de saturación al cual nos referimos como SI, es una medida del grado de supersaturación, mientras mayor sea la fuerza de esta tendencia mayor será la precipitación, mientras mayor sea el SI mayor será la aparición de escala, pero esto no predice la cantidad de escala que ocurrirá.

### ÍNDICE DE SATURACIÓN DE LANGELIER

Está bien conocido que el índice fue desarrollado para predecir si una agua fresca saturó con oxígeno disuelto para escalas de carbonato de calcio o por corrosión.

La ecuación empírica de Langelier está dada de la siguiente manera:

$$SI = pH - pH_s$$

Donde:

SI: índice de estabilidad

pH: pH actual del agua

pH<sub>s</sub>: pH del agua saturado con CaCO<sub>3</sub>

$$pH_s = pCa + pAlk M + C_1$$

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles de } \frac{Ca^{++}}{\text{litro}}}$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{\text{equivalentes } \frac{M \text{ alcalinidad}}{\text{litro}}}$$

$$\begin{aligned} M \text{ alcalinidad} &= \text{alcalinidad total} \\ &= CO_3^{=} + HCO_3^{-}, \frac{\text{equivalentes}}{\text{litro}} \end{aligned}$$

Donde C<sub>1</sub> es una constante que está en función del total de sólidos disueltos y de la temperatura.

Para Langelier SI es:

SI > 0 indica precipitación de CaCO<sub>3</sub>

SI < 0 indica que el agua es corrosiva y existe oxígeno disuelto

Vale recalcar que esto no indica la cantidad de precipitación. Los valores empíricos usados en las constantes para la ecuación son en las fuerzas molales iónicas son 0 – 0.02 [0-800ppm TDS] y temperaturas de 32-194°F [0-90°C] a presión atmosférica.

### ÍNDICE DE ESTABILIDAD DE RYZNAR

Ryznar desarrollo una ecuación empírica para calcular el índice de estabilidad del agua fresca a presión atmosférica, este índice no solo indica la tendencia de precipitación del CaCO<sub>3</sub> en agua fresca sino también estima la cantidad de escala que se podría formar la gravedad

$$SI = 2pH_s + pH$$

Los valores de Ryznar son positivos y se los interpreta de la siguiente manera:

SI < 6.5 indica escalas de CaCO<sub>3</sub>, a menor número mayor cantidad de escalas.

SI > 6.5 indica corrosión y oxígeno disuelto, a mayor número más severa la corrosión.

En el *apéndice IV*, se muestra un ejemplo del desarrollo del método de Ryznar y de Langelier.

## MÉTODO DE STIFF & DAVIS

Stiff y Davis extendieron el método de Langelier para aplicar en salmueras petrolíferas. La ecuación fue la siguiente:

$$SI = pH - pHs$$

$$pHs = K + pCa + pAlk$$

Por consiguiente:

$$SI = pH - K - pCa - pAlk$$

Donde:

SI: índice de estabilidad, si:

SI < 0 esta subsaturada con carbonato de calcio y la escala es improbable.

SI > 0 la escala probablemente se formara.

pH: pH actual del agua.

K: una constante que está en función de la salinidad, composición y temperatura del agua. Los valores de K son obtenidos de una grafica correlacionada con la fuerza iónica y la temperatura del agua.

$$pCa = \log \frac{1}{\text{moles de } \frac{Ca^{++}}{\text{litro}}}$$

$$pAlk M = \log \frac{1}{\text{equivalentes } \frac{M \text{ alcalinidad}}{\text{litro}}}$$

$$\begin{aligned} M \text{ alcalinidad} &= \text{alcalinidad total} \\ &= CO_3^{=} + HCO_3^{-}, \frac{\text{equivalentes}}{\text{litro}} \end{aligned}$$

La fuerza iónica está dada por:

$$\mu = \frac{1}{2} (C_1 Z^2_1 + C_2 Z^2_2 + C_3 Z^2_3 + \dots + C_n Z^2_n)$$

Donde:

C: concentración de iones moles/Litro.

Z: ion de valencia.

Para los cálculos se debe conocer “temperatura, pH y concentración de  $HCO_3^-$  y  $CO_3^{=}$ ”, sin olvidar el cálculo de la fuerza iónica. Estos valores deben ser tomados directamente del campo en el pozo con la presión del sistema, porque cambios pequeños pueden alterar valores en los análisis de laboratorio.

Los valores de pH no pueden ser tomados en la cara de la arena por lo cual se usan métodos para evaluar el pH a elevadas presiones y temperaturas.

El valor de K está en función de la fuerza iónica, estas curvas son basadas en medidas experimentales bajo los siguientes rangos:

Fuerza iónica molar: 0-3.6

Temperatura: 32, 86 y 122°F

Presión: 1 atmosfera

Todas las curvas fuera del rango son extrapoladas.

Los cálculos pueden ser resumidos en la siguiente tabla:

Tabla XXX  
Rangos del índice de saturación de Stiff & Davis

<b>Caso</b>	<b>conclusión</b>
SI negativo	El agua esta subsaturada con carbonato de calcio y la escala no se formara probablemente.
SI positivo	El agua esta supersaturada con carbonato de calcio y se indica formación de escala
SI = 0	El agua está saturada con carbonato de calcio

En el *apéndice V*, se muestra una grafica de los valores de K calculados por el método de Stiff & Davis en el  $\text{CaCO}_3$ .

### MÉTODO DE ODDO Y TOMSON

Las ecuaciones desarrolladas por Oddo y Tomson hacen posible el cálculo del índice de saturación  $I_s$  considerando la presión total así como la presión parcial del  $\text{CO}_2$ .

**Si el pH es conocido**, la ecuación del sistema será:

$$I_s = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + pH - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3}T + 0.61 \times 10^{-6}T^2 - 3.03 \times 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu$$

Donde:

$\text{Ca}^{++}$  = concentración de iones de calcio, moles/L.

$\text{HCO}_3^-$  = concentración de iones de bicarbonato, moles/L.

P = presión total absoluta, psia.

$\mu$  = fuerza iónica molar, moles/L.

### Si Existe Usencia De Gas:

Esta ecuación es usada para sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción donde el sistema de producción es mayor que el punto de burbuja del fluido presente.

Procedimiento:

1. Determinamos el  $C_{aq}$  de la cantidad de  $CO_2$  disuelto en el agua. este puede ser determinado directamente por titración en el sitio o calculado por la siguiente ecuación:

$$C_{aq} = \log P_{CO_2} - 2.212 - 6.51 \times 10^{-3}T + 10.19 \times 10^{-6}T^2 - 1.29 \times 10^{-5}P - 0.77\sqrt{\mu} - 0.059\mu$$

2. Calculamos  $I_s$  o con el pH

$$\begin{aligned} I_s &= \log \left[ \frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{C_{aq}} \right] + 3.63 - 8.68 \times 10^{-3}T \\ &\quad + 8.55 \times 10^{-6}T^2 - 6.56 \times 10^{-5}P \\ &\quad - 3.42\sqrt{\mu} + 1.373\mu pH \\ &= \log \left[ \frac{(HCO_3^-)}{C_{aq}} \right] + 6.39 \\ &\quad - 1.198 \times 10^{-3}T + 7.94 \times 10^{-6}T^2 \\ &\quad - 3.53 \times 10^{-5}P - 1.067\sqrt{\mu} + 0.599\mu \end{aligned}$$

3. Es posible calcular el cambio de pH o de Is solo si no hay gas en el sistema.

$$\Delta I_s = 8.68 \times 10^{-3} \Delta T + 8.55 \times 10^{-6} \Delta(T^2) - 6.56 \times 10^{-5} \Delta P$$

$$\Delta pH = -1.198 \times 10^{-3} \Delta T + 7.94 \times 10^{-6} \Delta(T^2) - 3.53 \times 10^{-5} \Delta P$$

**Si existe gas y el pH es desconocido:**

1. Calculamos  $f_g$  que es el coeficiente de fugacidad del  $\text{CO}_2$ :

$$f_g = e^{[P \times (2.84 \times 10^{-4} - \frac{0.255}{T+460})]}$$

2. Calculamos  $y_g$ , que es el volumen en fracción molar de  $\text{CO}_2$  en superficie a presión y temperatura específica.

$$y_g = \frac{y_t}{[1 + \frac{P f_g (5 \text{BWPD} + 10 \text{BOPD}) \times 10^{-5}}{\text{MMscf}(T+460)}]}$$

3. Calculamos la fuerza iónica molar:

$$\mu \left( \frac{\text{moles}}{L} \right) = (2.2 \times \text{Na}^+ + 5 \times \text{Ca}^{++} + 8.2 \times \text{Mg}^{++} + 1.5 \times \text{Ba}^{++} + 2.3 \times \text{Sr}^{++} + 1.4 \times \text{Cl}^- + 2.1 \times \text{SO}_4^{=} + 0.8 \times \text{HCO}_3^-) \times 10^{-5}$$

4. Calculamos el  $I_s$  o el pH

$$I_s = \log\left[\frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{P\gamma_g f_g}\right] + 5.85 + 15.19 \times 10^{-3} T \\ - 1.64 \times 10^{-6} T^2 - 5.27 \times 10^{-5} P \\ - 3.334 \sqrt{\mu} + 1.43 \mu$$

$$pH = \log\left[\frac{(HCO_3^-)}{P\gamma_g f_g}\right] + 8.6 + 5.31 \times 10^{-3} T \\ - 2.253 \times 10^{-6} T^2 - 2.237 \times 10^{-5} P \\ - 0.99 \sqrt{\mu} + 0.658 \mu$$

5. Este método se usa bajo los siguientes rangos:

Fuerza molar iónica de 0 – 4

Temperatura de 32 - 392°F

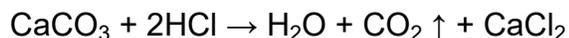
Presión de 0 – 20000 psig

### 3.3.2.1.2. ELIMINACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO

Para la eliminación de escalas usamos por lo general:

#### ACIDO CLORHÍDRICO

Como la manera más barata y más fácil de disolver escalas por  $\text{CaCO}_3$  son normalmente usadas concentraciones de 5%, 10% o 15% de HCl.



Un inhibidor de corrosión es añadido al ácido para evitar la disolución de la tubería, estos actúan en términos de horas, días o semanas, en el caso de que el inhibidor sea efectivo. Caso contrario la tubería se irá descascarando hasta generar orificios en la pared de esta. Tal es el caso que se recomienda que se vacíen el ácido de manera inmediata para que el sistema se encuentre libre.

Un surfactante se suele agregar para ayudar al removimiento de la escala para cualquier lámina de petróleo, pero un pre lavado con solventes es preferido a menos que la cantidad de petróleo sea pequeña. El ácido o no reaccionará en absoluto o reaccionará muy despacio si la escala es aceitosa.

La siguiente tabla muestra la reacción del HCl con el  $\text{CaCO}_3$  en diferentes concentraciones.

Tabla XXXI  
Reacción del HCl con el  $\text{CaCO}_3$  a diferentes concentraciones

<b>% HCl</b>	<b><math>\text{CaCO}_3</math> disuelto lbs/galón de acido</b>
5	0.6
7.5	0.9
10	1.2
15	1.8
28	3.7

## AGENTES GELATINIZANTES

La disolución de escalas por carbonato de calcio con agentes gelatinizantes es posible, como en EDTA (*ácidos etilendiamino tetra acético di-sódico*). Cuando el agua y la escala de carbonato de calcio están en equilibrio, esto es porque tanto el agua como la escala poseen iones de calcio e iones de carbonato, la ecuación de equilibrio es descrita de la siguiente manera:



Si el agente es adherido al agua, muchos de los iones calcio son gelatinizados, resultando en una disminución en la concentración de iones de  $\text{Ca}^{++}$ . Cuando ocurre esto, mucha de la escala de  $\text{CaCO}_3$  se disuelve y es remplazada por los iones de  $\text{Ca}^{++}$  perdiendo el agente gelatinizante y así manteniendo el equilibrio de la reacción.

La gelatinización solo puede ocurrir en superficies solidas de la escala  $\text{CaCO}_3$ , tomando directamente los iones de calcio cristalizarlo.

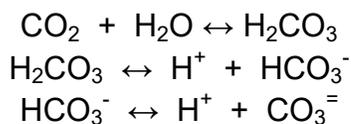
La desventaja de este método para gelatinizar las escalas son:

Los agentes gelatinizantes no son eficientes en solventes como en 7.4ppm de EDTA para gelatinizar 1ppm de  $\text{Ca}^{++}$ .

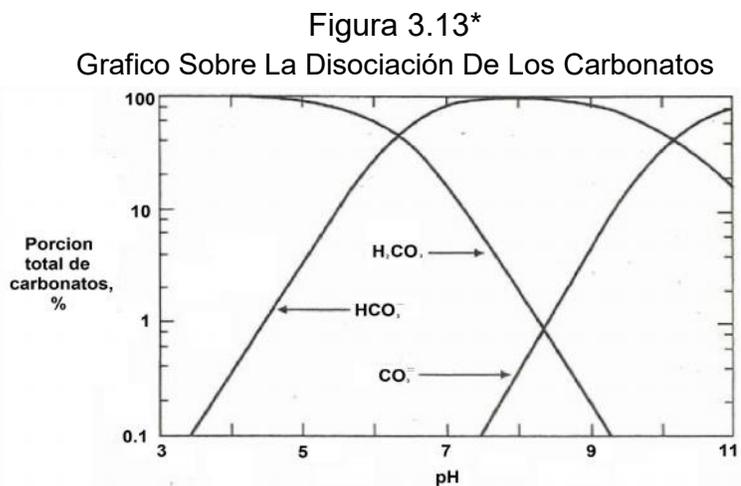
Los gelatinizantes son relativamente caros.

### 3.3.2.1.3. EFECTO DEL CO<sub>2</sub> (PRESIÓN PARCIAL)

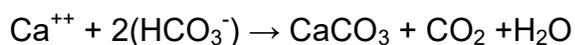
La presencia de CO<sub>2</sub> incrementa la solubilidad del CaCO<sub>3</sub> en el agua. Cuando el dióxido de carbono es disuelto en agua, esta forma ácido carbónico que se ioniza de acuerdo a la siguiente serie de ecuaciones:



Solo un pequeño porcentaje del ion bicarbonato se disocia por los valores del pH en muchas inyecciones de agua para el H<sup>+</sup> y el CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>, como se muestra en la figura 3.13.



Los iones de bicarbonato exceden inmensamente en número al de iones del carbonato presente bajo las circunstancias normales. Por consiguiente, esta ecuación es la que expresa la precipitación del carbonato de calcio:



Como la concentración de  $\text{CO}_2$  en la solución se aumenta, la reacción cambia de sentido, produciendo menos precipitación de  $\text{CaCO}_3$ . El agua también se pone más agria con la suma de  $\text{CO}_2$ . La cantidad de  $\text{CO}_2$  que puede disolverse en el agua es proporcional a la presión parcial del  $\text{CO}_2$  del contacto agua gas.

*Presión parcial del  $\text{CO}_2$  = (moles de  $\text{CO}_2$  en fracción de gas)x(presión total)*

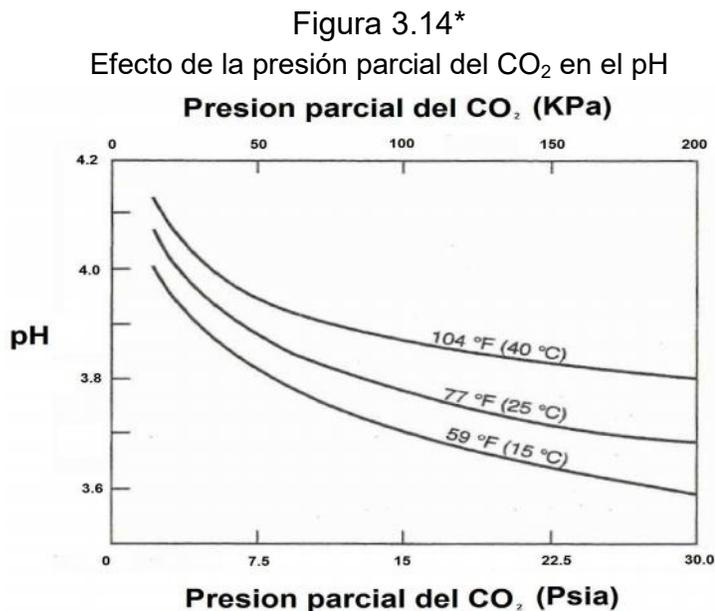
*Mol fracción de  $\text{CO}_2$  = (% $\text{CO}_2$  en gas) / 100*

Si un sistema de dos fases (agua y gas), opera a 100psi y contiene gas en solución de 10mol% $\text{CO}_2$ , la presión parcial del  $\text{CO}_2$  será:

$$(0.1)(100) = 10\text{psia [69KPa]}$$

Entonces, si la presión del sistema o el porcentaje de CO<sub>2</sub> en el gas incrementan, la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelta en el agua aumentara.

La figura 3.14, ilustra el efecto de la presión parcial del CO<sub>2</sub> en el pH de aguas que contienen pequeñas cantidades de minerales disueltos. Este tipo de información no puede ser aplicada para salmueras desde que existe cambios en los minerales disueltos ya que se relaciona con el pH y la cantidad de CO<sub>2</sub> disueltos.

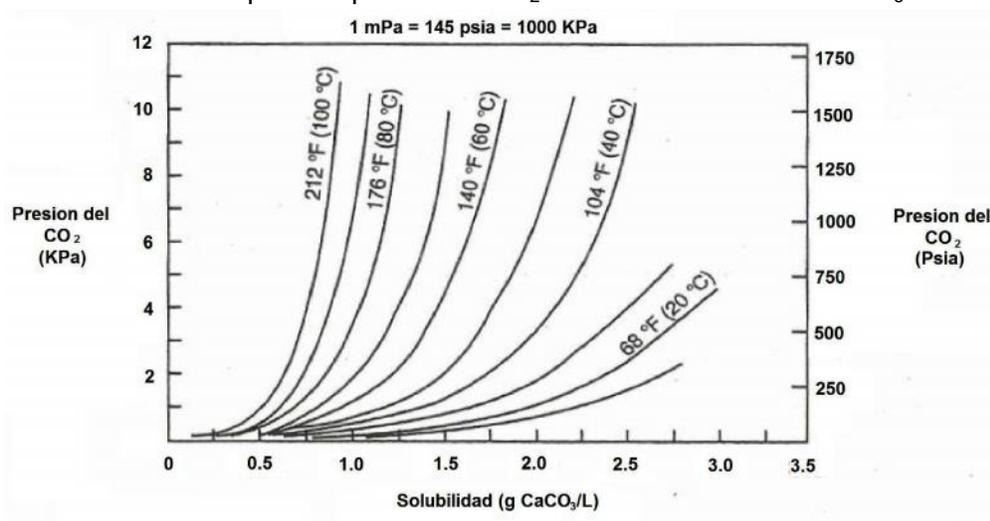


\*Sacado del libro: "Applied Water Technology" por Patton

El efecto de la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en agua pura se muestra en la siguiente figura 3.15

Figura 3.15\*

El efecto de la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$



La información que se muestra al aumentar la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  con el incremento de la presión parcial del  $\text{CO}_2$ . El efecto se vuelve menos pronunciado al incrementar la temperatura. Lo contrario también es verdad, esta es una de las mayores causas de la depositación de escalas de  $\text{CaCO}_3$ . A cualquier punto en el sistema dónde una caída de presión es tomada, la presión parcial de  $\text{CO}_2$  disminuye en la fase de gas,  $\text{CO}_2$  sale de la solución, y el pH de los levantamientos de agua. Esto cambia la reacción anterior al derecho y puede causar la precipitación de  $\text{CaCO}_3$

#### **3.3.2.1.4. EFECTO DEL pH**

La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el agua afecta el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, no le importan realmente qué causa la acidez o alcalinidad del agua. Mientras más alto el pH, la precipitación ocurrirá.

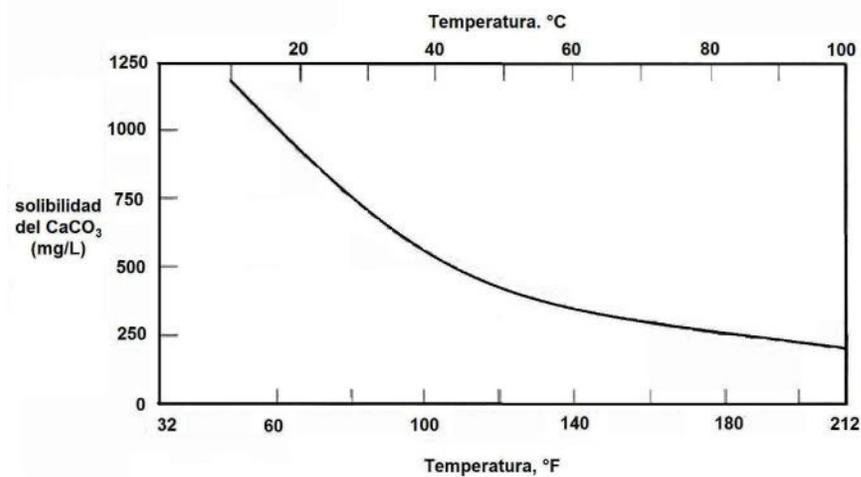
#### **3.3.2.1.5. EFECTO DE LA TEMPERATURA**

Contrariamente a la conducta de la mayoría de los materiales, el carbonato del calcio se pone menos soluble con los aumentos de temperatura, mientras más caliente este el agua, más probablemente se formaran las escalas de  $\text{CaCO}_3$ .

Un agua que está en la superficie sin escalas, puede resultar en la formación de escalas en una inyección si la temperatura del fondo del pozo es suficientemente alta.

La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en agua pura para 1 atm de presión parcial de  $\text{CO}_2$  es una función de la temperatura como se muestra en la figura 3.16.

Figura 3.16\*  
La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en función de la temperatura



### 3.3.2.1.6. EFECTO DE LAS SALES DISUELTAS

La solubilidad del carbonato de calcio incrementa según el contenido de sal en el agua. Por ejemplo, agregando 200000 mg/l  $\text{NaCl}$  al agua destilada aumenta la solubilidad de  $\text{CaCO}_3$  de 100mg/l a 250 mg/l.

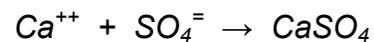
En resumen, la probabilidad de formar escalas de carbonato de calcio se da por:

- Incremento de la temperatura.
- Incremento del pH.

- Disminución de la presión parcial del CO<sub>2</sub>.
- Disminución de las sales disueltas.
- Disminución de la presión total

### 3.3.2.2. SULFATO DE CALCIO

La precipitación del sulfato de calcio resulta de la siguiente ecuación:



#### 3.3.2.2.1. FORMAS DE SULFATO DE CALCIO

La mayor parte de los depósitos de sulfato de calcio son los yesos. Según Oddo y Tomson, lo más probable para formar escalas de las salmueras será el yeso a la temperatura menos de 176°F.

Entre 176°F y 250°F, cualquiera de los tres sulfatos de calcio puede ser formado, empezando con yeso en la temperatura más baja y terminando con anhidrita en la temperatura más alta.

Los semihidratos son comúnmente encontrados en este rango de temperaturas, en sistemas no turbulentos con alta fuerza iónica.

Por encima de 250°F, ninguna escala de sulfato de calcio es formada.

### 3.3.2.2.2. CÁLCULOS DE ESCALAS POR SULFATO DE CALCIO

Las solubilidades de  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$  y  $\text{SrSO}_4$ , pueden ser calculadas por la siguiente ecuación, para  $K_c$  conocida para cada compuesto:

$$\text{Solubilidad} \left( \frac{\text{meq}}{\text{L}} \right) = 1000 \left[ \text{Ca}^{++} + \text{HCO}_3^- - \sqrt{(\text{Ca}^{++} - \text{HCO}_3^-)^2 + 4K_c} \right]$$

#### EL EFECTO DEL ION COMÚN

La solubilidad de una sal ligeramente soluble es obtenida cuando la concentración de los aniones y los cationes son las mismas. Por ejemplo si tomamos una solución saturada en  $\text{CaSO}_4$  en agua, donde  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{S}^-$  son iguales tenemos:

$$K_c = \text{Ca}^{++} \times \text{SO}_4^-$$

Donde:

$\text{Ca}^{++}$  tiene S moles/L

$\text{SO}_4^-$  tiene S moles/L

$$K_c = S \times S = S^2$$

$$S = \sqrt{K_c}$$

Por lo general en la realidad las concentraciones de iones no vienen en la misma cantidad a estos se les llama **concentración en exceso de ion común**.

Por ejemplo consideremos una solución saturada en  $\text{CaSO}_4$  en agua, donde el  $\text{Ca}^{++}$  y el  $\text{SO}_4^-$  son diferentes.

$\text{Ca}^{++}$  tiene S moles/L  
 $\text{SO}_4^-$  tiene S + X moles/L

La ecuación nos quedaría

$$K_c = S(S + X) = S^2 + SX$$

Ordenando:

$$S^2 + SX - K_c = 0$$

Si tomamos como positiva la ecuación cuadrática:

$$S = \frac{-X + \sqrt{X^2 + 4K_c}}{2}$$

Si lo llevamos a meq/L nos queda:

$$S\left(\frac{meq}{L}\right) = 1000(-X + \sqrt{X^2 + 4K_c})$$

El cálculo de la solubilidad del sulfato de calcio S (meq/L), es establecida en la siguiente tabla:

Tabla XXXII  
Rangos y conclusión de los cálculos de solubilidad

<b>Caso</b>	<b>Conclusión</b>
S = actual	El agua es saturada con CaSO <sub>4</sub>
S > actual	El agua es subsaturada con CaSO <sub>4</sub> y la escala no aparece
S < actual	El agua es supersaturada con CaSO <sub>4</sub> y la escala aparece

### **CALCULO DE LA SOLUBILIDAD DEL GYPSUM**

La información medida por Skillman, McDonald y Stiff fue ampliamente usada para la estimación de la solubilidad del Gypsum en salmueras. Ellos midieron las constantes del ion en las salmueras del yacimiento petrolífero simuladas por encima del siguiente rango:

Temperatura: 50°F, 95°F, 122°F y 176°F.

Fuerza iónica: 0 – 6 moles/L.

Presión: 1 atmosfera.

Los siguientes procedimientos son utilizados para evaluar la precipitación del gypsum en salmueras:

- Calculamos la fuerza iónica molar.
- Obtenemos la aproximación de  $K_c$  para la temperatura de nuestro interés del *Apéndice V*.
- Determinamos el exceso de ion común "X" en moles/L, lo cual nos sirve para diferencial la concentración de calcio y sulfato.
- Calculamos la solubilidad del gypsum en meq/L.
- Calculamos la concentración actual del gypsum en agua.
- Calculamos los valores de solubilidad con el valor actual de la concentración para determinar si hay o no precipitación de gypsum.

Ejemplo en el *Apéndice VI*

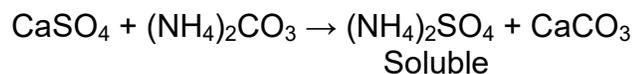
### 3.3.2.2.3. ELIMINACIÓN DEL SULFATO DE CALCIO

El HCl no es un buen solvente para el sulfato de calcio.

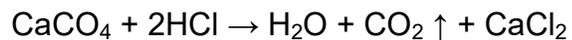
#### CONVERSIONOR INORGÁNICO

Los conversores inorgánicos son usualmente carbonatos o hidróxidos que reaccionan con el sulfato de calcio y convierten a carbonato de calcio o hidróxido de calcio soluble, esto es tratado con el ácido clorhídrico.

Un buen ejemplo para esto es el carbonato de amonio que puede ser comercializado con diferentes nombres, en la siguiente reacción se muestra la reacción para disolver el sulfato de calcio:



Y el carbonato de calcio es disuelto de la siguiente manera:



El CO<sub>2</sub> que es liberado en la reacción debido al ácido ayuda al desalojo mecánico de cualquier depósito. Estos tipos de conversores no son recomendados para depósitos densos.

### **CONVERSOR ORGÁNICO**

Los conversores orgánicos como el citrato de sodio, glicol de potasio y el acetato de potasio son los más usados. Estos reaccionan con el sulfato de calcio depositado, causando una hinchazón o un aumento para que estos sean fáciles de remover con la inundación de agua. Estos químicos son caros y requieren varias horas de contacto para que estos hagan su trabajo en el depósito.

### **AGENTES GELATINIZANTES**

Resulta similar como lo es para el caso del carbonato de calcio.

### **SODA CAUSTICAS O HIDROXIDO DE SODIO**

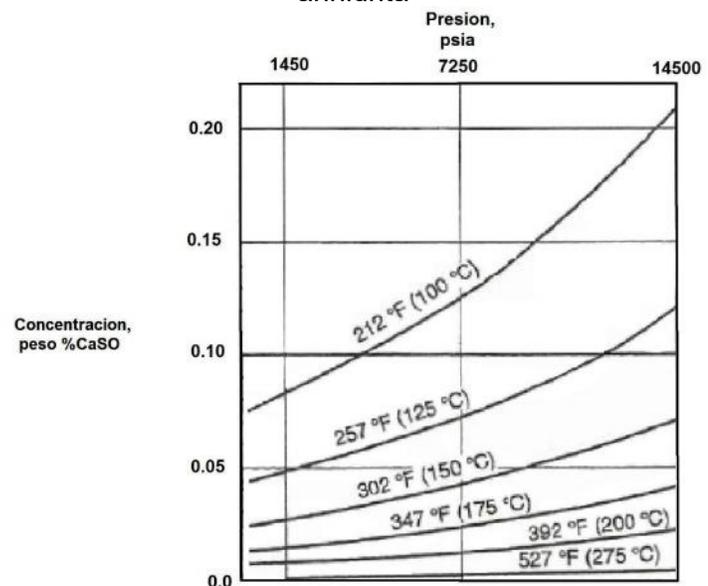
Una solución de NaOH al 10% disolverá por encima del 12.5% del peso del Gypsum.

#### **3.3.2.2.4. EFECTO DE LA PRESIÓN**

El incremento de la presión incrementa la solubilidad en todas las formas del sulfato de calcio, debido a las consideraciones termodinámicas que no discutiremos en este documento.

La caída de presión no es una de las principales causas de la formación de escalas de sulfatos de calcio en sistemas de producción. Las caídas de presión por los estranguladores o válvula inducen la turbulencia en el agua que ayuda superar el efecto de subsaturación y el inicio de la precipitación. Este efecto de presión y temperatura en la solubilidad de la anhidrita se muestra en la figura 3.17.

Figura 3.17\*  
Efecto de presión y temperatura en la solubilidad de la anhidrita



### 3.3.2.2.5. EFECTO DEL pH

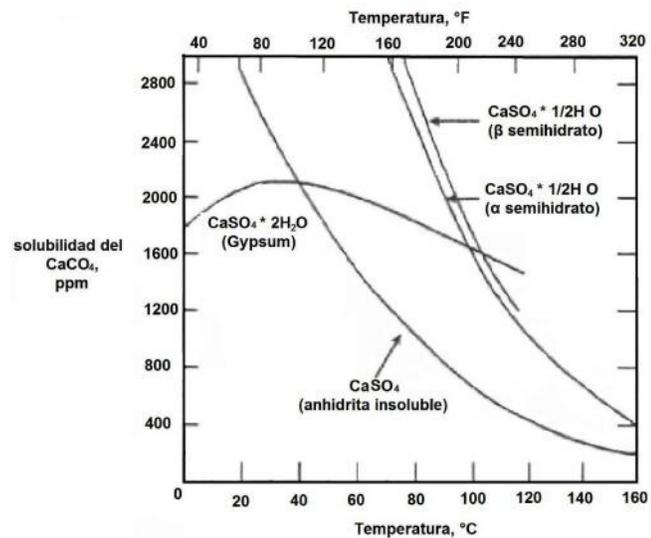
El pH tiene un menor o no efecto sobre la solubilidad del sulfato de calcio.

### 3.3.2.2.6. EFECTO DE LA TEMPERATURA

La solubilidad del yeso en agua incrementa con la temperatura por arriba de los 100°F, el comportamiento según la disminución de la temperatura se muestra en la figura 3.18.

Figura 3.18\*

Comportamiento de carbonatos frente a la temperatura



Es bastante diferente la conducta de la solubilidad de temperatura del  $\text{CaCO}_3$ .

Primero, el yeso es considerado más soluble que el  $\text{CaCO}_3$  en rangos normales de interés en temperatura.

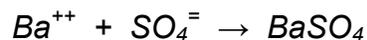
Segundo, el máximo en la curva de yeso nos dice que un aumento en la temperatura o pudiera aumentar o podría disminuir la solubilidad del yeso que depende en que parte de la curva de temperatura nosotros estamos interesados. Es decir es diferente de  $\text{CaCO}_3$  dónde un aumento en la temperatura siempre disminuye la solubilidad.

Note que anteriormente aproximadamente  $100^\circ\text{F}$ , al anhidrita se pone menos soluble que el yeso, para esperar anhidratos podríamos preferir  $\text{CaCO}_4$  en los pozos más profundos, más calientes. Actualmente, la temperatura que genera cambios en la escala sea de la anhidrita, yeso o semi-anhidritas, es una función de muchos factores, incluyendo la presión, el contenido de sal disuelta, las condiciones de flujo y las diferentes formas con la que se puede precipitar el  $\text{CaCO}_4$  en la solución. Las predicciones para que el carbonato de calcio pueda precipitarse bajo una serie de condiciones, son muy complicadas. Aunque se esperaría que las anhidritas anteriores a  $100^\circ\text{F}$  en la preferencia al yeso debido a su más baja solubilidad, puede encontrarse el yeso a la temperatura a  $212^\circ\text{F}$ .

Por debajo de  $212^\circ\text{F}$ , la anhidrita se precipitara directamente en un revuelto o sistema de flujo. Si el sistema es inmóvil, la solubilidad del semi-hidrato se vuelve limitada, el cual con el tiempo se puede convertir en hidrato.

### 3.3.2.3. SULFATO DE BARIO

El sulfato de bario es el menos soluble en las escalas que nosotros hemos discutido.



La tabla XXVI compara la solubilidad de las tres escalas mencionadas anteriormente, en agua destilada a 77°F

Tabla XXXIII  
Comparación de solubilidades

Escala	Solubilidad (mg/L)
Yeso	2080
Carbonato de calcio	53
Sulfato de bario	2.3

La extrema insolubilidad del carbonato de bario se hace muy probablemente por esa escala que ocurre por la presencia de iones de  $\text{Ba}^{++}$  y  $\text{SO}_4^{\ominus}$  en agua.

Las escalas de sulfato de bario contienen cantidades de sulfato de estroncio.

### **3.3.2.3.1. CALCULO DE LA SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE BARIO**

La estimación de la solubilidad del sulfato de bario se da si existe presencia predominante de sodio o cloro y pequeñas cantidades de iones magnesio o calcio usando las medidas optadas por Templeton para soluciones de cloruro de sodio. Se presentan constantes del producto molar en la solubilidad calculadas de sus datos en apéndice VIII, por encima del rango siguiente:

Temperatura: 77°F, 95°F, 122°F, 149°F, 176°F y 203°F.

Fuerza iónica: 0 – 4.15 moles/L.

Presión: 1 atmosfera.

La solubilidad puede ser calculada de la misma manera que la del gypsum usado el procedimiento previamente indicado.

### **3.3.2.3.2. ELIMINACIÓN QUÍMICA DEL SULFATO DE BARIO**

Al ser el sulfato de bario muy denso, es imposible removerlo con químicos, sin embargo, ciertas propiedades para “disolver escalas” son validas que podrían ser usados para disolver las escalas en capas muy finas de sulfato de bario.

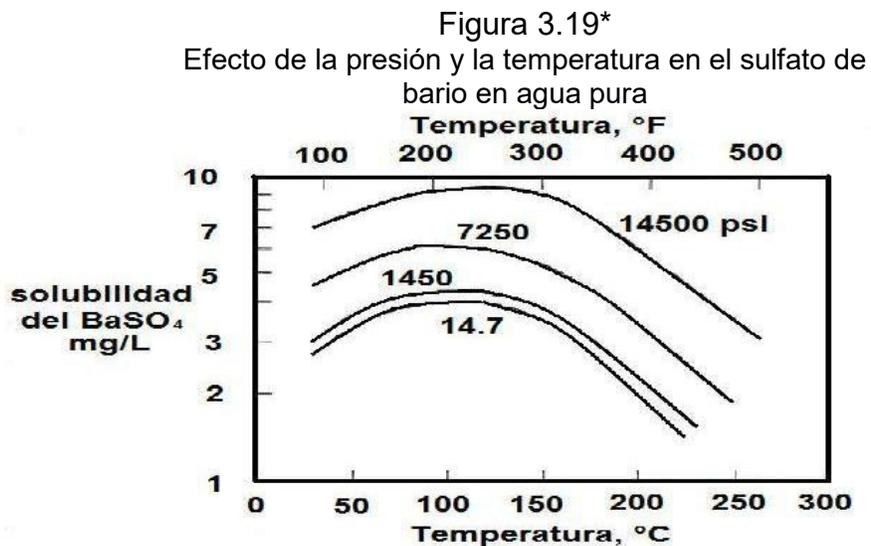
Los materiales pueden ser los agentes gelatinizantes tanto como los solventes. El sulfato de bario tiene una solubilidad de 0.5 lb/galón de químico (120g/L). Estos valores son bajos en comparación a los solventes, a demás, las tasas de reacción son demasiada lentas y sus costos son relativamente altos.

### **3.3.2.3.3. EFECTO DE LA PRESIÓN**

Al incrementar la presión, incrementa la solubilidad del sulfato de bario según las consideraciones termodinámicas.

La caída de presión es una de las principales causas de las precipitaciones de los sulfatos de bario en sistemas de producción. A demás la disminución de la solubilidad según las consideraciones termodinámicas, es debida al choque a través de las válvulas, lo que induce una turbulencia en el agua, que ayuda a superar la subsaturacion, efecto que inicia la precipitación.

Según la figura 3.19 se muestra el efecto de la presión y la temperatura en el sulfato de bario en agua pura.



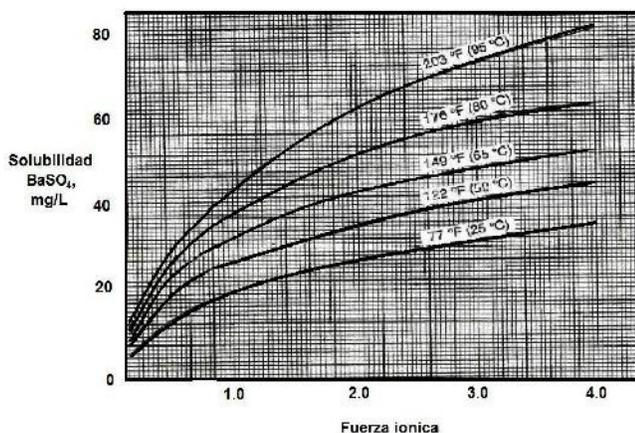
#### 3.3.2.3.4. EFECTO DEL pH

El pH no produce efecto en la solubilidad del sulfato de bario.

### 3.3.2.3.5. EFECTO DE LA TEMPERATURA

La solubilidad del sulfato de bario aumenta con temperaturas por arriba de 212°F. La solubilidad del agua destilada incrementa de 2.3 mg/L a 77°F a 3.9 mg/L a 203°F como se muestra en la figura 3.20. El aumento es un porcentaje bastante sustancial, pero el sulfato del bario todavía está incluso bastante insoluble en esta temperatura más alta.

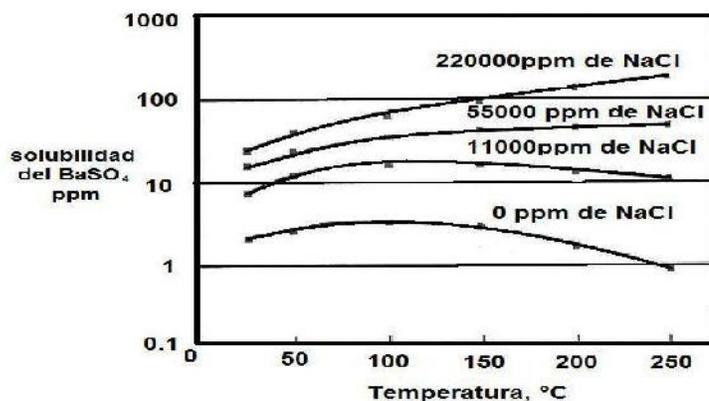
Figura 3.20\*  
Solubilidad del sulfato de bario a diferentes  
temperaturas y fuerzas iónicas



\*Sacado del libro: "Applied Water Technology" por Patton

Por debajo de 212°F la solubilidad disminuye en aguas que contienen valores menores a 50000ppm. La solubilidad en aguas altamente salinas muestran una conducta normal en la solubilidad y un incremento en la temperatura como se muestra en la figura 3.21.

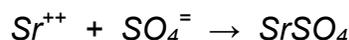
Figura 3.21\*  
Solubilidad del sulfato de bario a diferentes temperaturas con presencia de NaCl



Porque en incrementos de por encima de los rangos de temperatura la solubilidad incrementa, en pozos de inyección el sulfato de bario no presenta problemas de escalas en condiciones de superficie. El sulfato de bario normalmente presenta ningún problema de escalas en el fondo del pozo en una inyección, bien no presentándose escalas en las condiciones de la superficie. Normalmente es más un problema en la producción de agua en pozos de suministro.

### 3.3.2.4. SULFATO DE ESTRONCIO

El sulfato de estroncio se lo considera más soluble que el sulfato de bario, con una solubilidad de 129 mg/L en agua pura a 77°F.



#### 3.3.2.4.1. CALCULO DE SOLUBILIDAD DEL SULFATO DE ESTRONCIO

La solubilidad del sulfato de estroncio en soluciones de cloruro de sodio puede ser calculada de la misma manera que en el caso de los sulfatos.

Para calcular  $K_c$  se puede usar la siguiente ecuación dada por Jacques y Bourland:

$$\log K_c = \frac{X}{R}$$

Donde:

$K_c$ : constante producida por las condiciones de solubilidad.

$$R = 0.266498 \times 10^{-3} - 244.828 \times 10^{-3} X - 0.191065 \times 10^{-3} \sqrt{\mu} + 53.543 \times 10^{-6} \mu - 1.383 \times 10^{-12} P^2 + 1.103323 \times 10^{-6} X P - 0.509 \times 10^{-9} \sqrt{\mu P}$$

Donde las unidades son:

$$X = 1/T$$

$$T = ^\circ\text{K} = ^\circ\text{C} + 273.$$

P = presión total, psig.

$\mu$  = fuerza iónica, moles/L.

La ecuación aplica bajo los siguientes rangos:

Temperatura: 100°F - 300°F.

Fuerza iónica: 0 – 3.45, moles/L.

Presión: 100 – 3000, psig.

#### 3.3.2.4.2. EFECTO DE LA PRESIÓN

La solubilidad del sulfato de estroncio en salmueras con NaCl aumenta con la presión. Según las pruebas realizadas por Jacques and Bourland la solubilidad incrementa de una manera pequeña por valores superiores a 3000psig.

La caída de presión es una de las principales causas de las precipitaciones de los sulfatos de estroncio en sistemas de producción. Además la disminución de la solubilidad según las consideraciones termodinámicas, es debida al choque a través de las válvulas, lo que induce una turbulencia en el agua, que ayuda a superar la subsaturación, efecto que inicia la precipitación.

En la mayoría de los casos, el estroncio se precipitaba junto con el bario para formar escalas  $(Ba, Sr) SO_4$ . Un estudio de varios tipos de sulfatos de bario hechos por Weintritt and Cowan mostraron que sulfato de estroncio contiene de 1.2 a 15.9%. Y el sulfato de bario se encuentra en el orden del 63.7 a 97.5%.

Desafortunadamente, nosotros no tenemos ningún dato de solubilidad en electrólitos que contienen bario y estroncio.

#### **3.3.2.4.3. EFECTO DEL PH**

EL pH no tiene efecto en la solubilidad del sulfato de estroncio.

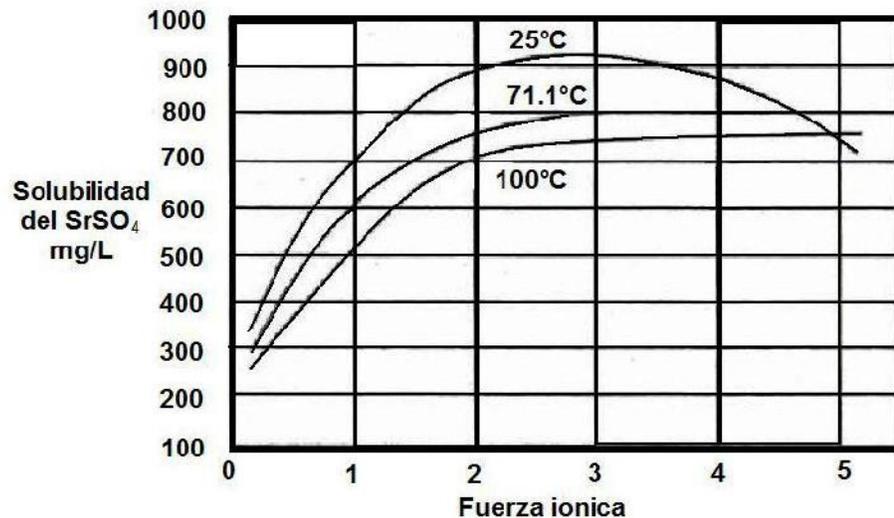
#### **3.3.2.4.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA**

La solubilidad del sulfato de estroncio disminuye con el efecto de la temperatura. En agua pura el sulfato de estroncio disminuye a 68 mg/L a 257°F.

#### **3.3.2.4.5. EFECTO DE LOS SÓLIDOS DISUELTOS**

La solubilidad del sulfato de estroncio en agua pura incrementa con el contenido de NaCl, el máximo valor al que puede incrementar es de 175000 mg/L, más allá de este incremento se da como resultado una disminución en la solubilidad. En salmueras que contengan calcio o magnesio, la solubilidad aparente del sulfato de bario es mayor que una salmuera del NaCl en términos de fuerza iónica equivalente.

Figura 3.22\*  
Relación entre la solubilidad del sulfato de estroncio con su fuerza iónica



### 3.3.2.5. COMPUESTOS DE HIERRO

Los iones de hierro presentes en el agua pueden presentarse naturalmente en aguas que resulten de la corrosión.

En aguas de formación el contenido normal es muy pequeño y llega a un máximo de 100 mg/L, las cuales son muy raras. Los altos contenidos de acero no varían el resultado de la corrosión. La precipitación de los compuestos de hierro es la causa común de la formación de depósito en las líneas de pozos de inyección, lo que ocasiona un serio problema de corrosión.

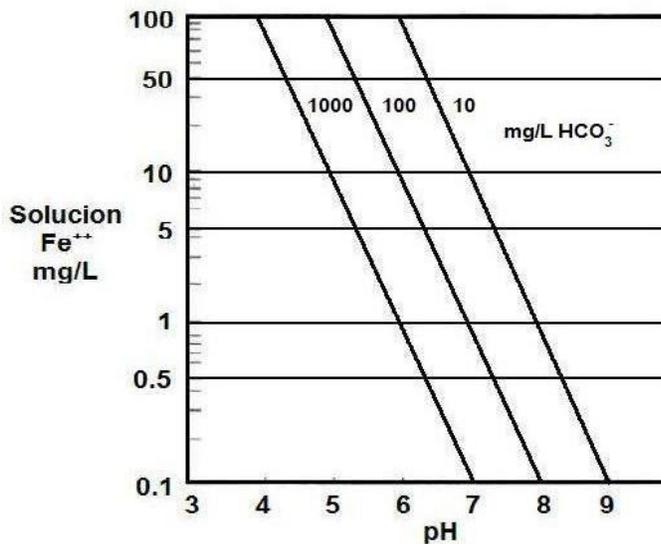
La corrosión es usualmente el resultado de la presencia del  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  u oxígeno disuelto en agua. La mayoría de las escalas poseen contenidos de hierro, debido a la corrosión. Los compuestos de hierro también pueden darse por la precipitación de hierro de la formación natural aun cuando la corrosión es relativamente pequeña.

### 3.3.2.5.1. DIÓXIDO DE CARBONO

Puede reaccionar con el acero para formar escalas de carbonato de hierro. La escala depende del pH del sistema como se muestra en la figura 3.23, donde hay mayor presencia de escalas en el pH de 7.

Figura 3.23\*

Efecto del pH en la concentración del hierro



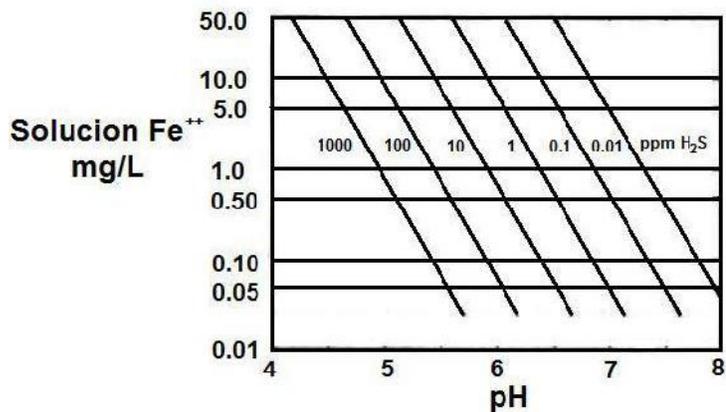
\*Sacado del libro: "Applied Water Technology" por Patton

### 3.3.2.5.2. SULFURO DE HIDROGENO

Puede formar sulfuro de hierro como producto de la corrosión, la cual es poco soluble y usualmente forman una escala delgada que es adherida. *Los sulfuros de hierro son los causantes del agua negra.*

El diagrama de la figura 3.24 muestra la concentración de  $\text{Fe}^{++}$  del sulfuro de hierro con los valores del pH y del  $\text{H}_2\text{S}$  en agua fresca. La  $\text{Fe}^{++}$  raramente se encuentra con valores de menores de pH 3.

Figura 3.24\*  
Concentración de  $\text{Fe}^{++}$  del sulfuro de hierro con los valores del pH y del  $\text{H}_2\text{S}$  en agua fresca

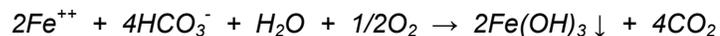


\*Sacado del libro: "Applied Water Technology" por Patton

### 3.3.2.5.3. OXIGENO

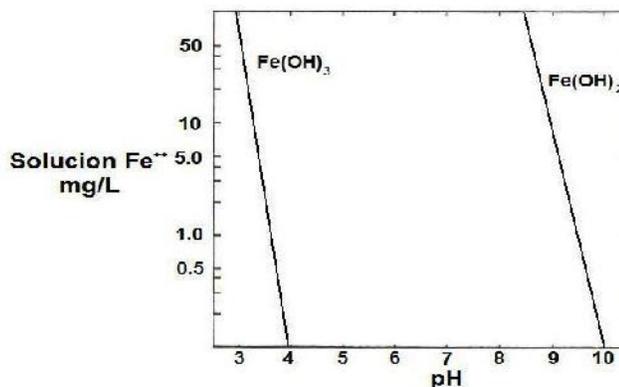
Se puede confinar con varios compuestos como: hidróxido ferroso, hidróxido férrico, óxido férrico, son escalas comunes que resultan al entrar en contacto con el aire. Por ejemplo:

Cuando el agua libre contiene iones férricos y féreos disueltos y los iones de bicarbonato son tocados por el aire, pueden formarse los hidróxidos férricos.



El hierro  $\text{Fe}^{++}$  es oxidado en presencia de aire para formar  $\text{Fe}^{+++}$  como resultado de un hidróxido. Este es prácticamente insoluble debido a su pH de 4, como se muestra en la figura 3.25, excluyendo el oxígeno, en 100ppm de  $\text{Fe}(\text{OH})_2$  la solución estará en un pH de 8.5.

Figura 3.25\*  
Efecto del pH en la concentración del hierro



“El agua roja” es el resultado de la suspensión de partículas de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , que es otro producto del oxígeno con el hierro.

En general, los componentes químicos del acero son mucho más complejos que los ya descritos anteriormente.

Esto es principalmente debido al hecho que el hierro normalmente existe en dos formas y estas se oxidan ante la presencia del agua,  $\text{Fe}^{++}$  (Ferroso) y  $\text{Fe}^{+++}$  (Férrico). Estos dos iones forman compuestos con los mismos aniones que poseen diferentes solubilidades, esto es difícil de cuantificar y de predecir la conducta de los compuestos del acero.

#### **3.3.2.5.4. ELIMINACIÓN DE COMPUESTOS DE HIERRO**

Para los compuestos férricos, usualmente se usa ácido clorhídrico, el cual debe tener un inhibidor de corrosión para prevenir el daño de la tubería. Además, debe contener a un agente hierro-estabilizador para prevenir precipitación de compuesto de hierro una vez que el ácido se gaste.

Durante la acidificación de los compuestos férricos, esos pueden existir como iones  $\text{Fe}^{++}$  o  $\text{Fe}^{+++}$ . Hasta que el ácido se gaste, el pH subirá y los iones de hierro se empezaran a precipitar como  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  a un pH de 2.2 aproximadamente. Cuando el pH regrese a 3.2 todos los iones férricos se precipitaran.

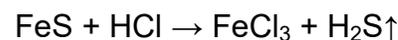
El agente estabilizador de hierro es usado para prevenir la precipitación de hidróxidos ferrosos.

Los dos tipos de estabilizadores de hierro son:

- Agentes reductores: los agentes reductores, convierten los iones férricos en iones ferrosos haciéndolos más solubles. El *ácido eritorbico*, es usado para esta conversión, y es capaz de solubilizar por encima de nueve veces tanto el hierro férrico como el ácido cítrico.
- Gelatinizador o agentes separadores: este material reacciona con los iones férricos para formar un complejo soluble en agua, así previniendo la precipitación. Comúnmente el uso de ácidos cítricos, ácidos acéticos, mezclas de ácidos cítricos y ácidos acéticos, ácidos EDTA y ácido nitrilotriacético (NTA).

A diferencia de los iones ferrosos que son más solubles, por sus valores de pH por encima de 7, desde que el ácido es consumido, los valores de pH caen hasta 5.3, precipitando el acero ferroso, sin mayores problemas.

Cuando el sulfito de hierro es disuelto, hay que tener cuidado puesto que el H<sub>2</sub>S es venenoso. La reacción entre FeS y HCl es la siguiente:



### 3.3.2.6. DEPÓSITOS DE SILICATOS

Los depósitos de sílice no son comunes en aguas de inyección. Sin embargo, estos pueden ser bastante serios en los calentadores y generadores de vapor, y son muchas veces problemáticos en aguas de refrigeración.

Se piensa que sílice ocurre en ambos los estados coloidales como  $\text{SiO}_2$ , o puede ser la confabulación con el magnesio, sodio o iones de aluminio que forman las escalas de silicatos.

Estos pueden vaporizarse en las ollas a presión y precipitarse en las aspas de las turbinas.

### 3.3.2.7. PREVENCIÓN PARA LA FORMACIÓN DE ESCALAS

- a. Evitar mezclar aguas incompatibles.
- b. Diluir el agua.
- c. Controlar el ph.
- d. Eliminar continuamente la escala producida.
  - Eliminar el gas disuelto.
  - Ablandar el agua.
  - Nano filtración.
- e. Controlar la escala con químicos.
  - Seleccionar y evaluar los inhibidores de escala.
  - Aplicar inhibidores.
  - Monitorear.

f. Mecanismos de control de escala sin agentes químicos

- Mecanismos de tratamiento magnético.
- Mecanismos electrostáticos.
- Mecanismos catalíticos.

### **3.3.2.7.1. IDENTIFICACIÓN DE ESCALAS**

Para la eliminación de la escala es necesario saber de que está compuesta la escala y cuál sería la mejor solución.

Existen algunos métodos para la predicción del tipo de escala, la cual se espera según las condiciones de la partícula en agua. Sin embargo, el único método fiable de evaluar el problema es de obtener una muestra de la escala o de los sólidos que taponeen y analizarlo.

Por lo general las escalas aparecen en las facilidades de superficie, una muestra de esto es abriendo el sistema y tomando muestras. Para la identificación de los compuestos estos se los lleva al laboratorio donde el primer análisis es medir la cantidad de cada compuesto presente.

### 3.3.3. CORROSIÓN

La corrosión puede o no ser uniforme e ir desde pequeñas área hasta extensas zonas. La localización de la corrosión es usualmente muy complicado de localizar.

#### 3.3.3.1. TIPOS DE CORROSIÓN

##### 3.3.3.1.1. CORROSIÓN GALVÁNICA

Cuando dos metales diferentes entran en contacto con un electrolito y En una pareja galvánica, el metal más activo es llamado ánodo y el metal menos reactivo es llamado cátodo. Uno de los más factores en la corrosión galvánica es la proporción del área expuesta del cátodo, esto se refiere al "efecto del área." la proporción más desfavorable es un cátodo grande conectado a un ánodo pequeño. Cuando una tubería vieja es conectada a una nueva, se genera un efecto en el cual la tubería nueva funciona como ánodo, haciendo que esta se corroa primordialmente. Para la protección catódica se utiliza magnesio para proteger los metales.

Figura 3.26  
Grafico de una corrosión galvánica



### **3.3.3.1.2. CONCENTRACIÓN DE CELDAS**

Para localizar la corrosión en la superficie de un metal, es necesario tener dos puntos en donde se cree un diferencial en la composición de los electrolitos.

#### **GRIETAS POR CORROSIÓN**

Estas son causadas por la presencia de oxígeno, la causa de las grietas son la disminución del pH, resultando en un ambiente más ácido, que acelera la corrosión.

#### **INTERFACE AIRE-AGUA**

El agua en superficie contiene más oxígeno que el que se encuentra ligeramente por debajo de la superficie. El diferencial de concentraciones puede causar un ataque preferencial a las líneas de agua.

#### **SEDIMENTOS Y ESCALAS**

La deposición de cualquier sólido en un metal a superficie que no esté suficientemente hermético, puede generar corrosión debido al diferencial de concentraciones. Las bacterias sulfato reductoras crecen en ciertos sedimentos o escalas, creando  $H_2S$  y causar descascaramiento de la tubería.

### 3.3.3.1.3. CORROSIÓN POR EROSIÓN

Elimine del producto corrosivo la erosión debida a altas velocidades, turbulencia, o la acción abrasiva de sólidos suspendidos que pueden producir aumento de la corrosión al exponer el electrolito al metal fresco continuamente, este forma de corrosión se llama la "corrosión por erosión."

La corrosión por erosión, normalmente ocurre en las áreas localizadas como curvaturas o codos. Sin embargo, puede estar bastante extendido en un sistema si los sólidos suspendidos están presentes en cantidades significantes.

Un fenómeno similar a la corrosión por erosión, es conocer como ocurre la intrusión, el cual ocurre cuando un chorro choca con en la superficie de un metal y descansa bajo las películas de la protección a las áreas muy pequeñas, produciendo hoyos o agujeros a los puntos de intrusiones.

Figura 3.27

Grafico de una corrosión por erosión



#### 3.3.3.1.4. CORROSIÓN POR CAVITACIÓN

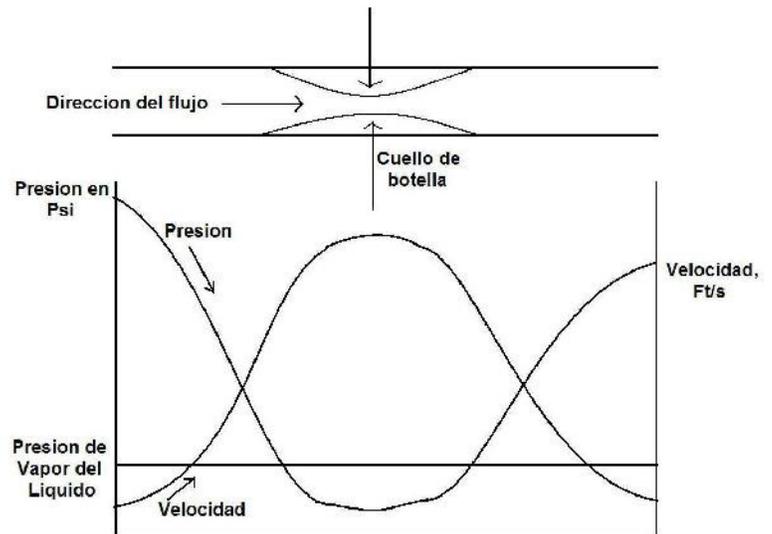
La cavitación es causada por la repetida formación y subsecuente colapso de las burbujas de vapor en la superficie de los metales. El daño por cavitación es un problema muy común en bombas centrifugas.

Para que la cavitación ocurra, la presión debe caer primero suficientemente para permitir que el agua se vaporice. La presión debe aumentar entonces suficientemente para derrumbarse las burbujas de vapor de agua. Los cálculos han mostrado que el colapso rápido de las burbujas de vapor produce un choque de ondas con presiones tan altas como 60000 psi. Estas altas fuerzas puede causar el daño de dos maneras:

- Cualquier película protectora de corrosión se destruye al punto de que el colapso de la burbuja produce un aumento de la corrosión.
- La fuerza es suficiente para rasgar las partículas de metal físicamente de la superficie.

La cavitación puede ocurrir inmediatamente después del control por válvulas, ya que el fluido al pasar a través de restrictores de flujo, estos aceleran y la presión cae, provocando la producción de burbujas como en los casos de las VRF. En la siguiente grafica se muestra la relación entre la velocidad y la presión.

Figura 3.28\*  
 Grafico que relaciona la velocidad con la presión  
 en una zona de restricción



### 3.3.3.1.5. DAÑO POR HIDROGENO

Los átomos de hidrogeno son formados por la acción catódica en la superficie del metal durante la corrosión por gases ácidos. En sistemas de agua dulce al aire libre, muchos de los hidrógenos se combinan en la superficie del metal para formar moléculas de hidrogeno (gas), que subsecuentemente se desarrolla en la superficie del metal dentro del agua.

Existen tres tipos de daño que puede causar la difusión de los átomos de hidrogeno dentro del acero:

## HIDROGENO ABRASIVO

Durante la corrosión acida, el átomo de hidrógeno se difunde a través de acero pudiéndose combinar para formar el hidrógeno molecular dentro de los defectos estructurales como en huecos, laminaciones, micro fracturas, o discontinuidades alrededor de las inclusiones. Una vez el hidrógeno molecular se haya formado dentro de un defecto, se entrapa, porque las moléculas de gas de hidrógeno son demasiado grandes para difundirse fuera a través del enrejado del metal. Cuando la corrosión continúa, los átomos de hidrógeno continúan difundiendo en el defecto que crea las moléculas de hidrógeno adicionales, incrementando la presión en el defecto. La presión aumentada causa el crecimiento y la separación extensa de la falla.

Este proceso se ilustra en la siguiente grafica donde ocurre la corrosión en la parte superior de la superficie del metal, y sus tres formas de actuar el hidrogeno:

1. Una porción de hidrogeno es combinada y produce hidrogeno molecular en la superficie.
2. Algunos hidrógenos se esparcen completamente en la superficie externa del metal.

3. Los átomos que se esparcen dentro del hueco, forman hidrogeno gaseoso. La presión creada en el interior de esta deforma el metal.

Lo abrasivo normalmente se confina a las más bajo calidades de fuerza de acero. (70000 a 80000 psi la fuerza tensor y una dureza de Rc 22 o menos).

El hidrógeno abrasivo es principalmente una función de la "limpieza" de acero, que se relaciona a las impurezas en el acero y el método de fabricación.

### **FRACTURAS INDUCIDAS POR EL HIDROGENO**

Conocido también como craqueo escalonado o craqueo abrasivo, el fracturamiento por inducción del hidrogeno es un caso especial del hidrogeno abrasivo que puede ocurrir durante la corrosión. El HIC suele ocurrir cuando el acero tiene numerosos defectos al ser alargado los cuales son paralelos a la superficie. El hidrógeno puede recoger a lo largo de los defectos y puede crear fisuras miniatura o fracturas. Las fracturas en un plano tienden a unirse a con las fracturas de los planos adyacentes y formar algo llamado los "**pasos**" como la muestra en el gráfico. Los fisuras pueden reducir el espesor de la pared hasta que la tubería se sobre-esfuerce y se rompa. Las fracturas son acompañadas generalmente de zonas abrasivas.

## SULFUROS ENFATIZADORES DE FRACTURAS

Figura 3.29  
Figura de una corrosión por sulfuros enfatizadores de rupturas.



El hidrógeno quebradizo es una falla en los materiales metálicos quebradizos a diversos niveles de esfuerzos o rendimiento, que da como resultado a la exposición del átomo de hidrogeno.

Los sulfuros enfatizan que el agrietamiento es una forma particular del hidrógeno quebradizo que ocurre debido a la entrada de hidrógeno atómico en acero, como resultado de la corrosión acida. El mecanismo exacto por que el hidrógeno causa una pérdida de ductilidad es una cuestión de debate técnico.

El orden para que los SSC ocurran se muestra a continuación:

1. Sulfuro de Hidrogeno.
2. Agua.

3. Acero de alto esfuerzo.
4. El acero debe tener bajo esfuerzo por tensión o carga.

Si todo esto ocurre, es probable que aparezca SSC después de un tiempo, sean estas horas, meses o años. La susceptibilidad para que fallen los materiales se describen a continuación:

#### 3.3.3.1.6. CORROSIÓN POR FATIGA

Este es causado por la corrosión y por los esfuerzos cíclicos

Figura 3.30  
Figura de una corrosión por fatiga



### 3.3.3.1.7. CORROSIÓN POR MICROORGANISMOS

Esta es causada por la actividad bacteriana, causando daños internos en los sistemas de inyección. Los daños externos ocurren cuando existe actividad bacteriana en el suelo y este está en contacto con la superficie del material.

Entre las formas de microorganismos tenemos los limos y los mecanismos de corrosión son por despolarización catódica, corrosión ácida. Para su tratamiento tenemos los biocidas, dióxido de cloro.

Figura 3.31

Figura de corrosión por influencia microbiológica



### 3.3.3.1.8. CORROSIÓN ELECTROLÍTICA

Similar a la corrosión galvánica con la diferencia en que en esta actúan factores externos. Un típico ejemplo de corrosión electrolítica es la corrosión de las estructuras externas por pérdidas de la circulación en la protección catódica.

### 3.3.3.1.9. CORROSIÓN POR DESGASTE

La corrosión por desgaste ocurre cuando dos metales entran en contacto en un ambiente corrosivo, el cual está sujeto a un movimiento relativo o de vibración.

Figura 3.32  
Figura de una corrosión por desgaste



### 3.3.3.1.10. CLORUROS ENFATIZADORES DE GRIETAS

Más de 300 tipos de acero inoxidable que pueden ser fisurados en presencia de agua salada a temperaturas alrededor de 150°F, o por tensiones residuales.

Figura 3.33  
Figura de una corrosión por cloruros



### **3.3.3.2. MÉTODOS PARA CONTROLAR LA CORROSIÓN**

Existen muchos métodos para controlar o prevenir la corrosión en sistemas de inyección de agua, estos se clasifican en seis categorías en general:

#### **3.3.3.2.1. ALTERACIÓN DE LA COMPOSICIÓN DEL MATERIAL**

Una aleación resistente a la corrosión o un metal no-férreo pueden sustituirse para el acero común, o plástico también puede usarse. Los metales resistentes a la corrosión son más caros que el acero a base de carbón. Los materiales plásticos normalmente están sujetos a la presión más severa y limitadas a la temperatura.

#### **3.3.3.2.2. ALTERACIÓN DE LA COMPOSICIÓN ELECTROLÍTICA**

La composición del agua puede ser alterada con un cambio en el pH, sea de forma química o mecánica, removiendo los gases o por mezclado de aguas.

#### **3.3.3.2.3. ALTERACIÓN FÍSICA DEL SISTEMA**

Típicas pruebas como el incremento del NPSH para la prevención de la cavitación, incrementando o disminuyendo las velocidades en las áreas de la tubería.

### 3.3.3.2.4. AISLAMIENTO DEL METAL DEL ELECTROLITO

La capa plástica y revestimientos son muy populares en el género tubular y tanques. Frecuentemente se usan los revestimientos de cemento en las tuberías.

### 3.3.3.2.5. INHIBIDORES QUÍMICO

Los inhibidores químicos son vistos como una capa, los inhibidores más usados en los sistemas de inyección son las formaciones de láminas orgánicas.

### 3.3.3.2.6. PROTECCIÓN CATÓDICA

Es la aplicación de una corriente eléctrica a un metal inmerso en agua para detener su corrosión. Aquí es donde aparece el nombre de ánodos de sacrificio.

Tabla XXXIV  
Categorización cualitativa de acero en tasas de corrosión

	Tasa de corrosión Promedio		Máxima tasa de descascarado	
	mm/y	mpy	mm/y	mpy
Bajo	<0.025	< 1	< 0.13	< 5
Moderado	0.025 – 0.12	1 – 4.9	0.13 – 0.2	5 – 7.9
Alto	0.13 – 0.25	5 – 10	0.21 – 0.38	8 – 15
Avanzado	> 0.25	> 10	> 0.38	> 15

### 3.3.3.2.7. MÉTODOS DE SELECCIÓN

Para la selección o combinación de métodos para prevenir la corrosión son basados en los mínimos costos bajo los siguientes objetivos:

- Obtener un tiempo aceptable de vida de los equipos.
- Prevención de la contaminación del ambiente.
- Minimizar la generación de sólidos suspendidos.
- Valor presente del dinero.
- Cotos de materiales.
- Labor de costos.

### 3.3.3.3. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

Los inhibidores de corrosión en sistemas de inyección de agua son seleccionados por varias maneras, entre las cuales tenemos:

- Experiencia en el área.
- Pedir consejos al vendedor de químicos.
- Hacer pruebas de laboratorio y pruebas de campo.

Los siguientes pasos son recomendados cuando se quiere escoger un inhibidor:

1. Encontrar la causa de la corrosión, es el más importante. Determinar la cantidad de gas presente disuelto.
2. Seleccionar un inhibidor inicial con la colaboración del químico, del company o del personal técnico para tomar la mejor opción.  
Para la selección del químico puede ser necesario el uso de pruebas de laboratorio o de campo. En el grafico se muestra una prueba hecha a un lado de un afluente.

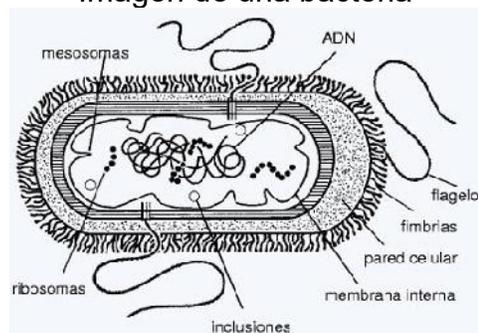
Llevar el monitoreo del químico usado inicialmente para ver su desempeño, ya que esta pudo actuar en todo el sistema o solo en una parte, cambiando así la corrosividad con el tiempo.

### 3.3.4. PRESENCIA DE BACTERIAS

Algún conocimiento del comportamiento de microorganismos en el agua es extremadamente importante ya que su presencia puede causar corrosión en los equipos de inyección. Entre los microorganismos tenemos:

**Las bacterias.**- Comprende la clase grande de microorganismos, los cuales son de nuestro interés para el tratamiento de agua. La célula de la bacteria tiene pequeñas estructuras visibles, al ser examinados con un microscopio electrónico. Alrededor de la pared celular se encuentra una pared que le da una forma o figura, esta es una capa delgada semipermeable cuyo principal funcionamiento es el de controlar selectivamente el pase de las sustancias que se encuentran entre la célula y el exterior. La célula está llena de agua, la cual contiene diferentes químicos y minerales. Algunas de estas bacterias poseen un flagelo que las ayuda a moverse a través del agua como se muestra en la figura 3.34.

Figura 3.34  
Imagen de una bacteria



**Las eucariotas.**- que a su vez están divididas en:

**Algas:** Son células simples de plantas que contienen clorofila, este realiza su propio alimento por medio de la fotosíntesis la cual usa a la luz como fuente de energía y CO<sub>2</sub> para su crecimiento. Estas algas pueden formar una delgada capa en la superficie del agua la cual es fácil de identificar ya que son de color verde y azul verdoso, las cuales se suelen encontrar en estanques o fuentes de enfriamiento.

**Fungis:** Crecen en ambientes aeróbicos, y se cree que no ocasionan problemas en los sistemas de inyección.

**Protozoo:** Son formas de vida animal que se encuentran tanto en agua dulce como en agua salada y solo requieren de oxígeno para vivir, estos se pueden encontrar en los tanques abiertos o fosas.

**Macroorganismos.**- Los océanos en el mundo contienen criaturas que pueden ser como en el caso del plancton y se los agrupa según su tamaño como en el caso de los más largos se los conoce megaloplancton y tan pequeños como los nano plancton, los plancton son muy importante ya que su proliferación pueden causar taponamiento por taponamiento en nuestros sistemas de inyección, las cuales son más comunes en las facilidades offshore o de tratamiento de aguas salinas.

### 3.3.4.1. BACTERIAS QUE CAUSAN PROBLEMAS

Como hemos establecido previamente, las bacterias pueden ocasionar dos tipos de problemas los cuales son el taponamiento y la corrosión.

Las bacterias pueden afectar las facilidades de los sistemas petrolíferos de manera significativa por la corrosión y estos son:

- Generan sulfuro de hidrogeno, incrementando la corrosividad del agua, debido a que consumen electrones del cátodo.
- Producen ácidos orgánicos que inician o aceleran la corrosión de material metálico, ya que proveen  $H^+$ .
- Producen una sustancia que incrementan la tasa de corrosión por causa electroquímica.
- Partículas de hierro oxidado, que al precipitarse forman depósitos llamados tubérculos que aceleran la corrosión.
- Combinación de ambos procesos

El taponamiento puede resultar de la actividad bacteriana y sea por su generación de biomasa o por acumulación de sedimentos en las tuberías.

### 3.3.4.1.1. BACTERIAS SULFATO REDUCTORAS

Esta causa la mayoría de los problemas en las estaciones de reinyección, la reducción de sulfatos y sulfitos en agua producen  $H_2S$ .

Existen 4 problemas típicos que resultan de la reducción del sulfato en los sistemas de inyección de agua:

1. Pueden causar hoyos.
2. La generación de  $H_2S$  por la bacteria puede aumentar la corrosividad en el agua, si el sistema es ácido puede o no afectar la generación de  $H_2S$ . Si el sistema es dulce, la presencia de  $H_2S$  puede afectar enormemente a la tasa de corrosión haciendo que aumente.
3. La presencia de SRB en el sistema que estuvieron originalmente libres de  $H_2S$ , crea la posibilidad de romper los sulfitos y generar un agente abrasivo que afecta el sistema.
4. La corrosión ácida resulta de la formación de sulfuros de hierro que es un excelente material de taponamiento.

La SRB se encuentra por lo general en zonas de bajas velocidades las cuales por lo general son tanques, filtros y en el hoyo de rata.

Entre los tipos de bacterias SRB solo hablaremos de dos familias, las más importantes en nuestro campo que son:

Desulfovibrio

Desulfotomaculum

Las más comunes detectadas en los equipos de facilidades son las desulfovibrio, las Desulfotomaculum forman esporas que cubren la bacteria, haciéndolas resistentes a la temperatura, ácidos alcoholes, desinfectantes, refrigerantes y muchas otras condiciones adversas.

En la siguiente tabla se detalla la familia de la SRB

Tabla XXXV  
Familia de las SRB

<b>Genero</b>	<b>Especie</b>	<b>Forma</b>
Desulfovibrio	Africanus	Vara Sigmoide
	Desulfuricans	Vibrio
	Salexigens	Vibrio
	Vulgaris	Vibrio
Desulfotomaculum	Nigrificans	Vara
	Orients	Vara curva

## EFFECTO DE LA SALINIDAD

Los SRB son encontrados en aguas naturales cuyas salinidades cercanas a 0 son tolerantes la sal y pueden crecer en aguas cuyas concentraciones de NaCl están por los valores de 100.000ppm. Entre las bacterias SRB las sulfobios constan 2 especies que se dividen de acuerdo a la concentración de sal como se muestra:

>25.000ppm desulfobio salexigens

<10.000ppm desulfobio vulgaris

10.000ppm< desulfotomaculum <25.000ppm

Como resultado podemos decir que la salinidad afecta a las bacterias SRB.

## TEMPERATURA, PRESIÓN Y pH

La tolerancia de los SRB es:

Temperatura 40°F - 170°F

Presión 14500psi

Ph 5 a 9

Los estándares dados por laboratorios son:

Desulfovibrio crece a Temperaturas de 77°F - 110°F con límite máximo 120°F

Desulfotomaculum nigrificans crecen a temperatura de 130°F y empiezan una disminución de su crecimiento a partir de los 150°F pero sobreviven hasta los 170°F.

Desulfotomaculum orientis crecen a temperaturas de 85°F a 100°F y mueren a 108°F.

## **NUTRICIÓN**

Estos absorben directamente de los nutrientes que se encuentran en su ambiente, estas células contienen proteínas llamadas encimas que ayudan a romper los nutrientes en moléculas y así permitir que la bacteria entregue energía a ellos.

En una simple célula, las bacterias contienen diferentes encimas, haciéndolas una efectiva catalizadora para sus reacciones químicas, como sea, las encimas trabajan juntas de manera coordinada para producir los materiales que requieren su metabolismo y su crecimiento normal.

Aunque todas las encimas son producidas en la célula, algunas son encontradas en las paredes celulares con la función de asimilar las largas cadenas de moléculas, rompiéndolas hasta hacerlas más pequeñas y así poder ser absorbidas por la bacteria.

Para que las bacterias sulfato reductoras puedan crecer, estas deben absorber en orden de la importancia de nutrientes como son:

- **Carbono:** las bacterias sulfato reductoras son heterotróficas, esto quiere decir que todas las sustancias son derivadas de material orgánico y que generan dióxido de carbono cuando estas crecen. Estas utilizan materiales disueltos en agua como son los alcoholes y los ácidos orgánicos.
- **Nitrógeno y Fosforo**
- **Hierro disuelto:** requiere altos niveles relativos de hierro disuelto.
- **Sulfitos, Sulfatos, Bisulfitos e iones de Tiosulfato:** hay que tener siempre en cuenta que las bacterias sulfato reductoras crecen con presencia de sulfato, reduciéndolos a sulfitos y otras crecen con sulfito dejando compuestos de azufre.

## **EFEECTO DEL O<sub>2</sub> Y H<sub>2</sub>S**

Los SRB son pocamente encontradas en ambientes donde existe oxígeno, proliferando en ambientes donde el oxígeno es escaso. En los sistemas de inyección de agua, la proliferación es abundante.

El efecto de disolver oxígeno es el detenimiento del crecimiento de los cultivos de SRB, pero a su vez podemos reducir la cantidad de oxígeno, poniendo a las bacterias aeróbicas que se proliferen en las paredes de las bacterias y de esta manera reducir el oxígeno, conforme aumente o crezca el cultivo.

### **3.3.4.1.2. BACTERIAS OXIDANTES DE HIERRO**

Puede oxidar los iones férricos solubles en el agua formar una cobertura de hidróxido férrico alrededor de ellos cuando estas crecen. Ejemplo de estas bacterias tenemos a las Siderocapsa, Gallionella y la Sphaerotilus. Estas son clasificadas como bacterias aeróbicas, aunque pueden ser cultivadas en ambientes con niveles de oxígeno < 0.5ppm provocando la corrosión o taponamiento.

### **3.3.4.1.3. BACTERIAS FORMADORAS DE PLACA**

Estas forman delgadas capas muy densas alrededor de superficies sólidas, y producen los mismos problemas que las SRB y los oxidadores de hierro.

### **3.3.4.2. MÉTODOS PARA DETERMINAR BACTERIAS**

Los métodos de cultivación son de alta confianza para la detección de incrementos de bacterias, estas pueden ser detectadas o no, así como estas pueden crecer o no crecer en ambientes artificiales.

Algunas de las típicas técnicas para la determinación de bacterias o microorganismos, son mostrados a continuación:

#### **3.3.4.2.1. EXANIMACIÓN MICROSCÓPICA FLUORESCENTE**

Una vez que las bacterias han sido retirada de sus alrededores, se les procede a tratar o a manchar con fluorescentes (dibenzopiridina naranja, 4,6 diamidio-2-phenylindole) que al exponerse a los rayos UV, son detectados, separando así las vivas de las muertas y contabilizándose de manera rápida y directa. Para detectar a las vivas se puede usar el acetato fluorescente.

Las células por lo general se concentran en filtros de membranas de policarbonatos, que retienen a las células en superficies llanas, antes de que estas pasen por una membrana de celulosa de acetato la cual es usada para atrapar los sólidos.

Los tintes fluorescentes, son dirigidos hacia los anticuerpos que buscan SRB, los resultados pueden estar en 2 horas y la mayor limitación de este método es que son específicos para cada SRB.

### 3.3.4.2.2. FOTOMETRÍA ATP

Los análisis de ATP proveen de una manera rápida, cuantificar los organismos vivos presentes en las aguas de inyección, estas no son específicas para las bacterias como en el caso de las SRB, es necesario tener en cuenta lo siguiente:

ATP: (adenosin-trifosfato), la cual está presente en todos los organismos vivientes.

El ATP es destruido en segundos por la liberación de encimas que tienen las células muertas.

La cantidad de ATP por célula es una función lineal de su volumen.

El procedimiento es el siguiente:

1. La muestra de agua debe ser filtrada en una membrana de poro  $0.45\mu\text{m}$ . Se debe tener cuidado porque el NaCl interfiere con la reacción de la ATP.
2. El ATP debe ser rápidamente extraído antes de la muerte celular, o tal caso la membrana es colocada en una solución amortiguadora como es el hidróxido de nitro-metano a 0.05 molar, que evita la destrucción del ATP.

3. El luciferin/luciferase es colocado en la solución amortiguadora para realizar el análisis de fotometría y así contabilizar las bacterias presentes.

Este método se hace solo si está identificado el tipo de bacteria presente.

### **3.3.4.2.3. DETECCIÓN DE ENZIMAS**

- Medición de hidrogeno  
Por lo general el hidrogeno es producido por el cátodo en las reacciones de corrosión, la utilización de este hidrogeno como las SRB, despolarizan el cátodo y aceleran la reacción de corrosión, por lo tanto la presencia de hidrogeno indica la presencia de bacterias.
- Medición de APS-reductor

### **3.3.4.3. ANÁLISIS BACTERIAL PARA MUESTRAS DE AGUAS**

Para la toma de muestras se realiza los siguientes sitios:

1. Fuente de agua. (Chorros, lagos, ríos, etc.)
2. Tanques, recipientes y filtros. (Muestras a la entrada y salida de los mismos).
3. Pozos de inyección. (Muestras tomadas a varias distancias de la estación de inyección).

#### **3.3.4.3.1. ANÁLISIS BACTERIAL PLANCTÓNICA**

Son básicamente similares a las anteriores con la diferencia de ciertos requerimientos adicionales que son:

- Los materiales deben ser esterilizados, si se han usado antes.
- Se debe seleccionar un sitio representativo.
- Evitar muestras estáticas.
- Se suele excluir al oxígeno, en las muestras que se cultivan las SRB.

Para análisis in-situ, se puede usar una jeringa tomando la muestra directamente de la válvula, inoculando de manera inmediata.

#### **3.3.4.3.2. MUESTRAS PARA ANÁLISIS DE BACTERIAS SESSILE**

Para la muestra si se dan en depósitos tener en cuenta el lodo, la escala y productos corrosivos. Siempre usar equipo estéril y solo se expone la superficie a evaluar. Para la muestra se usan glutaldehído araldehyde al 2.5%.

### 3.3.4.4. CONTROL QUÍMICO

#### 3.3.4.4.1. TIPOS DE QUÍMICOS

Los químicos usados para el control bacterial por lo general se los clasifica de la siguiente manera:

- Sea por su **función:**

**Bactericidas**, que matan las bacterias.

**Bacteriostato**, que inhibe o retarda el crecimiento bacterial.

**Biocida**, mata bacterias y otras formas de vida.

**Biostato**, químico que retarda o inhibe el crecimiento de otro tipo de vidas a parte de las bacterias.

- Por su **composición química:**

- Químicos inorgánicos o biocidas oxidantes: estos atacan el citoplasma y entro los cuales tenemos:

**Acido hipocloroso.**

**Bromo.**

**Cloro e hipocloritos de sodio**, es el más usado sea para agua fresca o de mar, son eficientes para los plancton y algunos sessile.

**Dióxido de cloro**, usado como biocidas para aguas industriales, se lo produce de la reacción del cloruro de sodio o cloritos de sodio con ácidos clorhídricos.

- Químicos orgánicos o no oxidantes: estos atacan la membrana de la bacteria, las proteínas y algunas son:

**Fenoles.****Policlorofenoles.****Peróxido-orgánicos.**

**Aldehídos**, entre los más usados tenemos los glutaraldehidos, algunos de los aldehídos tienen bajas eficiencias de penetración en la bio-lamina bacterial, por lo cual se los suele mezclar con químicos parecidos como el amonio cuaternario.

**Quats y Aminos**, los Quats o amonios cuaternarios o fosfomonio cuaternario son muy activos en superficies y son usados como detergentes en aguas de baja salinidad, las Aminos al igual que los Quats son usados en superficie y su función es la de inhibir la corrosión.

- Químicos halogenados:

**DBNPA** (2-2-dibromo-3-nitropropionamida)

- Compuestos sulfurosos: atacan la proteína.

**Isothiazolina**

**Carbamates**

**Metronidazol**

#### 3.3.4.4.2. DESINFECCIÓN CON CLORO

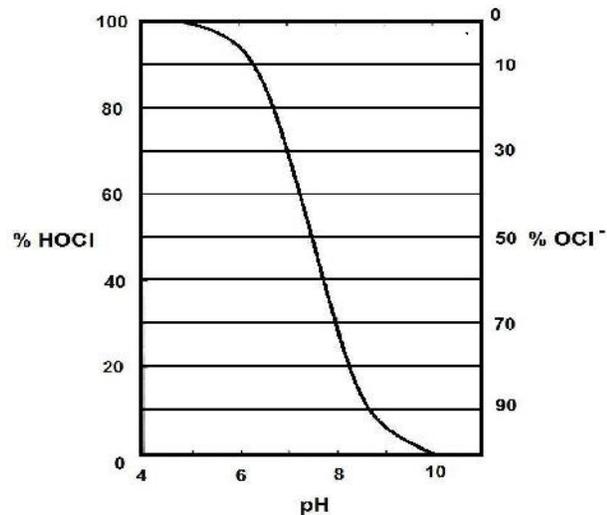
La cloruración, es un método efectivo y barato para el tratamiento de bacterias, cuando al cloro se le adhiere agua se forma la siguiente reacción:



## EFFECTO DEL pH

El grado de ionización depende del pH, cuando el pH está por debajo del 5, las moléculas de cloro están presentes. Por encima de este valor, se presentan los  $\text{OCl}^-$  y  $\text{OHCl}$ . En la figura 2.37 podemos observar el efecto del pH en la concentración de ácidos hipoclorosos.

Figura 3.35\*  
Se muestra el efecto del pH en la concentración de ácidos hipoclorosos



Como se pudo observar, la eficiencia del  $\text{OHCl}$  es mucho mejor que la del  $\text{OCl}^-$  a mayor número de pH. La cantidad de cloro requerida para matar de manera eficiente, está en función del tiempo y temperatura, así mismo del pH. Por lo cual, a mayor temperatura y menor pH, habrá mayor muerte bacterial.

Tabla XXXVI  
Cloro requerido por pH

<b>pH</b>	<b>Ppm de cloro residual</b>
6 - 8	0.2
8 - 9	0.4
9 - 10	0.8

El cloro residual se define como la cantidad de cloro presente como  $\text{Cl}_2$ ,  $\text{OCl}^-$ ,  $\text{HOCl}$ .

El cloro al ser un fuerte oxidante, este tiende a reaccionar con otros materiales, disminuyendo su disponibilidad para matar bacterias, en estos casos es necesario estabilizar el nivel de cloro, disminuyendo su inyección.

Estos son algunos de los casos que podrían presentarse por las reacciones no deseadas del cloro:

- Hierro ferroso
- Iones de sulfuro
- Sulfuro de hidrogeno
- Compuestos orgánicos

Se conoce como *demanda de cloro* a la cantidad extra de cloro inyectada y la cantidad inyectada debe ser:

$$\text{Cloro requerido para matar} = \text{total de cloro inyectado} - \text{demanda de cloro}$$

#### **3.3.4.4.3. SELECCIÓN DE QUÍMICOS**

Para la selección del químico, se debe realizar una prueba de tiempo de matado en el pozo, para diferentes bactericidas. Para la selección se debe considerar lo siguiente

#### **MATAR O CONTROLAR**

Esto depende del tipo de bacteria que nosotros estemos tratando como el caso de las SRB, usamos los bactericidas, si se trata de limos usamos bacteria-estabilizadores.

#### **RESISTENCIA BACTERIAL**

Algunas veces, las bacterias se hacen resistentes a los biocidas, evolucionando, hasta que estas sean difíciles de matar. Si esto ocurre, se recomienda usar o cambiar a otro biocida, si persiste y se muestra un decrecimiento en la eficiencia, se recomienda otro tipo de tratamiento. No se recomienda el uso de cloro como bactericida en sistemas sucios

## **PRUEBAS PARA EL TIEMPO DE MATADO**

Se define como el tiempo que se toma un bactericida para matar una bacteria, esto se lo realiza a diferentes concentraciones.

## **MÉTODO PARA EL TRATAMIENTO**

Si el objetivo es la muerte total de las bacterias se debe bombear periódicamente al sistema

### **3.3.4.4. APLICACIONES QUÍMICAS**

#### **LIMPIEZA DEL SISTEMA**

Se recomienda que después del uso de bactericidas se proceda a limpiar el sistema, el limpiador tiene un solo propósito: remover todos los obstáculos entre el bactericida y la bacteria, ya que si no existe contacto los bactericidas nunca harían efecto.

Entre los métodos de limpieza tenemos:

- Limpiar fuera de las líneas de inyección usando solventes, ácidos y raspadores.

- Limpiar todas las acumulaciones de escalas presentes en tanques, recipientes y filtros de forma manual.

- Si existe taponamiento en el reflujo del pozo inyector se recomienda el uso de ácidos hipocloritos.

El ácido hipoclorito, disuelve completamente las bio-laminas de polisacáridos y mata bacterias y previene la precipitación de componentes en el agua.

Se recomienda el uso de un raspador antes del colchón de biocida, aumentando la eficiencia, la cual depende del contacto biocida-bio-lámina o bacteria.

### **ESTERILIZACIÓN DEL SISTEMA**

Una vez que se limpia el sistema, este debe ser esterilizado.

#### **3.3.4.5. EVALUACIÓN DE QUÍMICOS**

Para saber si el químico seleccionado está trabajando en nuestro sistema, debemos monitorear de manera continua, el siguiente procedimiento incluye algunas formas de monitoreo:

- Inspeccionar de manera continua los puntos de inyección, observando si se inyecta la concentración correcta.
- Estimar la población planctónica mediante el uso de microscopio fluorescente o del ATP.
- Estimar las familias bacterianas presentes mediante cultivos o disolución serial.

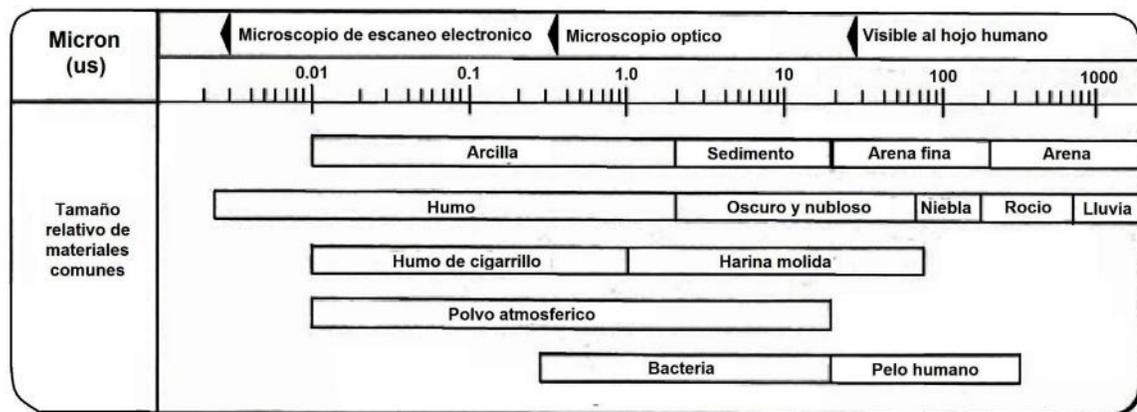
- Calificar el tipo de bacteria presente.
- Medir las concentraciones del H<sub>2</sub>S.
- Exanimación de los sólidos en suspensión.
- Inspeccionar el interior del sistema por presencia de escalas o de corrosión.

### 3.3.5. SÓLIDOS SUSPENDIDOS

#### 3.3.5.1. ANÁLISIS DEL TAMAÑO DE PARTÍCULAS

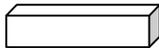
Las partículas encontradas en sistemas de inyección de agua van desde un rango menor de un micrón hasta cientos de micrones, en la figura a continuación se muestra los diámetros más comunes encontrados en las partículas.

Figura 3.36\*  
Diámetros comunes de partículas



Aunque en la mayoría de los casos encontramos partículas esféricas, no siempre se da este caso. Para describir la forma de una partícula no esférica es uno de los problemas fundamentales de la tecnología en partículas. La aproximación más común para describir este tipo de partículas es semejarla a una esfera, así refiriéndonos como un “equivalente de forma de esfera”, dependiendo del método que usemos para la medida tenemos las siguientes aproximaciones:

Tabla XXXVII\*  
Diámetros equivalentes de partículas

Método de medida	Diámetro medido	Forma equivalente	Valor del diámetro por unidad
	Partícula real		$d \times h \times w = 1 \times 1 \times 2$
Microscopio	Diámetro del área proyectada		$d_s = 1.58$
	Máxima distancia		$d_t = 2.23$
Sedimentación	Diámetro de Stokes		$d_{st} = 1.43$
Coulter counter	Diámetro del volumen		$d_v = 1.55$
Cedazo	Diámetro de la malla		$d = 1.00$
Contador HIAC	Diámetro del área superficial		$d = 1.77$

### 3.3.5.1.1. TÉCNICAS DE MICROSCOPIO

El uso del microscopio es una de las técnicas más viejas usadas para examinar partículas en el campo petrolero, sin embargo, esta es una manera muy tediosa para medir la distribución del tamaño de las partículas, así como pueden determinarse estadísticamente, el cual es usado para determinar forma y naturaleza de la partícula y así tener una idea general del rango de su tamaño. Escáner de electrones o SEM (Scanning electron microscopy) es un método popular para examinar partículas, mejor que un microscopio ordinario.

### 3.3.5.1.2. ANÁLISIS DE FILTRO DE MEMBRANA

Los filtros de membrana no pueden ser usados para estimar el tamaño de los sólidos suspendidos en agua, cuando los resultados son pequeños.

Dos técnicas son usadas:

1. Filtrar agua a través de dos membranas ubicadas en serie, la segunda membrana tiene un poro más pequeño que el anterior, y se mide la cantidad de sólidos suspendidos en cada filtro. La asunción de este resultado es que puede ser usado para estimar la concentración de las partículas en diferentes rangos.

Los resultados son erróneamente interpretados de la siguiente manera:

Tabla XXXVIII\*

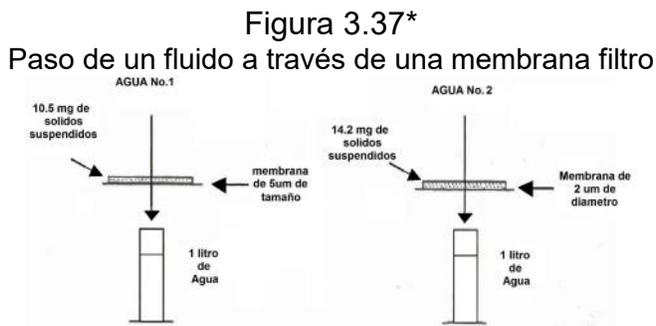
Resultados erróneamente interpretados

<b>Diámetro de la partícula</b>	<b>Concentración</b>
D $\geq$ 5 $\mu$ m	10.5 mg/L
5 $\mu$ m>D>2 $\mu$ m	3.7 mg/L

Este concepto es análogo para el análisis granulométrico para clasificar según tamaño las partículas secas. Sin embargo, el juego de cedazos se agita vigorosamente a lo largo del equipo granulométrico que previene el anticipo y da cada partícula en la muestra la oportunidad de atravesar una malla-tamaño dada.

La saltación de las partículas ocurre cuando se filtran las partículas de un líquido escurridizo que a menudo produce el levantamiento de las partículas más pequeñas que el tamaño de poro de membrana. La costra del filtro se forma en la membrana del filtro.

2. La segunda técnica empleada, es filtrar un agua dada a través de una membrana de un tamaño del poro dado. entonces una segunda muestra se filtra a través de un tamaño del poro diferente. Como se muestra en el ejemplo mostrado en figura.



Los resultados son erróneamente interpretados de la siguiente manera:

Tabla XXXIX  
Resultados erróneamente interpretados

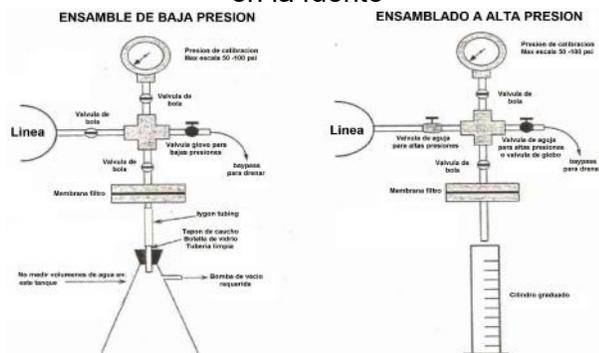
<b>Diámetro de la partícula</b>	<b>Concentración</b>
$D \geq 5\mu\text{m}$	10.5 mg/L
$5\mu\text{m} > D > 2\mu\text{m}$	$14.2 - 10.5 = 3.7 \text{ mg/L}$

Nuevamente, la asunción es hecha para todas las partículas que tienen un diámetro menor al del tamaño de la membrana, la cual debería pasar por el filtro. Sin embargo, esto no es verdad porque las partículas se puentean. En la filtración de partículas para líquidos escurridizos es un proceso completamente diferente para un análisis granulométrico para partículas secas y no debe ser usado para estimar el tamaño de las partículas.

### 3.3.5.1.3. CONCENTRACIÓN DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS

La concentración de sólidos suspendidos en agua está determinada por el paso de una cantidad de agua a través de un filtro o membrana y se determina con el peso del sólido recolectado en el filtro. El peso de los sólidos recolectados en mg, es dividido para la cantidad de agua que paso a través del filtro, tomando la concentración de sólidos suspendidos en mg/L. se recomienda que el agua que pasa a través de la membrana sea **directamente del sistema**, cuando sea posible, como se muestra en la figura 3.38.

Figura 3.38\*  
Muestreo de sólidos suspendidos con Membranas filtro en la fuente



\*Sacado del libro: "Applied Water Technology" por Patton

La recolección de los sólidos suspendidos de la muestra del agua debe ser guardada en recipientes cilíndricos limpios, los cuales debieron ser purgados con algún gas inerte como el nitrógeno. Cuando del agua es desplazada a través del cilindro debe pasar por una membrana de  $0.45\mu\text{m}$  y 20psi de presión hacia la botella con nitrógeno. Esta prueba es usada para pruebas a bajas presiones, también existen para casos de altas presiones como es en las cercanías del pozo.

### PERDIDA DE MEMBRANA

Este es un factor complicado, cuando grandes cantidades de agua pasan a través de celulosas/acetato que es una membrana de nitrato: el agua disuelve una pequeña cantidad del filtro, resultando en una pequeña pérdida de peso. Este peso perdido se conoce como **Membrana Perdida**. Esta cantidad perdida es insignificante solo si la cantidad de sólidos recolectados es grande. Sin embargo, la pérdida de membrana puede ser realmente significativa en aguas con baja cantidad de sólidos suspendidos.

Otra opción es la de usar diferentes materiales de membranas, como es el PVDF o (*polyvinylidene difluoride*), el cual no está sujeta a la pérdida de membrana.

### 3.3.5.2.COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS SÓLIDOS SUSPENDIDOS

La determinación de hidrocarburos solubles, ácidos solubles, residuos orgánicos e insolubles pueden complementarse por análisis químicos para identificar la mayor cantidad de componentes de cada fracción, los de nuestro interés son el hierro, sulfatos y carbonatos, complementados con la determinación del calcio, bario y estroncio como necesarios de estimar. Los análisis para la sílice y proteínas pueden ser también de interés.

Cuando los filtros de la membrana son usados en sales, la membrana puede ser lavada la primera vez, pero con un des-ionizador de agua antes de pesar o analizar. El propósito de lavar, es de remover las sales solubles en agua que se precipitan en el filtro cuando el agua es evaporada para una membrana húmeda durante el secado. Estas no forman parte de los sólidos suspendidos.

Un formato típico para el análisis de sólidos suspendidos se muestra a continuación:

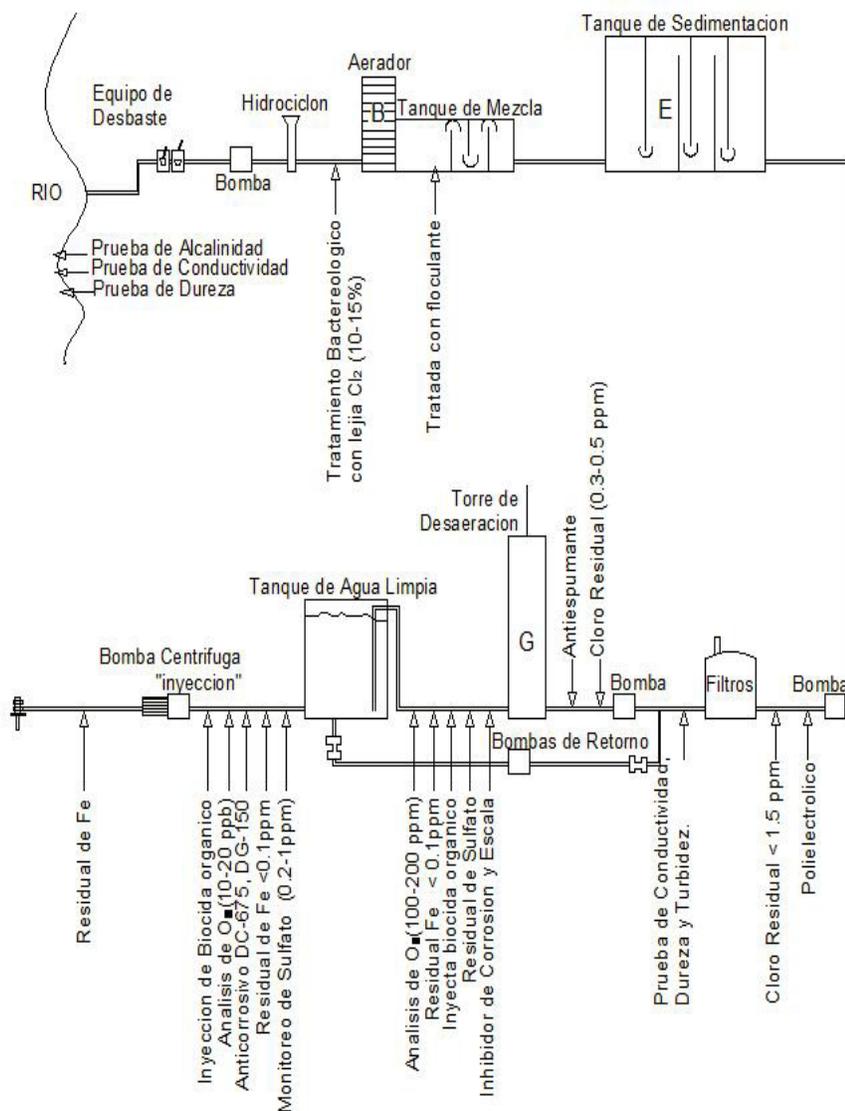
Tabla XL  
Formato para análisis de sólidos suspendidos

<b>Componentes</b>	<b>Mg/L</b>	<b>Mg/L</b>
<b>Total de ácidos solubles</b>		<b>1.50</b>
Calcio como CaCO <sub>3</sub>	0.13	
Hierro como FeS	0.40	
No definidos	0.97	
<b>Total orgánicos</b>		<b>3.55</b>
Solventes solubles (aceite)	1.70	
Perdidas por ignición	1.85	
<b>Total de ácidos insolubles</b>		<b>0</b>
<b>TOTAL DE S. S.</b>		<b>5.05</b>

### 3.3.6. DIAGRAMAS DE LÍNEAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS

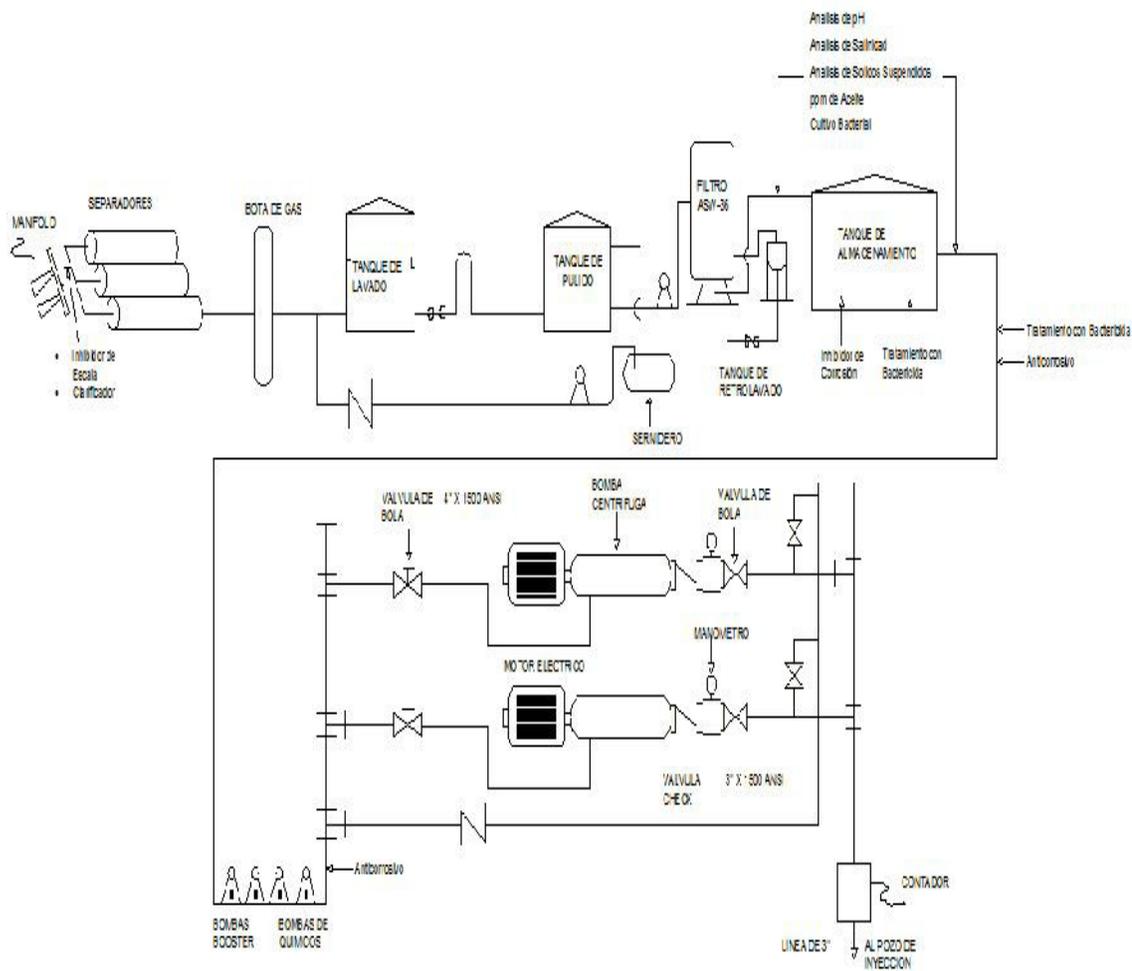
#### 3.3.6.1. DIAGRAMA PARA UN AGUA DE RIO

Figura 3.39  
Diagrama para un agua de rio



### 3.3.6.2. DIAGRAMA PARA UN AGUA DE PRODUCCIÓN

Figura 3.40  
Diagrama para un agua de producción



## CAPÍTULO IV

### 4. PRUEBAS Y ANÁLISIS ANTES DE LA INYECCIÓN

En todo proceso de inyección se deben analizar las propiedades del yacimiento para su correcta inyección. Sea esta de fluidos o de gases, ya que estas tienen diferentes formas de reaccionar con su entorno, por lo cual debe hacerse un análisis previo para ver sus condiciones y así determinar valores y factores con los cuales la inyección será óptima, en nuestro caso el agua tratada. El análisis de presión es usado para determinar datos necesarios.

#### 4.1. ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD

Uno de las principales causas de la formación de escalas en los sistemas de inyección es el taponamiento del pozo por mezcla de dos o más aguas que sean incompatibles. Si se mantiene una misma agua, el sistema puede ser estable no presentar posibles escalas, sin embargo, desde que estos sean mezclados, las reacciones de los iones disueltos en cada agua pueden producir insolubilidad, hinchamiento de las arcillas y aumentos de presión. Cuando esto ocurre, se dice que el agua es incompatible.

Por ejemplo nosotros podemos mezclar un agua que contenga gran cantidad de bario  $Ba^{++}$  con un agua que contenga gran cantidad de sulfato  $SO_4^-$  y su mezcla dará un  $BaSO_4$ .

Tabla XLI\*  
Mezclas de aguas, compuestos presentes y ausente

Compuesto	Agua "A"	Agua "B"
Ca <sup>++</sup>	Presente	Ausente
Ba <sup>++</sup>	Presente	Ausente
Fe <sup>++</sup> o Fe <sup>+++</sup>	Ausente	Presente
H <sub>2</sub> S	Presente	Ausente
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ausente	Presente
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	Ausente	Presente

Dependiendo de la cantidad que constituya cada presente, el pH, la temperatura y el radio en que las dos aguas son mezcladas, se podrá esperar muy poca o una alta precipitación como en el caso del carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario y el ion sulfuro.

La situación es mucho más complicada a partir que las dos aguas se mezclan.

Mezclar dos o más aguas que sean incompatibles en superficie para ser inyectadas en subsuelo no es lo mas recomendado.

#### 4.1.1. INCOMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE FORMACIÓN Y EL DE INYECCIÓN

Nuestro segundo problema de incompatibilidad empieza cuando el agua de inyección no es compatible con el agua de formación o el agua connata, sorprendentemente, algunos taponamientos son problemas debido a la incompatibilidad del agua en la inyección en pozos.

Cuando el agua se inyecta al pozo, el agua de inyección miscible desplaza el agua connata, ocurre una mezcla mecánica en la frontera de las dos aguas. Este fenómeno se llama **dispersión hidrodinámica**, la primera causa de dispersión es la supuesta distribución de permeabilidades a difusión no homogéneas. Otra cosa que cabe recalcar, es que los iones disueltos migran a través de la frontera entre las dos aguas, esto se conoce como **difusión**.

La contribución relativa de la dispersión hidrodinámica y la difusión iónica para el total de las mezclas de aguas es la velocidad con la que estas se mueven a través de la frontera hacia la roca reservorio. En muchas operaciones de inyección, las tasas de inyección y la dispersión son las principales causas de la mezcla. En los casos realizados en laboratorios, la cantidad de mezcla descrita es dada por un aparente coeficiente de dispersión, que incluye ambos efectos.

Warner desarrollo ecuaciones para el cálculo de la anchura y volumen de mezclado:

$$w = 4.619\sqrt{D' r} \quad (1)$$

Donde:

w = anchura de la zona de mezclado. Ft

D' = D/v = coeficiente de dispersión, ft  
 D = coeficiente de dispersión, ft<sup>2</sup>/s  
 v = frente de avance del fluido, ft/s

$$V_m = 5.17h\phi\sqrt{D'r^3} \quad (2)$$

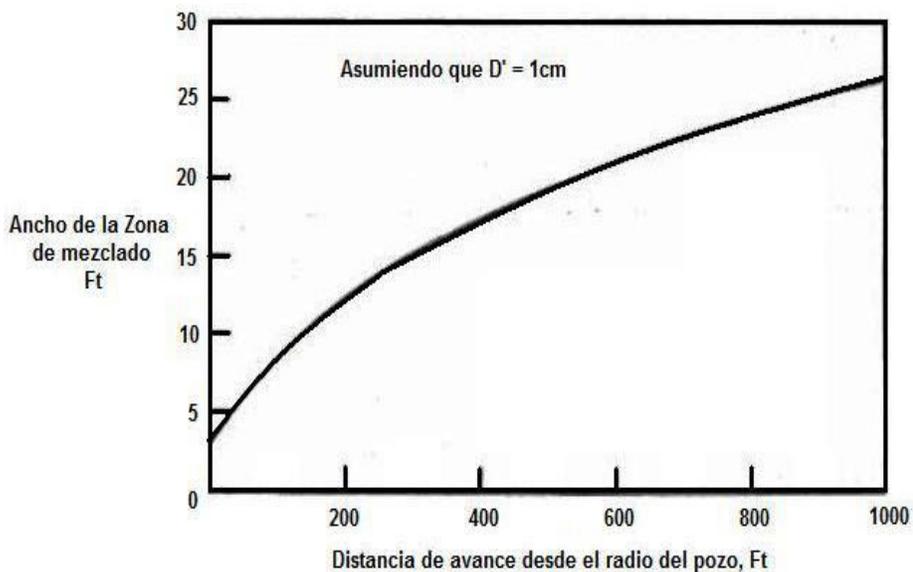
$V_m$  = volumen de la zona de mezcla, bbl

$R$  = distancia radial de la boca del pozo hasta el centro de la zona de mezcla, ft

$H$  = espesor de la zona de inyección, ft

$\phi$  = porosidad de la roca reservorio

Figura 4.1\*  
Ilustración del crecimiento de la zona de mezcla frente al avance radial



Para calcular la distancia radial de la zona de inyección en el pozo hasta la zona de mezcla es:

$$r = \sqrt{1.79 \frac{V_i}{h\phi}} \quad (3)$$

Donde  $V_i$  es el volumen de agua inyectada, bbl.

El volumen poroso acumulado que está en contacto con la zona de mezcla para cualquier tiempo y bajo la condición del radio es:

$$V_c = 0.56h\phi(r + 0.5w)^2 \quad (4)$$

Donde  $V_c$  es el espacio del volumen poroso que va hasta el borde de la zona de mezcla.

Si uno asume el peor de los casos, en el cual las dos aguas son mezcladas completamente dentro de la zona de mezclado, es posible calcular el máximo volumen de escala que se puede precipitar bajo estas condiciones:

$$V_p = 2.9 \times 10^{-6} \frac{V_m PPT}{SG} \quad (5)$$

Donde:

$V_p$  = volumen de la escala precipitada, bbl  
 PPT = peso de la escala precipitada, lb/1000bbl  
 SG = gravedad específica de la escala

A continuación se muestra un ejemplo de una supuesta prueba de compatibilidad tomada del *Capítulo 3 del libro: Applied Water Technology de Patton*:

Ejemplo:

Asumiendo lo siguiente:

- Dos aguas son mezcladas en la zona de mezclado.
- Se empieza a formar sulfato de bario en la zona de mezcla. La SG del  $\text{BaSO}_4$  es 4.2
- La máxima cantidad de escala que puede precipitarse es 35lb/1000bbl (100mg/L).
- El espesor de la zona de inyección es de 10 ft.
- La porosidad es del 20 %.
- $D' = 0.033\text{ft}$ .

Con esto datos nosotros podemos calcular el supuesto volumen de la zona de mezcla (2), volumen del espacio poroso (4) y el volumen de la precipitación (5), tomo en función del agua inyectada (1). Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Formulas usadas por Warner para su supuesto:

$$w = 4.619\sqrt{D'r} \quad (1)$$

$$V_m = 5.17h\phi\sqrt{D'r^3} \quad (2)$$

$$r = \sqrt{1.79\frac{V_i}{h\phi}} \quad (3)$$

$$V_c = 0.56h\phi(r + 0.5w)^2 \quad (4)$$

Tabla XLII\*  
Cálculos de las mezclas

$V_i$ (bbl)	$r$ (ft)	$W$ (ft)	$V_m$ (bbl)	$V_c$ (bbl)	$V_p$ (bbl)
1	1	0.8	2	2	$4.1 \times 10^{-5}$
10	3	1.5	10	15	$2.3 \times 10^{-4}$
$10^2$	9	2.6	54	126	$1.3 \times 10^{-3}$
$10^3$	30	4.6	306	1151	$7.3 \times 10^{-3}$
$10^4$	95	8.1	1733	10833	$4.1 \times 10^{-2}$
$10^5$	299	14.5	9675	104736	$2.3 \times 10^{-1}$
$10^6$	945	25.7	54364	1027617	1.29

Los precipitados así formados son distribuidos a lo largo del valor total del volumen poroso conectado por la zona de mezcla,  $V_c$ , y ocupa un fragmento despreciable de este espacio. Además, una vez que la zona de mezclado haya pasado un punto dado del reservorio, cualquier precipitado es solamente expuesto al agua inyección, y vuelve a disolverse parcialmente. Por consiguiente, uno no puede anticipar ninguna reducción significativa en la inyectividad debido a la incompatibilidad.

Varios investigadores han reportado experimentos en laboratorio que confirman esta conclusión, ambos en rocas que contienen 100% agua y donde una saturación de petróleo está presente. Se considera muy improbable que el pozo inyector se tapone.

Si se desea evitar cualquier posible reducción de permeabilidad, es posible inyectar en la zona limpia, una tercera de agua que sea mutuamente compatible con el agua inyección y el agua connata.

El volumen total requerido para eliminar la mezcla a cualquier radio dado, debe ser igual al volumen de la zona de mezclado,  $V_m$ .

También es posible tratar el agua inyección con un químico preventivo de escala para evitar así la precipitación en el área inmediata de la boca del pozo de inyección.

Sin embargo, esta aproximación es improbable para zonas que están fuera o más lejos del reservorio, ya que los inhibidores de escala tienen una fuerte tendencia en ser absorbidos en las superficies sólidas más cercanas, debido a la gran superficie presentada por la roca reservorio hace muy probable que todo el inhibidor sea absorbido por la roca dentro de una distancia muy corta de la boca del pozo.

Lo bueno es que es muy improbable que exista incompatibilidad entre el agua inyectada y el agua de formación. Sin embargo, también hay problemas serios de escala que pueden ocurrir en los pozos productores después del **rompimiento** del agua inyectada.

Si la zona productiva consta de varias capas de diferentes permeabilidades, el agua inyectada romperá en algunas de manera más temprana que en otras.

Otra forma de incompatibilidad se da por la sensibilidad de las formaciones, en el caso de las arcillas que existen en las formaciones de areniscas están en equilibrio con las formaciones de agua. Cuando estas arcillas entran en contacto con el agua inyectada o fluidos tratados, la reacción que puede ocasionar como resultado de este contacto es el del aumento del tamaño de las arcillas.

Las formaciones de carbonato tienen un comportamiento raro en conjunto con las arcillas.

Una combinación de hinchazón y dispersión comúnmente son referidas a las arcillas con el bloqueamiento el cual es considerado un mecanismo predominante de reducción de permeabilidad de aguas con bajas salinidades.

#### **4.2. PRUEBAS DE FALL-OFF TEST (FOT)**

Los análisis de presión son fundamentales para cualquier proceso previo a una inyección, en nuestro caso de agua tratada, en este tipo de análisis se realizan pruebas de FALL OFF, se cheque el daño de formación para evitar la disminución de la permeabilidad efectiva, este tipo de análisis se usa también para calcular la presión promedio del yacimiento el cual es fundamental para futuros proyectos de recobro mejorado y para medir las presiones de fractura las cuales son fundamentales para evitar el daño de formación y para tener un monitoreo apropiado de las operaciones de inyección.

Durante todo proceso de inyección se generan bancos de fluidos, debido a las diferentes razones de movilidad de cada uno; pero como nosotros trataremos con un fluido de razón de movilidad uno o cercano a uno, nuestro yacimiento se comportara como si hubiera un solo fluido.

Como nuestra razón de movilidad es igual a la unidad. Las pruebas de FALL OFF son análogas a las pruebas de restauración de presión en los pozos productores, esta prueba es corrida cerrando el pozo de inyección y registrando la respuesta de la presión como una función del tiempo. En este tipo de pruebas se mantiene el supuesto de que la tasa de inyección -  $q_i$ , se mantiene constante a un tiempo antes de la corrida del FALL OFF. Siempre y cuando se satisfagan las siguientes condiciones:

- La razón de movilidad del agua inyectada con el fluido del yacimiento deben ser aproximadamente las mismas.
- Si el fluido inyectado y el fluido in-situ tienen diferentes movilidades, pero la inyección ha ocurrido durante un tiempo suficiente y el radio externo del banco de fluido inyectado se ha desplazado lo suficiente, de modo que la prueba de FALL OFF no investigara detrás de ese banco. En otras palabras, si la prueba es suficiente corta para que el transiente de presión se mantenga dentro del banco del fluido inyectado, la presión no afectara los datos de presión registrados.

#### **4.2.1. FALL OFF AL PERIODO DE INYECCIÓN**

Una prueba de Inyectividad fue realizada en el pozo XXX-1, el cual fue perforado hasta una profundidad de 10650 ft de MD (profundidad de la zapata guía), un tubing de inyección de 4 ½ “, “segunda prueba realizada”.

El objetivo de la prueba de inyectividad es el de determinar los parámetros de inyección de la arena Y en el pozo, como parte del estudio del plan de inyección para el reservorio Y.

El presente reporte resume el análisis de la prueba de Inyectividad (FOT) realizada con un programa de la empresa a la cual nosotros visitamos, por asuntos de derecho de compra y propiedad intelectual no se muestra el procedimiento del programa pero se da las pautas para su entendimiento y desarrollo. A continuación se resume los principales parámetros mecánicos del pozo XXX-1 así como las profundidades de interés:

Tabla XLIII  
Descripción general del pozo XXX-1

Información General	
Nombre	:XXX-1
Campo	:"X"
Bloque	: Bloque X
Yacimiento	:Y
Intervalo(s) perforado en Inyeccion (MD ft)	: 9,161' -9,194' (33')
Ultimo re-acondicionamiento	# 3
Fin del re-acondicionamiento	

Profundidades y elevaciones	Sensor de Presión	Mitad de Perforaciones	Nivel de Referencia (datum)
Elevación KB (mesa rotaria) ft	950	950	950
Profundidad medida (MD) ft	8,696	9,178	
Profundidad vertical (TVD) ft	8,696	9,178	9,180
Elevación bajo el nivel del mar (SS TVD) ft	-7,746	-8,228	-8,230

Descripción Mecánica			
Radio del pozo (i.e. asumido para análisis) ft	0.41	0.41	0.41
Orientación principal del pozo	Pozo vertical		

Datos del Yacimiento Y:

Tabla XLIV  
Parámetros del Yacimiento Y

Yacimiento Y			
Espesor neto de la formación. <b>h</b>	:	33.0	ft TVD
Porosidad promedio. $\emptyset$	:	0.16	fracción
Temperature. <b>T</b>	:	200	°F a mitad de perforaciones
Compresibilidad total. <b>Ct</b>	:	3.85E-06	1/psi

Datos de las propiedades del fluido inyectado:

Tabla XLV  
Propiedades del fluido inyectado

Salinidad del agua inyectada	:	55,000	ppm equivalentes de NaCl
Saturación promedio de agua, <b>Sw</b>	:	1.00	fracción
Viscosidad del agua, <b>Uw</b>	:	0.3	cP
Factor volumétrico del agua, <b>Bw</b>	:	1.0364	bb/BF
Compresibilidad total, Ct	:	3.85E-06	1/psi
Compresibilidad del agua	:	3.07E-06	1/psi
Correlaciones de PVT utilizadas	:	Ninguna	
Correlaciones de fluidos utilizadas	:	Ninguna	

Ahora se muestra los datos registrados de la prueba de inyectividad durante la inyección, que son los cambios de caudal de inyección como función del tiempo.

Tabla XLVI  
Tabla de la prueba de inyección.

Caudales			
Datos	Tiempo	Presion	Caudal
Punto	Horas	psia	barriles por dia
1	7.3	1909.9	0
2	23.2	3984.6	-5800
3	34.1	4107.9	-5600
4	45.5	3981.1	-5450
5	48.7	4073.7	-5350
6	53.36	3956.5	-5450
7	126.4	170.7	0

Durante la prueba de inyectividad los datos más relevantes correspondientes al flujo de la prueba realizada en nuestro pozo XXX-1 se muestran a continuación:

Tabla XLVII  
Tabla de resultados en el periodo de inyección.

Informacion General	
Inicio del periodo de inyeccion	: 13 de Marzo del 2006
Fin del periodo de inyeccion	: 15 de Marzo del 2006
Tiempo acumulado de inyeccion	: 48 horas aproximadamente
Intervalo perforado en inyeccion (MD ft)	: 9,161' - 9,194' (33')
Ultimo reacondicionamiento	: # 3
Produccion de arena	: 0 ptb
Fin del reacondicionamiento	: 11 de Octubre del 2005
	:
Tasas Promedio Estabilizadas - Ultimo dia de prueba	
tasa promedio de fluido inyectado	: 5200 bbl/d
Salinidad de agua inyectada	: 55000 ppm equivalentes de NaCl

#### 4.2.2. FALL OFF AL PERIODO DE CIERRE

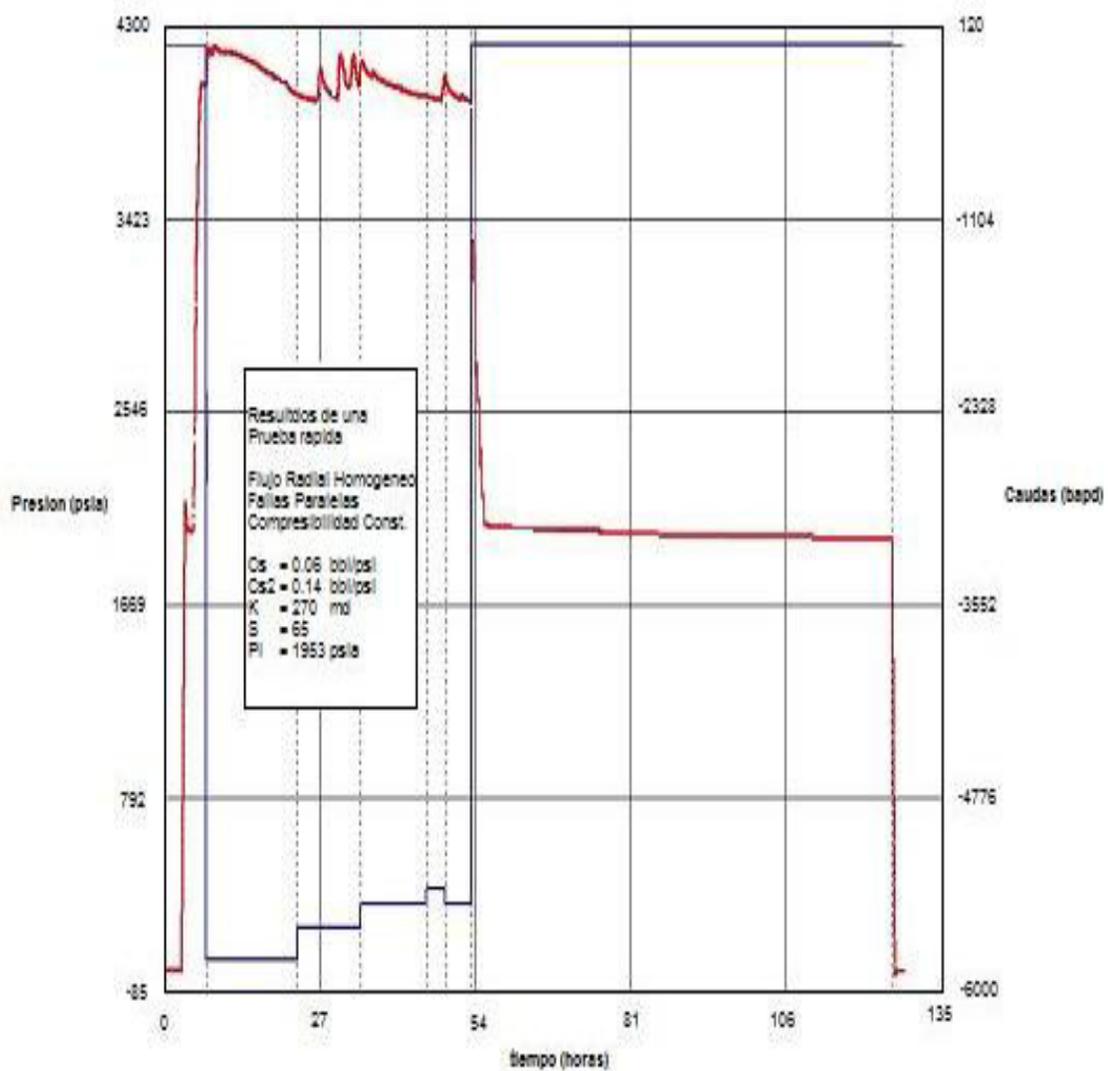
Después de realizar la prueba de inyectividad, se procede a realizar el análisis de resultados al periodo de cierre, donde los datos más importantes relacionados se muestran a continuación:

Tabla XLVIII  
Tabla de Datos y resultados al periodo de cierre

Profundidades y elevaciones		Sensor de Presión	MPP	Nivel de Referencia (datum)
Elevación KB (mesa rotaria)	ft	950	950	950
Profundidad medida (MD)	ft	8,696	9,178	
Profundidad vertical (TVD)	ft	8,696	9,178	9,180
Elevación bajo el nivel del mar (SS TVD)	ft	-7,746	-8,228	-8,230
<b>Gradiente estático bifásico (i.e. agua + petróleo)</b>				
Corte de agua promedio, WC	Fración	1	1	1
Gradiente estático del fluido	psi/ft	0.434	0.434	0.434
Temperatura	°F	200		
<b>Presiones de interés</b>				
P iny (último valor antes del cierre)	psia	4,125	4,334	4,671
P iny (último valor durante el cierre)	psia	1,970	2,179	2,516
<b>Tiempo de Inyección y Cierre</b>		<b>Real</b>		
Duración del periodo de inyección	Horas	48		
Duración del periodo de Cierre	Horas	128		
<b>Parametro</b>			<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Presión de Yacimiento	:		1,943	psia
Temperatura del Yacimiento	:		200	F
Coefficiente de almacenamiento 1	:		0.06	bbl/psi
Coefficiente de almacenamiento 2	:		0.14 @ 0.097 horas	bbl/psi
Modelo de efecto de Límites	:		Fallas paralelas	Sin flujo en la frontera
Distancia entre el pozo y las fallas (pozo en el centro)	:		2,700.00	ft
Modelo de Flujo Radial	:		Radial	Homogéneo
Permeabilidad Radial	:		270.00	Mdarcy
Daño	:		65	

La grafica resultante de este proceso se muestra a continuación:

Figura 4.2  
Prueba de FOT en periodo de inyección y cierre del pozo



### 4.2.3. ÍNDICE DE INYECTIVIDAD

Los datos del índice de inyectividad se muestran a continuación:

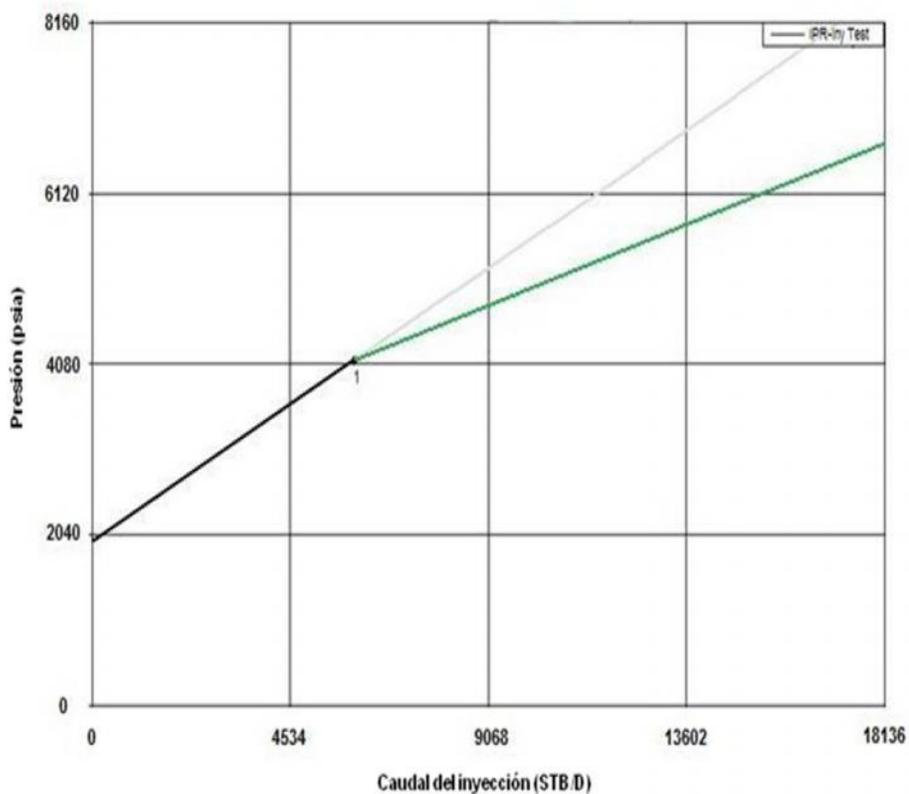
Tabla IL  
Índice de inyectividad

Prueba de Inyección - Período de Flujo - Qt				
Tasa promedio de fluido de inyección. Qw		:	4.924	bbl/d
Profundidades y elevaciones		Sensor de Presión	MPP	Nivel de Referencia (datum)
Elevación KB (mesa rotaria)	ft	950	950	950
Profundidad medida (MD)	ft	8.696	9.178	
Profundidad vertical (TVD)	ft	8.696	9.178	9.180
Elevación bajo el nivel del mar (SS TVD)	ft	-7.746	-8.228	-8.230
Gradiente estático				
Gradiente estático del fluido	psi/ft	0.433	0.433	0.433
Temperatura	°F	200		
Índices de Inyectividad				
II - prueba de producción	bbl/d/psi		2.720	
II - Prueba de Inyectividad	bbl/d/psi		<b>2.790</b>	
Tasa de Inyección				
Presión de fractura	:	<b>4.129</b>	psia	
Tasa de Inyección @ P frac	:	<b>6.099</b>	bbl/d @ MPP	

Entre las conclusiones que podemos dar a este modelo es que muestra un daño de 65, lo que nos permite afirmar que existe algún tipo de taponamiento en la formación que puede deberse a la cantidad y calidad de los sólidos inyectados, o la concentración de petróleo en el agua de inyección. El último ILT realizado en este pozo muestra que algunos pozos perforados no están admitiendo fluidos. El ILT se muestra entre los anexos.

El grafico del índice de inyectividad se muestra a continuación:

Figura 4.3  
Gráfico del índice de inyectividad



El índice de inyectividad es una idealización de comportamiento de la presión a cada barril inyectado y se saca tomando la presión de yacimiento como punto inicial y la presión de fractura como el punto final y tenemos la relación que se debe seguir de barriles inyectados según la presión de fondo. La otra línea representa la nueva tendencia de la formación en aceptar bapd según la presión ejercida.

#### 4.2.4. PROCEDIMIENTO PARA LA CORRIDA DE UN FOT

La operación realizada para la prueba del FALL OFF test es el siguiente:

- Se mata el pozo cerrando la válvula máster, luego la win, después se saca el sombrero del cabezal.
- Armar el Stuffing Box en el cabezal, 3 lubricadores y un BOP.
- Armar unidad de wireline con tubing gauge y martillo mecánico en línea de 3 ½'.
- Bajar hasta la profundidad de la prueba para verificar que no haya obstrucción en el tubing.
- Armar los equipos de registros de presión electrónica y amerada, asegurarse que los relojes de los registros de presión están en buen estado.
- Hacer paradas cada 2000' o cada 10 minutos y dejar los elementos en la cara de la arena hasta la profundidad deseada.
- Tomar prueba de inyektividad por 48 horas.
- Cerrar el pozo durante 128 horas.

- Abrir inyección y subir los elementos, haciendo las mismas paradas realizadas anteriormente.
- Desarmar herramientas y terminar el trabajo.

## CONCLUSIONES

La planificación inicial, la evaluación y la selección correcta del proceso para la inyección de aguas son cruciales y sumamente importantes manteniendo siempre la solución más económica.

Los datos e información colectados en los fluidos de formación e inyección y cualquier químico usado deben ser realizados por personal especializado.

Para reservorios del oriente ecuatoriano son recomendables en mayor medida realizar los trabajos de recuperación mejorada por la inyección de soluciones alcalinas debido a las características de altas temperaturas y crudos medianos a pesados y que se obtiene menor daño ya que estos crean surfactantes naturales con ciertos componentes del crudo lo que a su vez se convierte en menor cantidad de agentes extraños en el volumen poroso, y por último porque el costo de los álcalis es considerablemente menor que el de los surfactantes.

Dentro de nuestra planta de inyección los problemas en los que nos debemos enfocar o concentrar son básicamente los siguientes: escala, corrosión y taponamiento, los cuales se les debe dar un monitoreo y tratamiento adecuado para evitar posibles complicaciones tanto en la planta como en el pozo al momento de inyectar.

Los procesos que se dan dentro de nuestra planta permiten obtener una calidad óptima del agua para que esta pueda ser inyectada a la formación sin que se produzcan daños dentro de la misma y originen afecciones dentro de nuestro proyecto de recuperación secundaria.

Un buen fluido de inyección permite tener buenas tasas de recobro de petróleo y por ende una proyección económica rentable del proyecto.

## RECOMENDACIONES

Tomar muestras del agua tanto al inicio del proceso como al final del mismo, en los lugares más propicio para su análisis, comparando las propiedades y concentraciones con el fin de determinar su calidad final.

Se debe elegir cuidadosamente el tipo de químicos para el tratamiento de cualquier tipo de problema presente en el agua recolectada.

Establecer controles periódicos en los sitios más problemáticos de nuestra planta para evitar futuras complicaciones con el agua a tratar.

Tener en cuenta la presión de fractura de la formación con el fin de evitar daños en nuestro yacimiento y por ende pérdida en la tasa de inyección dentro de nuestro pozo inyector.

En el tratamiento bacteriológico utilizar por lo menos dos tipos de bactericidas para evitar una inmunidad por parte de las bacterias.

## APÉNDICES

## APÉNDICE I

## Selección de elementos, símbolos y pesos atómicos "Tabla periódica"

Grupos principales																		Grupos principales						
1A <sup>a</sup>																		8A						
1																		18						
1	1 H 1.00794																	2 He 4.002602						
2	3 Li 6.941	4 Be 9.012182	Metales de transición																5 B 10.811	6 C 12.0107	7 N 14.0067	8 O 15.9994	9 F 18.998403	10 Ne 20.1797
3	11 Na 22.989770	12 Mg 24.3050	3B 3	4B 4	5B 5	6B 6	7B 7	8B 8 9 10		1B 11	2B 12	13 Al 26.981538	14 Si 28.0855	15 P 30.973761	16 S 32.065	17 Cl 35.453	18 Ar 39.948							
4	19 K 39.0983	20 Ca 40.078	21 Sc 44.955910	22 Ti 47.867	23 V 50.9415	24 Cr 51.9961	25 Mn 54.938049	26 Fe 55.845	27 Co 58.933200	28 Ni 58.6934	29 Cu 63.546	30 Zn 65.39	31 Ga 69.723	32 Ge 72.64	33 As 74.92140	34 Se 78.96	35 Br 79.904	36 Kr 83.80						
5	37 Rb 85.4678	38 Sr 87.62	39 Y 88.90585	40 Zr 91.224	41 Nb 92.90638	42 Mo 95.94	43 Tc [98]	44 Ru 101.07	45 Rh 102.90550	46 Pd 106.42	47 Ag 107.8682	48 Cd 112.411	49 In 114.818	50 Sn 118.710	51 Sb 121.760	52 Te 127.60	53 I 126.90447	54 Xe 131.293						
6	55 Cs 132.90545	56 Ba 137.327	71 Lu 174.967	72 Hf 178.49	73 Ta 180.9479	74 W 183.84	75 Re 186.207	76 Os 190.23	77 Ir 192.217	78 Pt 195.078	79 Au 196.96655	80 Hg 200.59	81 Tl 204.3833	82 Pb 207.2	83 Bi 208.98038	84 Po [208.98]	85 At [209.99]	86 Rn [222.02]						
7	87 Fr [223.02]	88 Ra [226.03]	103 Lr [262.11]	104 Rf [261.11]	105 Db [262.11]	106 Sg [264.12]	107 Bh [264.12]	108 Hs [269.13]	109 Mt [268.14]	110 [271.15]	111 [272.15]	112 [277]			114 [285]			116 [289]						
*Serie de los lantánidos			57 *La 138.9055	58 Ce 140.116	59 Pr 140.90765	60 Nd 144.24	61 Pm [145]	62 Sm 150.36	63 Eu 151.964	64 Gd 157.25	65 Tb 158.92534	66 Dy 162.50	67 Ho 164.93032	68 Er 167.259	69 Tm 168.93421	70 Yb 173.04								
†Serie de los actínidos			89 †Ac [227.03]	90 Th 232.0381	91 Pa 231.03588	92 U 238.02891	93 Np [237.05]	94 Pu [244.06]	95 Am [243.06]	96 Cm [247.07]	97 Bk [247.07]	98 Cf [251.08]	99 Es [252.08]	100 Fm [257.10]	101 Md [258.10]	102 No [259.10]								

\*Los símbolos que se muestran arriba (1A, 2A, etc.) son los de uso común en Estados Unidos. Los que se muestran abajo (1, 2, etc.)

son los recomendados por la Unión Internacional de Química Pura y Aplicada.

Los nombres y símbolos de los elementos 110 en adelante todavía no se han decidido.

Los pesos atómicos entre corchetes corresponden a la masa del isótopo más ligero o importante de los isótopos radiactivos.

Se puede obtener más información en <http://www.shef.ac.uk/chemistry/web-elements/>

Científicos del Lawrence Berkeley National Laboratory informaron la producción del elemento 116 en mayo de 1999.

**Selección de iones, compuestos y peso equivalentes**

<b>Cationes</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Peso equivalente</b>	<b>Aniones</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Peso equivalente</b>
Bario	Ba <sup>++</sup>	68.7	Bicarbonato	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	61
Calcio	Ca <sup>++</sup>	20	Carbonato	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	30
Hidrogeno	H <sup>+</sup>	1	Cloro	Cl <sup>-</sup>	35.5
Hierro Ferroso	Fe <sup>++</sup>	27.9	Hidroxil	OH <sup>-</sup>	17
Férrico	Fe <sup>+++</sup>	18.6	Oxido	O <sup>=</sup>	8
Estroncio	Sr <sup>++</sup>	43.8	Fosfato	PO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	31.6
Sodio	Na <sup>+</sup>	23	Sulfato	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	48
			Sulfito	SO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	40

<b>Compuestos y gases</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valencia</b>	<b>Peso equivalente</b>
Sulfato de bario	BaSO <sub>4</sub>	2	117
Sulfato de calcio	CaSO <sub>4</sub>	2	68
Cloro	Cl <sub>2</sub>	2	35.5
Cloruro de sodio	NaCl	1	58.5
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	0	50
Carbonato ferroso	FeCO <sub>3</sub>	2	58
Bicarbonato de sodio	NaHCO <sub>3</sub>	1	84
Oxido férrico	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	6	26.6

## APÉNDICE II

### **Descripción de una prueba de agua**

**Campo:**

**Arriendo:**

**País:**

**Pozo:**

**Estado:**

**Datos de la muestra tomada:**

**Persona que tomo la muestra:**

**Localización del punto de prueba:**

#### **Descripción De La Muestra**

**Fuente:**

**Color:**

**Olor:**

**Sólidos en suspensión:**

**Espuma de petróleo:**

#### **Sistema Operacional al Tiempo de Prueba (primer chequeo)**

**Normal:**

**Anormal:**

**Cierre:**

#### **Análisis Representado en el Sitio**

**REPORTE DE ANÁLISIS DE AGUA I**  
**PRODUCCION, GANANCIAS, INC.**  
 Servicios de Laboratorio de petróleos  
 Estado, País

Cliente:

País

Estado:

Campo:

Arriendo:

No. Pozo:

Formación:

Profundidad:

Perforaciones:

Fuente de Prueba:

Descarga de bomba de  
inyección.

realizado por:

Fecha de la prueba:

30/08/88

AS. Xburg

Reporte de análisis de agua

Numero de laboratorio:

AB 1234

Gravedad Especifica:

1.063

pH de Laboratorio:

6.6

Total de sólido disuelto:

84156

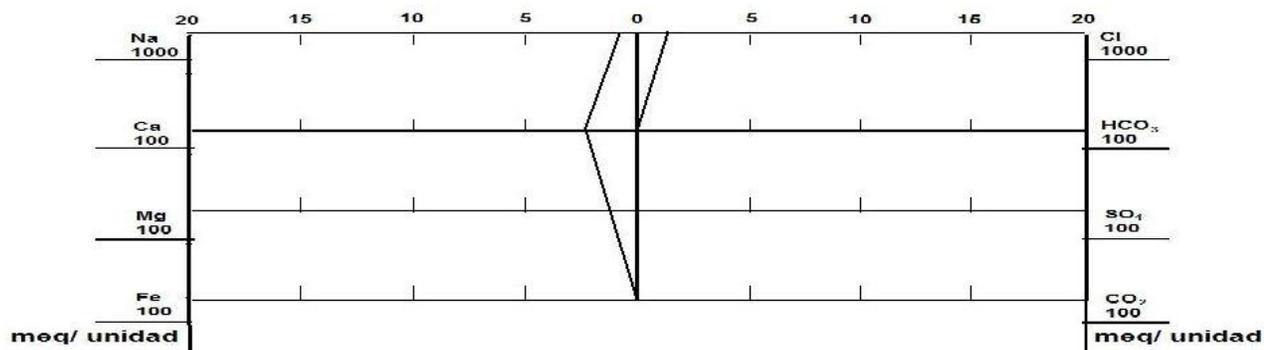
Resistividad:

0.099

Sulfuro de Hidrogeno:

Ausente

Análisis de minerales disueltos



## ANALISIS DE SOLIDOS DISUELTOS:

	mg/L	meq/L
Total de sólidos	84156	
Sodio	26400	1145.8
Hierro	16	0.6
Bario	6	0.1
Calcio	4350	217.1
Magnesio	1250	102.8
Cloro	51700	1457.9
Bicarbonato	115	1.9
Carbonatos	0	0
Sulfatos	318	6.6
TOTAL de hierro	25	

## ANALISIS DE SOLIDOS SUSPENDIDOS Y PRECIPITADOS:

	mg/L
Total de sólidos no disueltos	
Petróleo	
Ácidos Solubles	
Hierro	_____
Calcio	_____
Magnesio	_____
Sulfato	_____
Orgánicos	_____
Ácidos insolubles	
arenas y lutitas	_____
Sulfato de Bario	_____

## CALCULOS DE SOLUBILIDAD

Estabilidad del Carbonato de Calcio a 77°F -0.68 tendencia a escalamiento: No

Estabilidad del Sulfato de Calcio

Concentración: 6.6 meq/L Calc. de Solubilidad: 40.1 meq/L Porcentaje de Saturación: 16.45

Estabilidad del Sulfato de Bario a 95°F

Concentración: 0.1 meq/L Calc. de Solubilidad: 0.01 meq/L Porcentaje de Saturación: 100

Requerido por:	Prueba No.			Dato de la Prueba	
Campo:	Descripción legal:			Provincia:	
Arriendo	Pozo		Profundidad	formación	tasa bblpd 1000
Tipo de Agua	Punto de prueba			Prueba por	
Producción	Descarga de la Bomba de Inyección			PPI	
Apariencia de la Prueba	limpia <u>x</u>			presencia de petróleo _____	
	sólidos suspendidos _____			nublada _____	
	coloreada _____			olor _____	
Observaciones:					

SOLIDOS DISUELTOS

Cationes	mg/L	meq/L
Sodio, Na	26437	1145.5
Calcio, Ca	4350	217.1
Magnesio, Mg	1250	102.8
Bario, Ba	6	0.1
Hierro, Fe (total)	25	0.9
_____	_____	_____
_____	_____	_____

OTRAS PROPIEDADES

pH	6.5
Gravedad especifica	1.0633
Resistividad	0.099
Sulfitos H <sub>2</sub> S mg/L	ausente
_____	_____
_____	_____

Aniones

Cloro, Cl	51700	1457.9
Sulfato, SO <sub>4</sub>	318	6.6
Carbonato, CO <sub>3</sub>	0	0
Bicarbonato, HCO <sub>3</sub>	115	1.9
_____	_____	_____
_____	_____	_____

Observaciones y recomendaciones

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

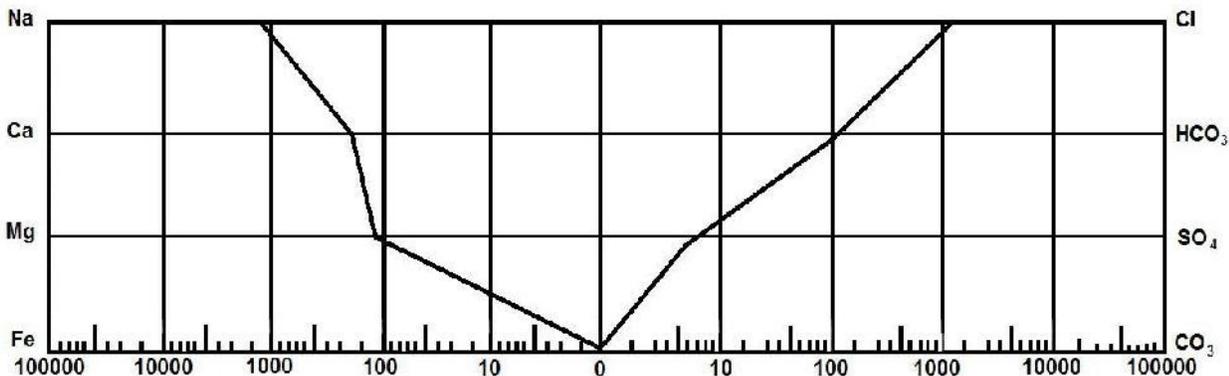
\_\_\_\_\_

Total de Sólidos disueltos

84155

Análisis Por: \_\_\_\_\_

MODELO DE AGUA meq/L



**APÉNDICE III**

### **Uso de la jeringa**

1. Quite la aguja del fin de la jeringa, sumerja la punta de la jeringa en la solución, y atrae un momento más solución que usted planea usar.
2. Retire la jeringa de la solución y oriéntelo con la punta que apunta.
3. Taladre el lado de la jeringa con el dedo hasta que todo el gas rebose del levantamiento a la punta de la jeringa.
4. Simplemente mueva lejos al buzo de la jeringa bastante para cambiar de sitio el gas de la jeringa, más unas gotas de líquidos.
5. Reemplace la aguja si necesario, y mueve al buzo suficientemente para forzar una gota o dos de líquido fuera de la punta de la aguja.
6. Mueva el índice del buzo al volumen deseado y entonces distribuya la muestra o empieza el Titration, quienquiera se desea.

**APÉNDICE IV**

### Nomografía para determinar los índices de Ryznar y Langelier

Ejemplo:

Con los siguientes datos, encontrar los índices de Ryznar y Langelier

pH = 6.9

Temperatura = 70°F

TDS = 72 ppm

Dureza del calcio como  $\text{CaCO}_3$  = 34 ppm

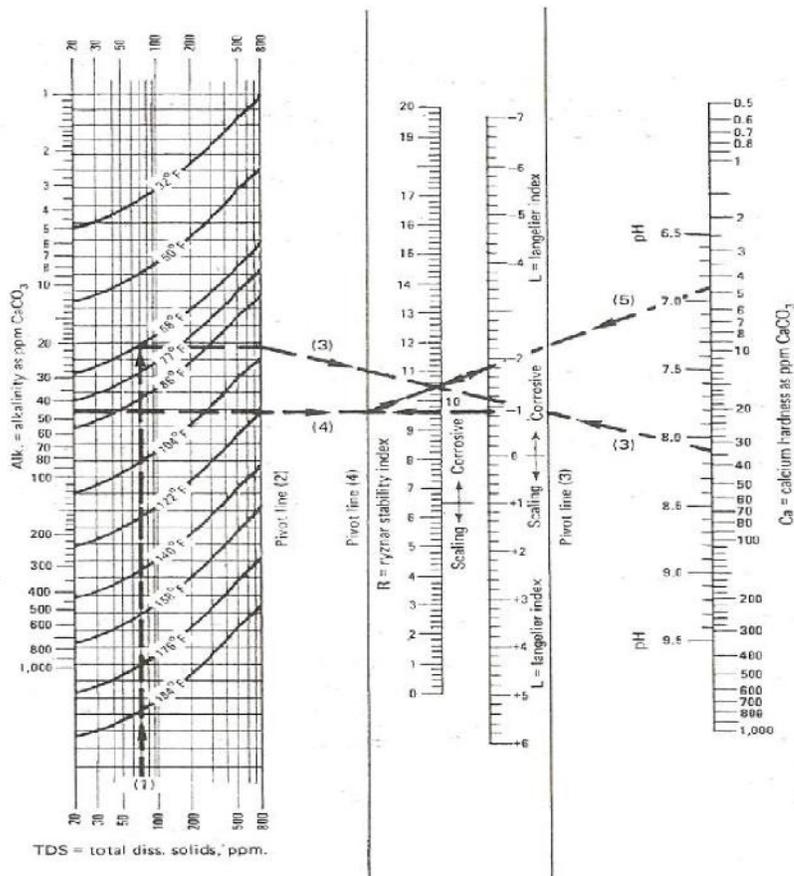
Alcalinidad del naranja de Metil como  $\text{CaCO}_3$  = 47 ppm

Solución

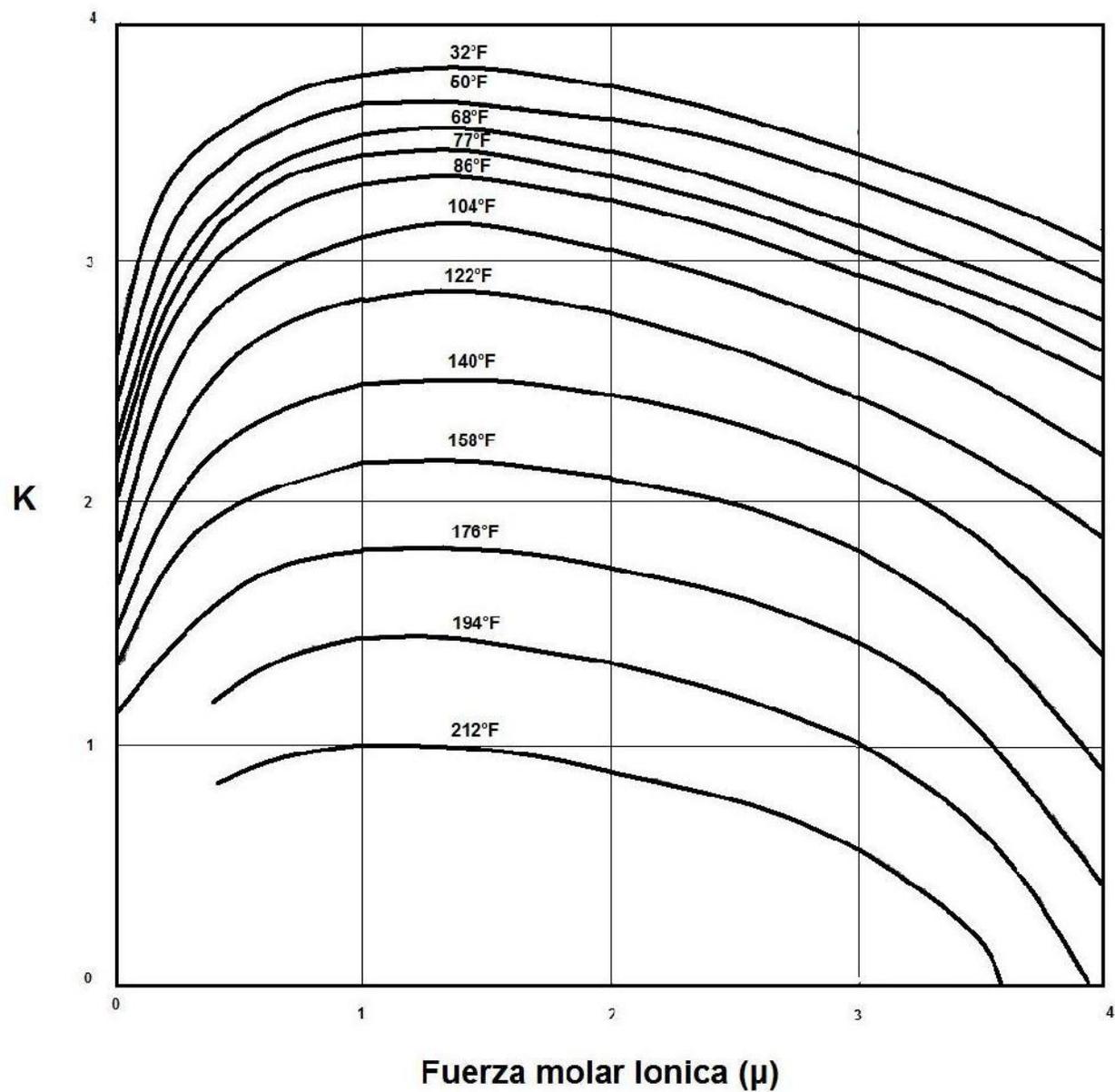
Leyendo desde el fondo en la parte izquierda el valor de TDS = 72 trazamos una vertical, hasta que esta se interseccione con la temperatura a 70°F.

En la intersección llevar una horizontal hasta la esquina derecha. Conectar el punto anterior con el valor de dureza de calcio = 34 ubicado a la derecha.

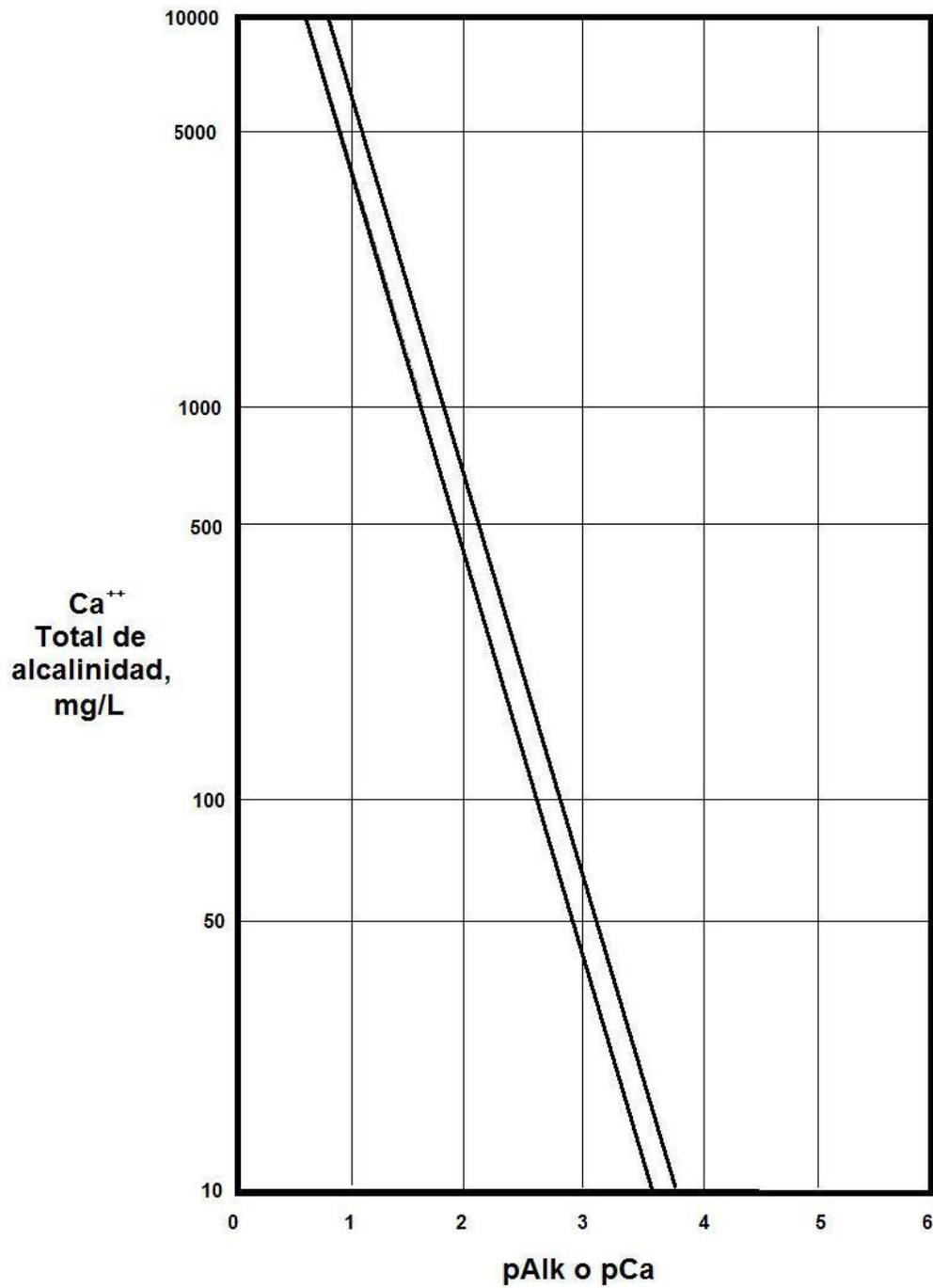
Trazar una horizontal en el valor de alcalinidad = 47 hasta el pivote.  
 Conectar el punto del pivote con el valor del pH = 6.9.  
 El índice de Ryznar es de 10.5 y el índice de Langelier es de -1.8.



## APÉNDICE V

**Cálculos de los Valores para la escala de Stiff y Davis "k" para  $\text{CaCO}_3$** 

### Conversión de mg/L calcio y alcalinidad en pCa y pAlk



**APÉNDICE VI**

## Ejemplo de escalas

Análisis de agua		Calculo de fuerza iónica	
Ion	Concentración (mg/L)	Factor de conversión	
Na <sup>+</sup>	7559	$2.2 \times 10^{-5}$	$16630 \times 10^{-5}$
Ca <sup>++</sup>	877	$5 \times 10^{-5}$	$4385 \times 10^{-5}$
Mg <sup>++</sup>	239	$8.2 \times 10^{-5}$	$1960 \times 10^{-5}$
Cl <sup>-</sup>	12294	$1.4 \times 10^{-5}$	$17212 \times 10^{-5}$
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0	$3.3 \times 10^{-5}$	0
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	556	$0.82 \times 10^{-5}$	$456 \times 10^{-5}$
SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	1740	$2.1 \times 10^{-5}$	$3654 \times 10^{-5}$
		Total de fuerza iónica	$4429710 \times 10^{-5}$
		<b>μ</b>	<b>0.44</b>

Temperatura = 60°C; pH = 7.04

Cálculos del índice de carbonato de calcio

$$K = 2.24 \text{ (apéndice V)}$$

$$pCa = 1.67 \text{ (apéndice V)}$$

$$pAlc = 2.05 \text{ (apéndice V)}$$

$$SI = pH - (K + pCa + pAlk)$$

$$SI = 7.04 - (2.24 + 1.67 + 2.05)$$

$$SI = 1.08$$

SI > 0.5, posible CaCO<sub>3</sub>

Cálculo de la solubilidad del sulfato de calcio

$$Kc = 9.2 \times 10^{-4} \text{ del apéndice 14}$$

$$4kc = 36.8 \times 10^{-4}$$

Ion	Concentración mg/L	Factor de conversión	M Moles/L
Ca <sup>++</sup>	877	$2.5 \times 10^{-5}$	$2192.5 \times 10^{-5}$
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	1740	$1.04 \times 10^{-5}$	$1809 \times 10^{-5}$
			X = ΔM = $382 \times 10^{-5}$

$$S = 1000 [((0.146 + 36.8) \times 10^{-4})^{0.5} - 382.9 \times 10^{-5}] = 57 \text{ meq/L}$$

Ion	Concentración mg/L	Factor de conversión	M Moles/L
Ca <sup>++</sup>	877	20	43.9
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	1740	48	36.3

Concentración Actual CaSO<sub>4</sub> = 36.3 meq/L

S > actual, improbable escala de CaSO<sub>4</sub>

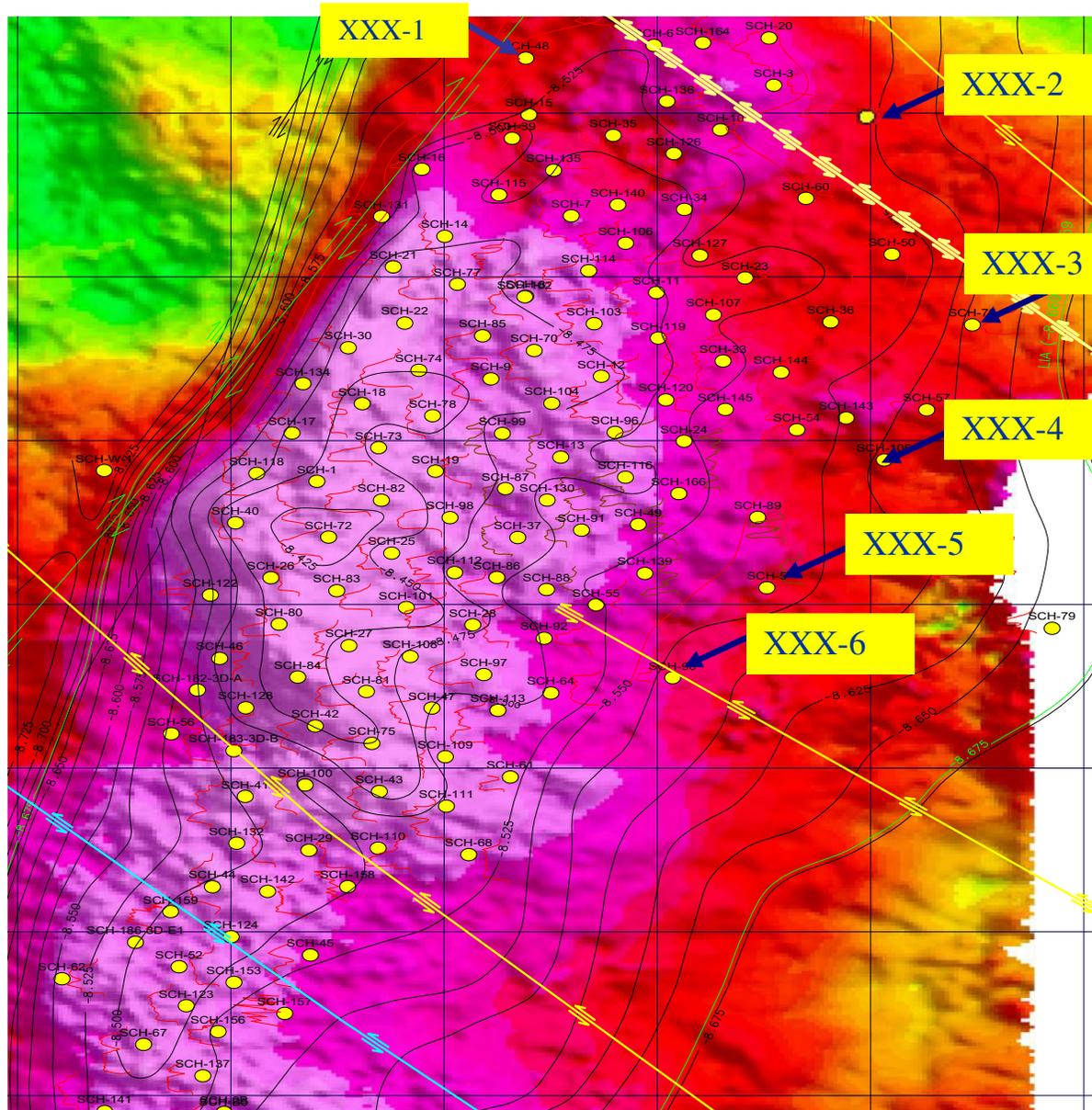
**APÉNDICE VII**

Tabla de resultados de laboratorio

POZO	FECHA	H2S	CO2	O2	ALK	D. TOT.	D. CALC.	D. MAG	Fe	SO4	Cl	NaCl	COND	T °F	pH	MPY	Ba	FTU
		ppm	ppm	ppb	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm		ppm	ms/cm					
XXX-1	26-Feb-11	0.5	185	30	400	530	400	70	4.5	1530	12500	20625	<a href="#">6.10@19.8</a>	180			0	
XXX-2	26-Feb-11	0.7	309	47	530	700	470	230	6.5	210	11550	19057.5	<a href="#">5.83@22.9</a>	170			7	
XXX-3	26-Feb-11	0.3	270	38	630	240	170	70	7.4	1410	8550	14107.5	<a href="#">6.80@19.6</a>	180			2	
XXX-4	26-Feb-11	0.3	661	32	1020	1790	1690	100	2.1	1240	11050	18232.5	<a href="#">4.20@19.6</a>	145			5	
XXX-5	26-Feb-11	6	520	20	460	1360	950	410	14.6	70	15800	26070	<a href="#">6.61@21.9</a>	110			4	
XXX-1	16-Jun-11	0.3	168	25	580	560	480	80	1.1	110	10250	16912.5	<a href="#">6.15@19.8</a>	172			2	
XXX-2	16-Jun-11	0.5	310	35	860	570	470	100	1.5	220	8850	14602.5	<a href="#">5.93@21.2</a>	175			2	
XXX-3	16-Jun-11	0.5	200	35	960	380	160	220	0.6	200	6600	10890	<a href="#">6.40@20.5</a>	180			2	
XXX-4	16-Jun-11	0.3	260	30	1370	1900	1500	400	1.9	180	8550	14107.5	<a href="#">5.69@20.4</a>	155			3	
XXX-5	16-Jun-11	0.5	280	25	680	1230	980	250	0.1	210	13650	22522.5	<a href="#">6.14@21.2</a>	115			1	
XXX-1	21-Nov-11	0.3	240	28	520	610	430	180	0.91	130	11450	18892.5	<a href="#">24.14@41.0</a>	151			5	
XXX-2	21-Nov-11	0.1	230	40	780	590	490	100	2.6	280	9300	15345	<a href="#">20.39@32.4</a>	156			4	
XXX-3	21-Nov-11	0.3	282	45	720	350	200	150	0.5	160	7200	11880	<a href="#">15.97@31.5</a>	173			5	
XXX-4	21-Nov-11	0.5	424	28	890	1630	1210	420	2.7	110	10350	17077.5	<a href="#">21.37@29.8</a>	148			0	
XXX-5	21-Nov-11	0.3	480	30	580	990	700	290	2.6	170	12750	21037.5	<a href="#">26.74@33.9</a>	124			4	

**ANEXOS**

### Mapa estructural Del campo "X"



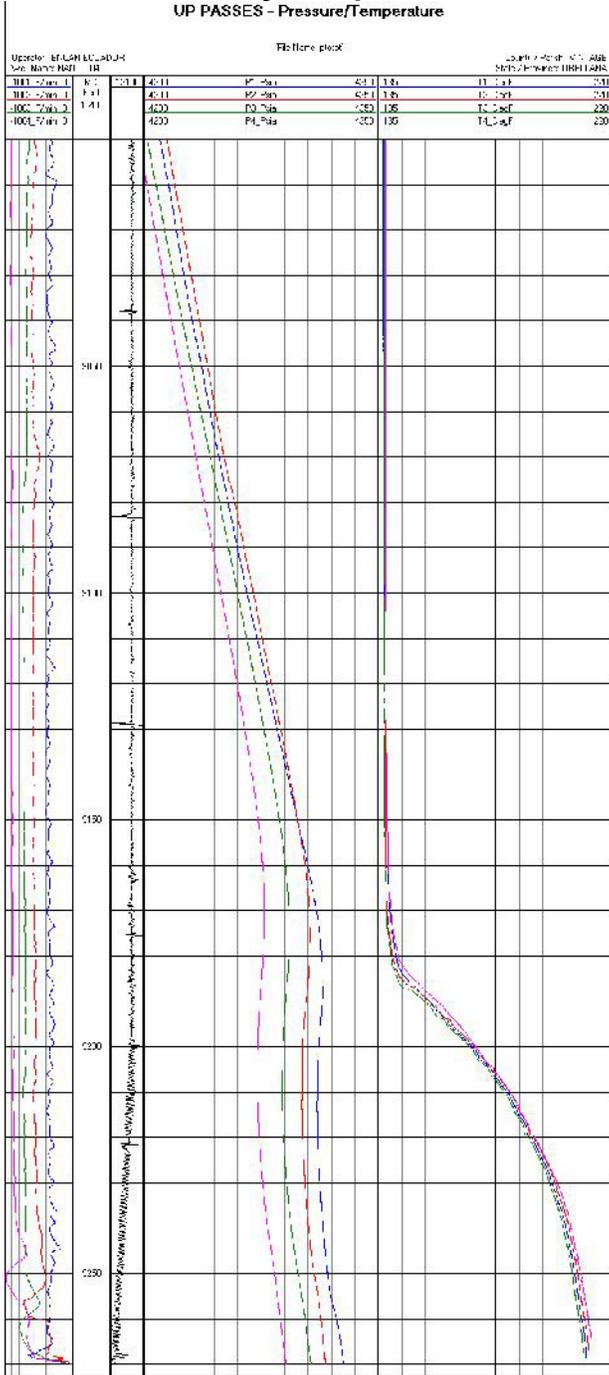
**Contenido de H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> disuelto en agua de los pozos**

POZO	FECHA	H2S	CO2	OD
		PPM	PPM	PPB
XXX-1	27-Jul-11	0.1	306	25
XXX-2		0.3	546	35
XXX-3		0.3	150	30
XXX-4		0.1	280	60
XXX-5		0.1	440	30
XXX-1	27-Aug-11	0.3	196	25
XXX-2		0.5	384	40
XXX-3		0.1	152	30
XXX-4		0.1	260	50
XXX-5		0.1	310	25
XXX-1	26-Sep-11	0.3	220	30
XXX-2		0.5	506	35
XXX-3		0.1	180	30
XXX-4		0.1	250	40
XXX-5		0.3	360	25
XXX-1	27-Oct-11	0.3	246	45
XXX-2		0.3	329	28
XXX-3		0.1	188	28
XXX-4		0.3	240	40
XXX-5		0.5	824	30
XXX-1	27-Nov-11	0.3	295	30
XXX-2		S/TM	S/TM	S/TM
XXX-3		0.1	340	20
XXX-4		0.3	210	35
XXX-5		0.5	791	30
XXX-1	27-Dec-11	0.3	286	30
XXX-2		0.5	510	30
XXX-3		0.3	440	35
XXX-4		0.3	260	35
XXX-5		0.3	460	25

## ITL Del Pozo XXX-2

### Presión y Temperatura

UP PASSES - Pressure/Temperature



User: M-LIN UCADJ4		File: plot		Date: 2014-07-17 10:46	
Site: M-LIN UCADJ4		Well: XXX-2		Notes: Pressure/Temperature	
ITL - 20m 1	1.41	4200	PL_Pa	63.1	18.4
ITL - 20m 1	1.41	4200	PL_Psi	63.1	18.4
ITL - 20m 2	1.41	4200	DL_Pa	63.1	18.4
ITL - 20m 2	1.41	4200	DL_Psi	63.1	18.4
ITL - 20m 3	1.41	4200	TL_Pa	63.1	18.4
ITL - 20m 3	1.41	4200	TL_Psi	63.1	18.4

DS Log/Well Data System v3.35 Copyright © 2000, Wellbore Data Systems, Inc.

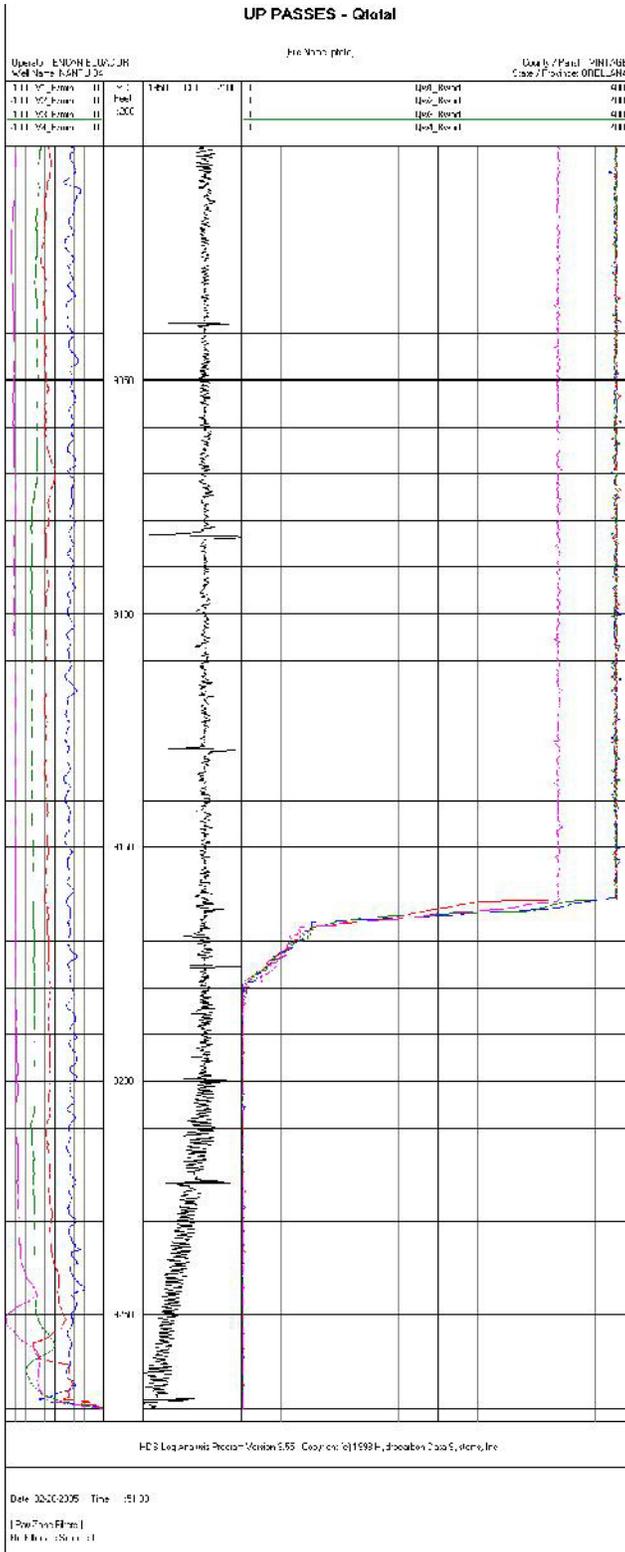
Draw: M-LIN UCADJ4    Well: XXX-2

"Performance Data"		Top Depth	Bottom Depth
No.	Def Name	0.01000	0.04000
1	M-LIN		

# ITL del Pozo XXX-2

## Qtotal

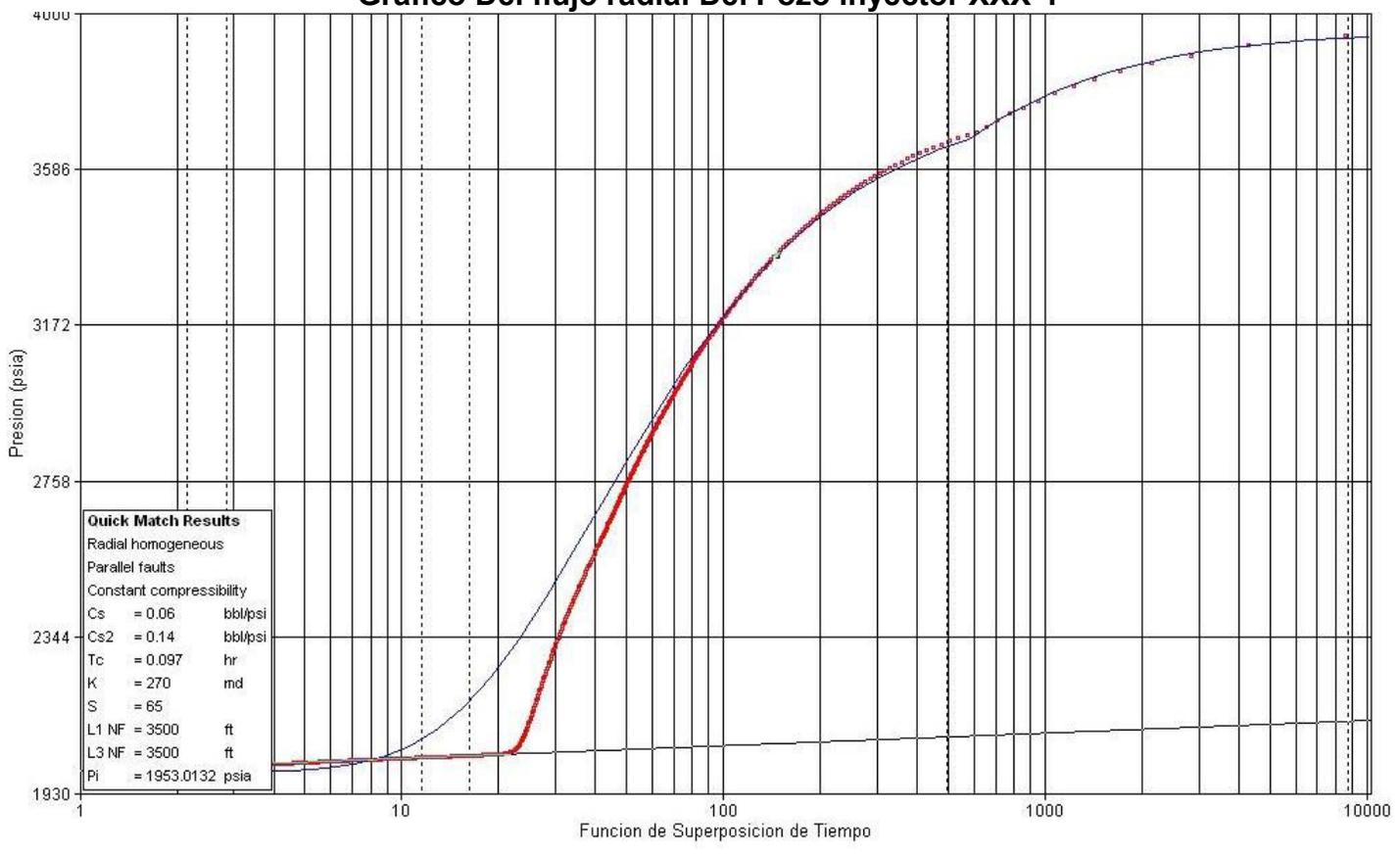
UP PASSES - Qtotal



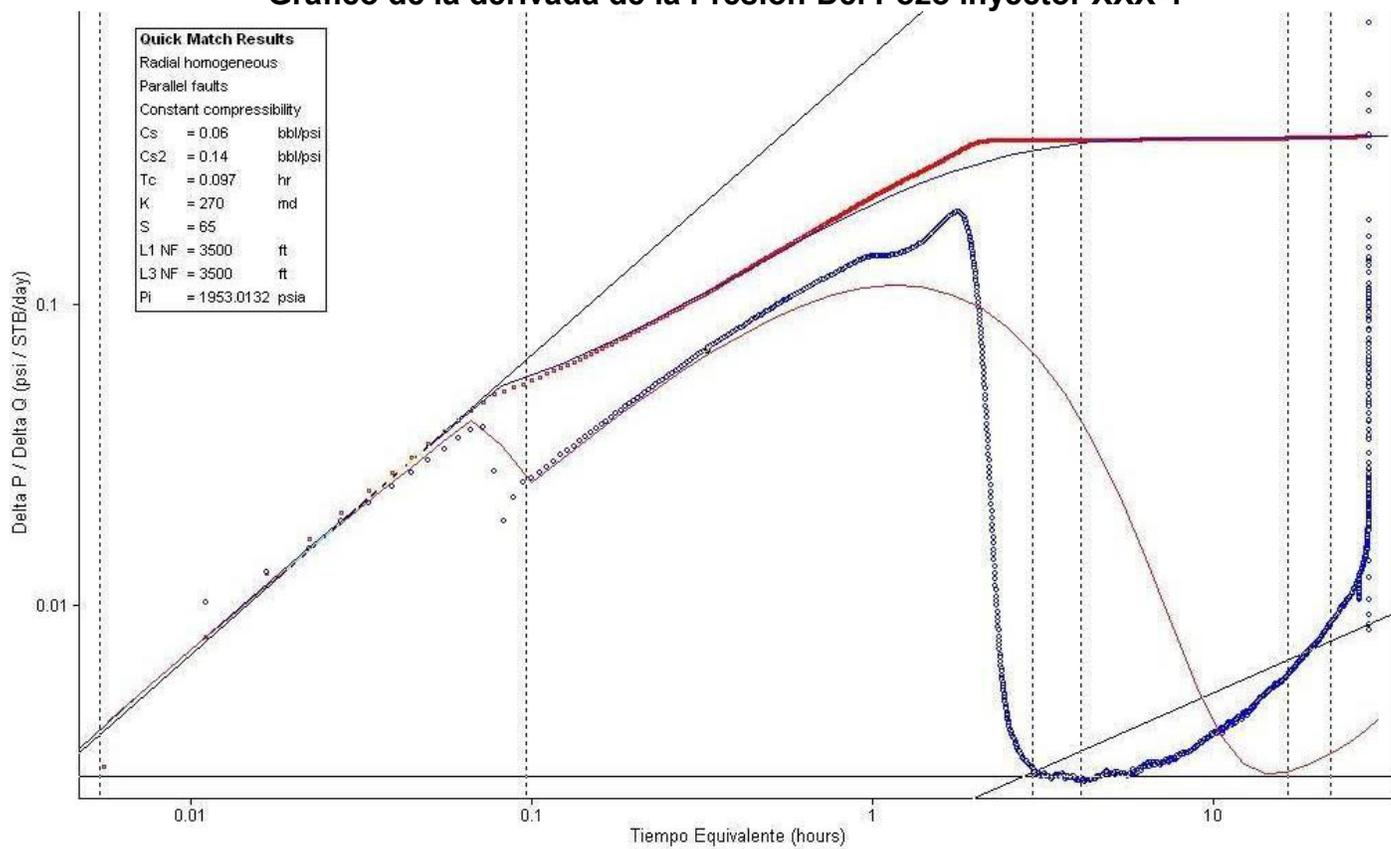
## Equipo de ILT

LOGGING STRING				
TOOL	Serial No.	Diameter O.D. (in)	Length (ft)	
	Rope Socket	n/a	0.50	
	Weight Bar	n/a	8.00	
	Battery Pack	n/a	1.60	
	CCL	67M1063A	1.250	1.00
	Pressure MRO	30M1412B	1.250	2.40
	Battery Pack	n/a	1.250	1.60
	TLS	47-1101A	1.250	0.70
	Spinless Flowmeter	51M1059B	1.550	2.77
	Centralizer	n/a	1.500	3.81
TOTAL LENGTH			22.38	

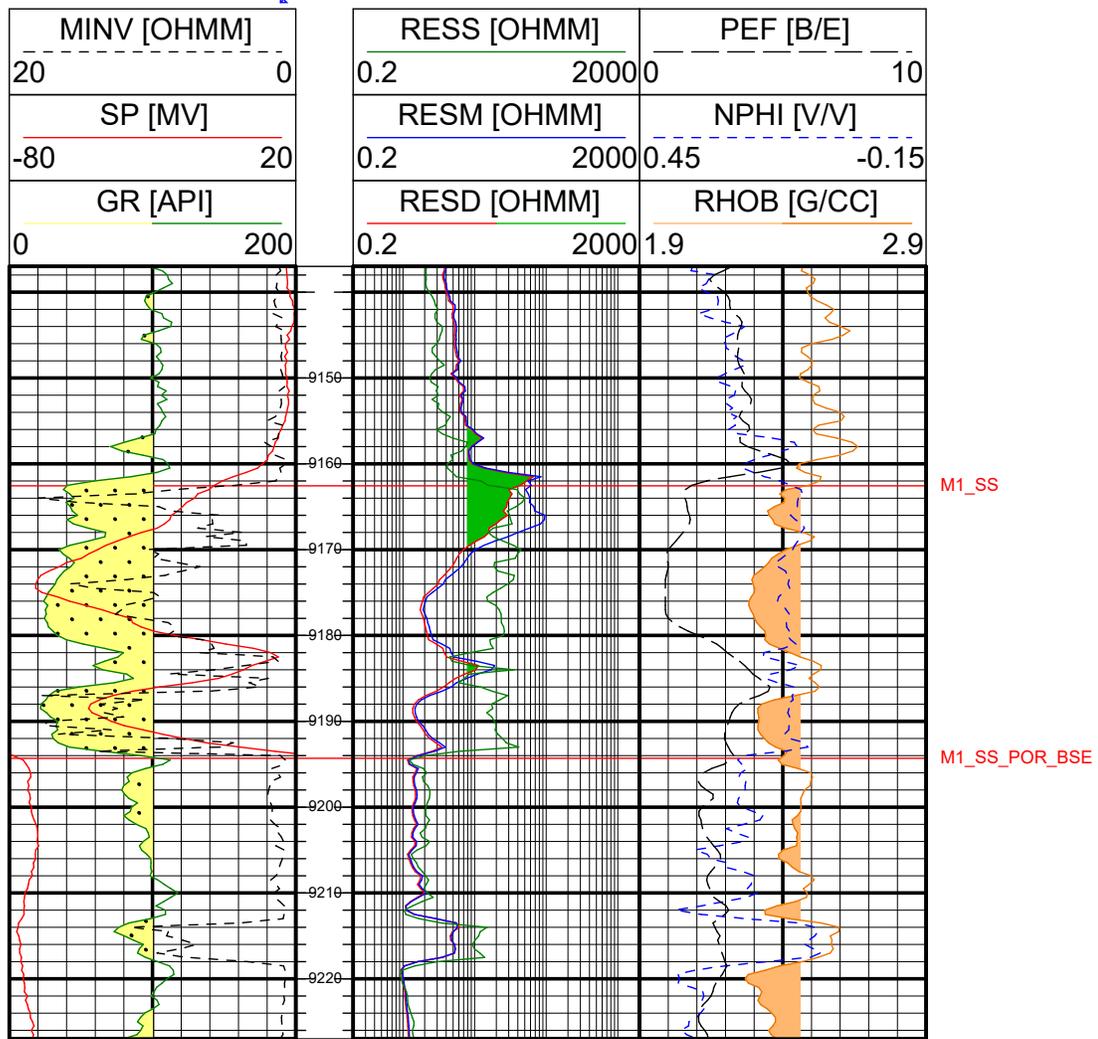
### Grafico Del flujo radial Del Pozo inyector XXX-1



### Grafico de la derivada de la Presión Del Pozo inyector XXX-1

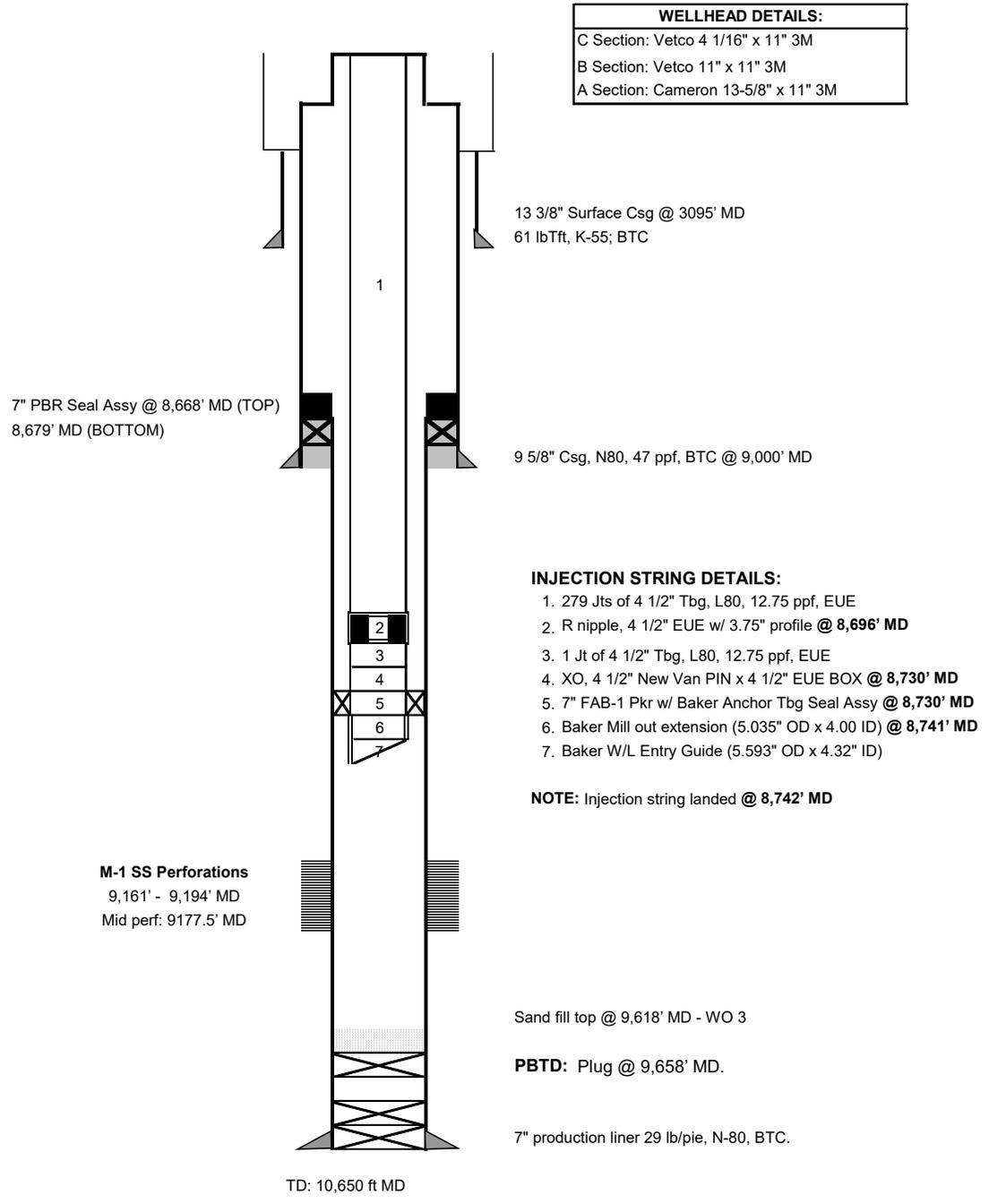


### Registros Eléctricos De La Zona De Interés Del Pozo Xxx-2



Y	PHIA	SWA	Bo	Zona de Pago	Totalidad	RW	HCPV SOPHIH	Y_SS (SSTVD)	Y_SS_OWC (SSTVD)	UPR_NAPO_SH (SSTVD)
Pozo XXX-1	0.1616	0.3028	1.1	5.0000	31.6339	0.06	0.5653	-8205.56	-8217.46	-8237.2

## Diagrama Del Pozo Inyector Xxx-2



**Remarks:**

All depths stated relative to RT  
 WO 3 performed by Rig Nabors 815. Start of operations: Sep, 02/2005 @ 22:00. Rig released on Sep, 09/2005 @ 14:00

### Químicos requeridos para remover iones contaminantes

Contaminantes Mg/L	X	Factor	=	Tratamiento químico Lb <sub>m</sub> /bbl
Ca <sup>++</sup>	X	0.00093	=	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (bicarbonato de sodio)
Ca <sup>++</sup>	X	0.00074	=	NaHCO <sub>3</sub> (bicarbonato de sodio)
Ca <sup>++</sup>	X	0.00097	=	Na <sub>2</sub> H <sub>2</sub> P <sub>2</sub> O <sub>7</sub> (SAPP)
Ca <sup>++</sup>	X	0.00173	=	BaCO <sub>3</sub> (carbonato de bario)
Mg <sup>++</sup>	X	0.00093	=	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>
Mg <sup>++</sup>	X	0.00116	=	NaOH (soda caustica)
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	X	0.00073	=	BaCO <sub>3</sub>
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	X	0.00043	=	Ca(OH) <sub>2</sub>
CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	X	0.00100	=	CaSO <sub>4</sub> *2H <sub>2</sub> O (gypsum)
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	X	0.00021	=	Ca(OH) <sub>2</sub>
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	X	0.00200	=	NaOH
PO <sub>4</sub> <sup>-3</sup>	X	0.00041	=	Ca(OH) <sub>2</sub>

### CONVERSIONES MÉTRICAS:

$$\text{NaCl (g/L)} = \text{NaCl (lbm/bbl)} \times 2,85714$$

$$\text{H}_2\text{O (ml/L)} = \text{H}_2\text{O (gal/bbl)} \times 23,8086$$

$$\text{NaCl (ppm)} = \% \text{ en peso} \times 10.000$$

$$\text{Cl}^- \text{ (mg/L)} = \text{NaCl (mg/L)} \times 0,6066$$

$$\text{NaCl (mg/L)} = \text{Cl}^- \text{ (mg/L)} \times 1,65$$

$$\text{mg/L} = \text{ppm} \times \text{Densidad específica}$$

### FORMULAS:

$$\text{Sal (lbm/bbl de agua)} = \text{Factor de incremento de volumen} \times \text{NaCl (lbm/bbl)}$$

$$\text{Densidad específica} = 1,0036 [0,99707 + 6,504 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de NaCl}) + 4,395 (10^{-5}) (\% \text{ en peso de NaCl})^2] \circ 1 + 1,94(10^{-6}) (\text{Cl}^-, \text{mg/L})^{0,95}$$

$$\text{Factor de incremento de volumen} = 1,00045 + 2,72232 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de NaCl}) + 8,15591 (10^{-5}) (\% \text{ en peso de NaCl})^2 \circ 1 + 5,88 (10^{-8}) (\text{Cl}^-, \text{mg/L})^{1,2}$$

$$\text{A}_w = 0,99755 - 4,3547 (10^{-3}) (\% \text{ en peso de NaCl}) - 1,8205 (10^{-4}) (\% \text{ en peso de NaCl})^2$$

**Propiedades físicas Del carbonato de calcio a 72°F**

<b>% peso</b>	<b>Densidad especifica</b>	<b>Densidad (lb<sub>m</sub>/gal)</b>	<b>NaCl (lb<sub>m</sub>/bbl)</b>	<b>H<sub>2</sub>O (gal/bbl)</b>	<b>NaCl (mg/L)</b>	<b>Cloruros (mg/L)</b>	<b>Fac. de incr. de vol.</b>	<b>Pto. De cristaliza (T)</b>	<b>A<sub>w</sub></b>
1	1.007	8.40	3.5	41.87	10,070	6,108	1.003	31.0	0.996
2	1.014	8.46	7.1	41.75	20,286	12,305	1.006	30.0	0.989
3	1.021	8.52	10.7	41.63	30,630	18,580	1.009	28.8	0.983
4	1.029	8.58	14.4	41.46	41,144	24,957	1.013	27.7	0.976
5	1.036	8.65	18.2	41.34	51,800	31,421	1.016	26.5	0.970
6	1.043	8.70	21.9	41.10	62,586	37,963	1.020	25.3	0.964
7	1.043	8.76	25.8	41.02	73,500	44,584	1.024	24.1	0.957
8	1.058	8.83	29.7	40.86	84,624	51,331	1.028	22.9	0.950
9	1.065	8.89	33.6	40.70	95,850	58,141	1.032	21.5	0.943
10	1.073	8.95	37.6	40.54	107,260	65,062	1.036	20.2	0.935
11	1.080	9.01	41.6	40.38	118,800	72,062	1.040	18.8	0.927
12	1.088	9.08	45.7	40.19	130,512	79,166	1.045	17.3	0.919
13	1.095	9.14	49.9	40.00	142,350	86,347	1.050	15.7	0.910
141	1.103	9.20	54.1	39.85	154,392	93,651	1.054	14.1	0.901
15	1.111	9.27	58.4	39.66	166,650	101,087	1.059	12.4	0.892
16	1.118	9.33	62.7	39.44	178,912	108,524	1.065	10.6	0.882
17	1.126	9.40	67.1	39.25	191,420	116,112	1.070	8.7	0.872
18	1.134	9.46	71.5	39.03	204,102	123,804	1.076	6.7	0.861
19	1.142	9.53	76.0	38.85	216,980	131,616	1.081	4.6	0.850
20	1.150	9.60	80.6	38.64	229,960	139,489	1.087	2.4	0.839
21	1.158	9.66	85.2	38.43	243,180	147,508	1.090	0.0	0.827
22	1,166	9.73	89.9	38.22	256,520	155,600	1.099	-2.5	0.815
23	1.174	9.80	94.6	37.97	270,020	163,789	1.106	-5.2	0.802
24	1.183	9.87	99.5	37.74	283,800	172,147	1.113	11.4	0.788
25	1.191	9.94	104.4	37.50	297,750	180,609	1.120	15.0	0.774
26	1.199	1.01	109.3	37.27	311,818	189,143	1.127	25.0	0.759

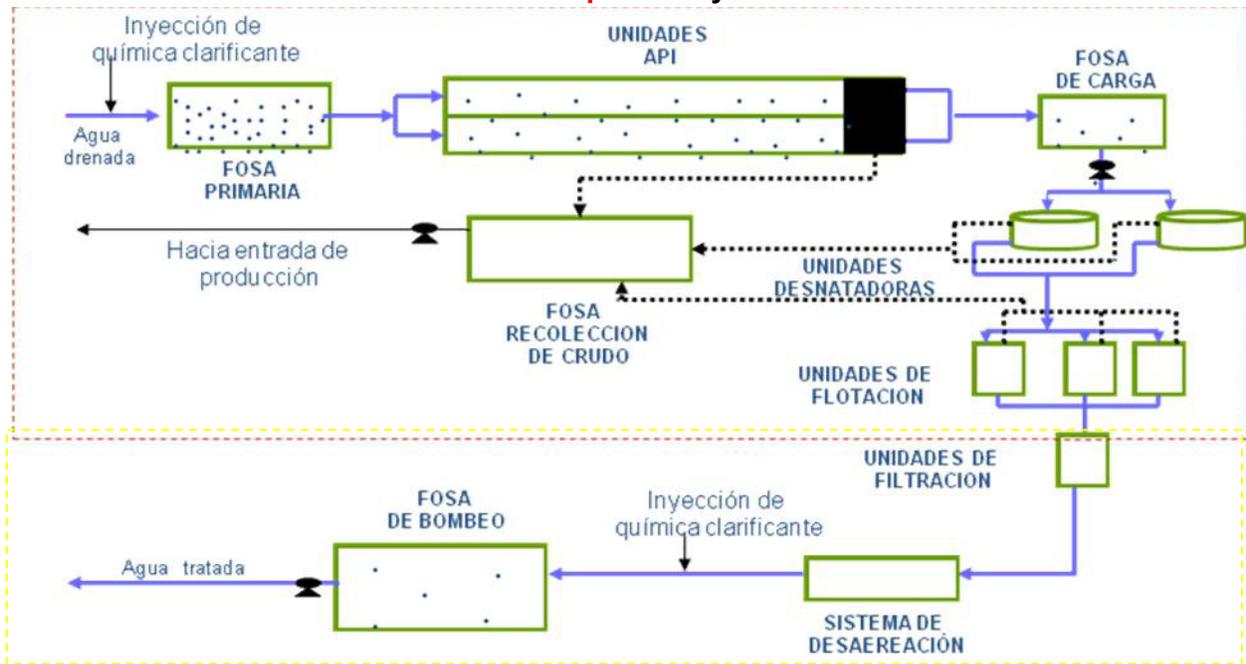
**Solución De Cloruro De Sodio Para Hacer 1 Barril (42 Gal)**

Usando NaCl en sacos (100%)		Densidad de la salmuera a 70°F Lb/gal	Peso específico $\zeta$ g	CP (LCTD) °F (°C)	Usando 10 lb/gal de salmuera NaCl	
Agua dulce Bbl	100% NaCl, lb				Agua, bbl	10 lb/gal NaCl, bbl
0.998	4	8.4	1.01	31 (-0.6)	0.96	0.04
0.993	9	8.5	1.02	29 (-1.7)	0.90	0.10
0.986	16	8.6	1.03	27 (-2.8)	0.84	0.16
0.981	22	8.7	1.04	26 (-3.3)	0.78	0.22
0.976	28	8.8	1.05	24 (-4.4)	0.72	0.28
0.969	35	8.9	1.07	22 (-5.6)	0.66	0.34
0.962	41	9.0	1.08	19 (-7.2)	0.60	0.40
0.955	47	9.1	1.09	17 (-8.3)	0.54	0.46
0.948	54	9.2	1.10	14 (-10.0)	0.48	0.52
0.940	61	9.3	1.11	11 (-11.7)	0.42	0.58
0.933	68	9.4	1.13	9 (-12.8)	0.36	0.64
0.926	74	9.5	1.14	6 (-14.4)	0.30	0.70
0.919	81	9.6	1.15	3 (-16.1)	0.24	0.76
0.910	88	9.7	1.16	-1 (-20.5)	0.18	0.82
0.902	95	9.8	1.17	-5 (-15.0)	0.12	0.88
0.895	102	9.9	1.19	5 (-15.0)	0.06	0.94
0.888	109	10.0	1.20	25 (-3.9)	-	1.00

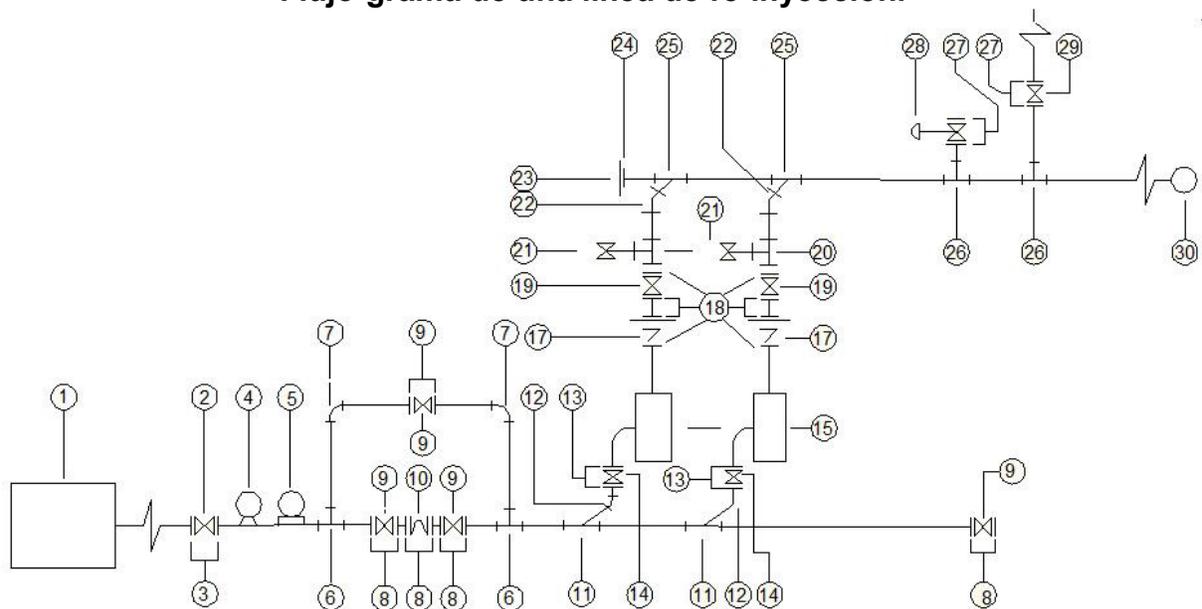
**pH aproximados para bases, ácidos y químicos utilizados en el campo petrolero**

<b>Ácidos</b>	<b>pH</b>
Acético, N	2.4
Acético, 0.1 N	2.9
Acético, 0.01 N	3.4
Alumbre, 0.1 N	3.2
Bórico, 0.1 N	5.2
Carbónico (Saturado)	3.8
Cítrico, 0.1 N	2.2
Fórmico, 0.1 N	2.3
Clorhídrico, N	0.1
Clorhídrico, 0.1 N	1.1
Clorhídrico, 0.01 N	2.0
Sulfuro de hidrogeno, 0.1 N	4.1
Orto fosfórico, 0.1 N	1.5
Oxálico, 0.1 N	1.6
Sulfúrico, N	0.3
Sulfúrico, 0.1 N	1.2
Sulfúrico, 0.01 N	2.1
Sulfuroso, 0.1 N	1.5
<b>Bases</b>	<b>pH</b>
Amoniaco, N	11.6
Amoniaco, 0.1 N	11.1
Amoniaco, 0.01 N	10.6
Bórax, 0.1 N	9.2
Carbonato de calcio (Saturado)	9.4
Hidróxido de calcio (Saturado)	12.4
Hidróxido ferroso (Saturado)	9.5
Cal (Saturada)	12.4
Magnesia (Saturada)	10.5
Hidróxido de potasio, 0.1 N	13.0
Hidróxido de potasio, 0.01 N	12.0
Bicarbonato de sodio, 0.1 N	8.4
Carbonato de sodio, 0.1 N	11.6
Hidróxido de sodio, N	14.0
Hidróxido de sodio, 0.1 N	13.0
Hidróxido de sodio, 0.01 N	12.0

### Sistema general proceso de clarificación de agua de producción con Tratamiento **primario** y **terciario**

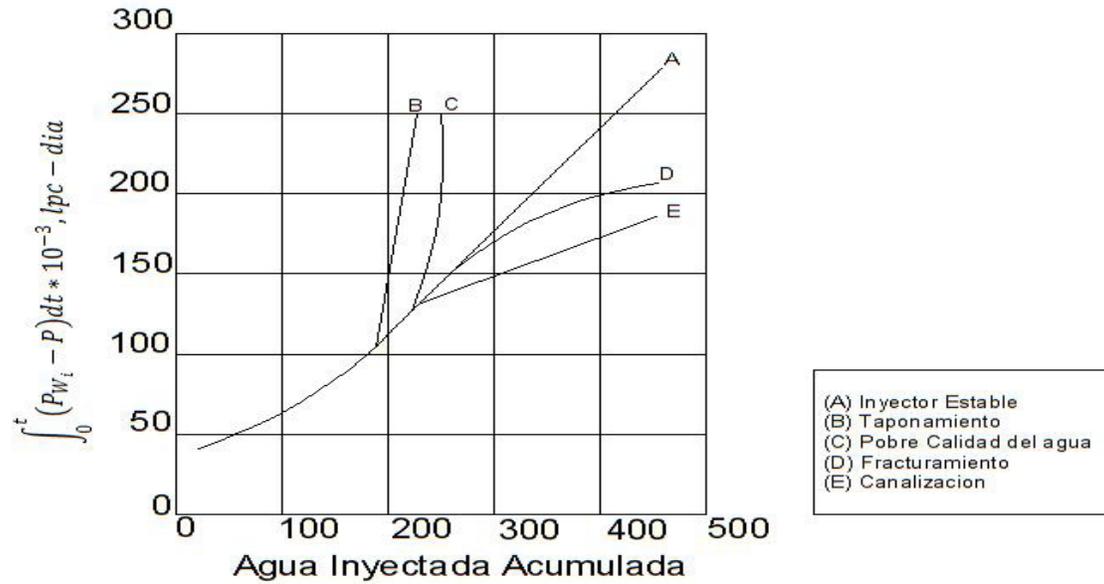


### Flujo-grama de una línea de re-inyección.

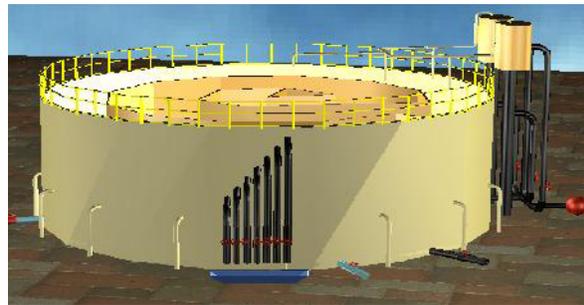
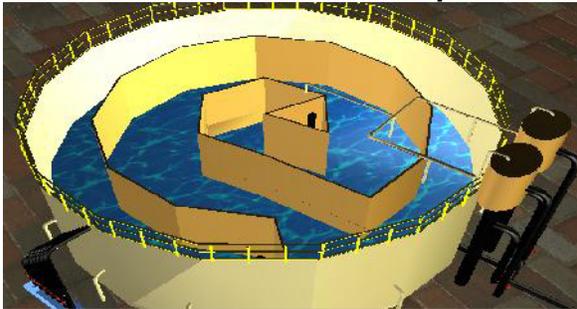


- |                                 |                                   |                                     |  |
|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--|
| 1. PISCINA                      | 8. 6", 150 ANSI BRIDAS            | 15. BOMBAS CENTRÍFUGAS HORIZONTALES | 22. 3", CODOS 45 SCH 160 RL                        |
| 2. 8", 150 ANSI VALVULA DE BOLA | 9. 6", 150 ANSI VALVULA DE BOLA   | 16. 3", 1500 ANSI BRIDAS            | 23. 3", 1500 ANSI BRIDA SCH 160                    |
| 3. 8", 150 ANSI BRIDAS          | 10. 6", MEDIDOR DE FLUJO          | 17. 3", 1500 ANSI VALVULA CHECK     | 24. 3", 1500 ANSI BRIDAS SCH 160                   |
| 4. BOMBA DE TRANSFERENCIA       | 11. 6" x 8" x 4" T 45, SCH 80     | 18. 3", 1500 ANSI BRIDAS            | 25. 4" x 4" x 3" T 45, SCH 160                     |
| 5. BOMBA DE QUÍMICOS            | 12. 4", CODO 45 SCH 80 LR         | 19. 3", 1500 VALVULA DE BOLA        | 26. 4" x 4" x 3" T 90, SCH 160                     |
| 6. 8" x 6" x 6" T 45, SCH 80    | 13. 4" x 150 ANSI BRIDAS          | 20. 4" x 4" x 3" T 45 SCH 160       | 27. 4" x 1500 ANSI BRIDAS, SCH 160                 |
| 7. 6", CODO 90 SCH 80 LR        | 14. 4" x 150 ANSI VALVULA DE BOLA | 21. 3", 1500 ANSI VALVULA DE ALIVIO | 28. 3" x 1500 ANSI VALVULA CONTROLADORA DE PESCADO |
|                                 |                                   |                                     | 29. 3", 1500 ANSI VALVULA DE BOLA                  |
|                                 |                                   |                                     | 30. POZO   |

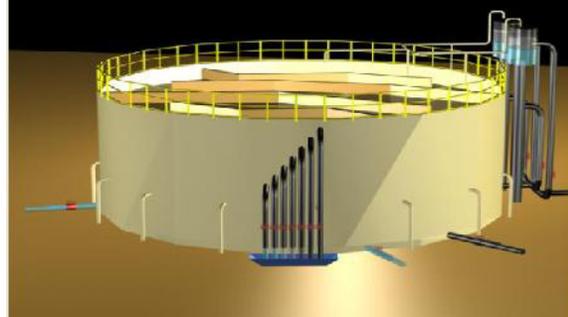
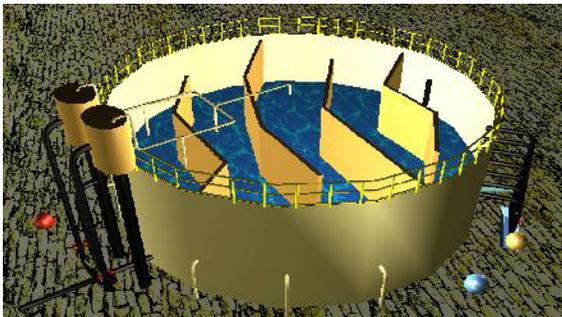
**Grafica de Hall para varias condiciones de Inyección (según Smith y Cobb)**



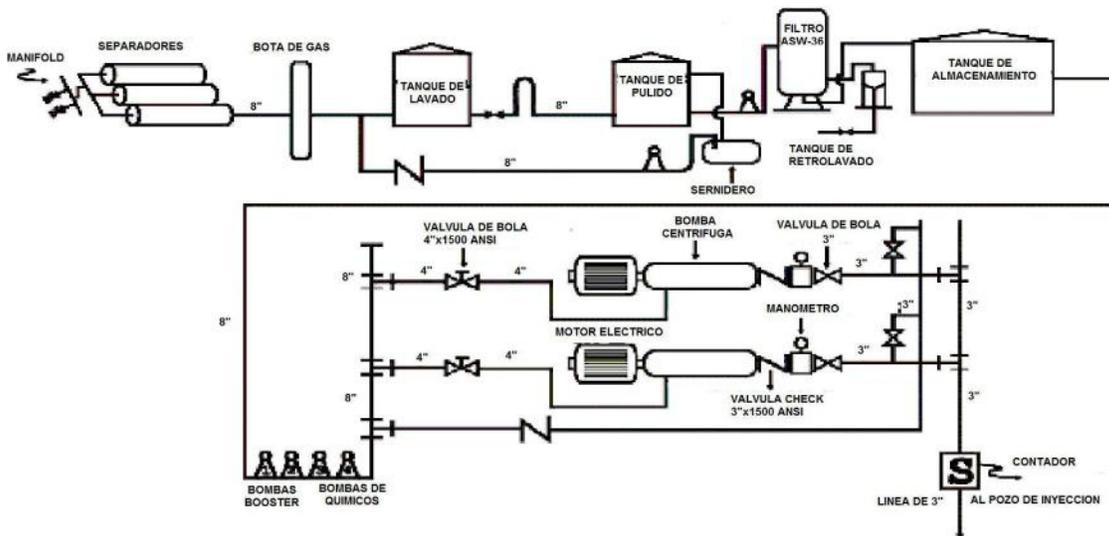
**Tanque de lavado tipo espiral**



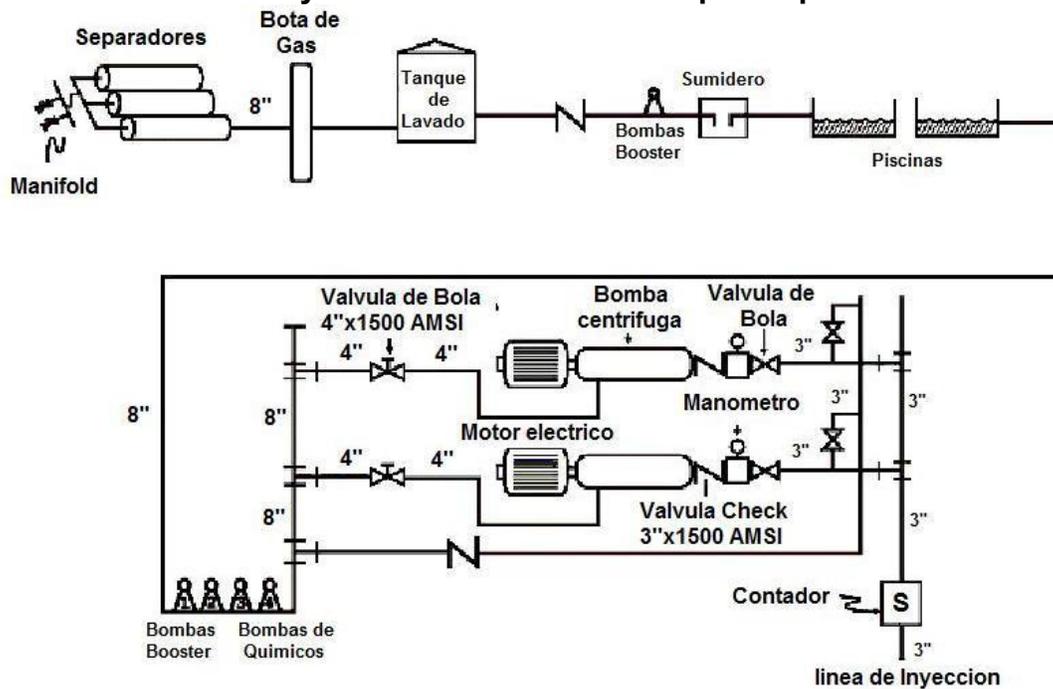
**Tanque de lavado con placas**



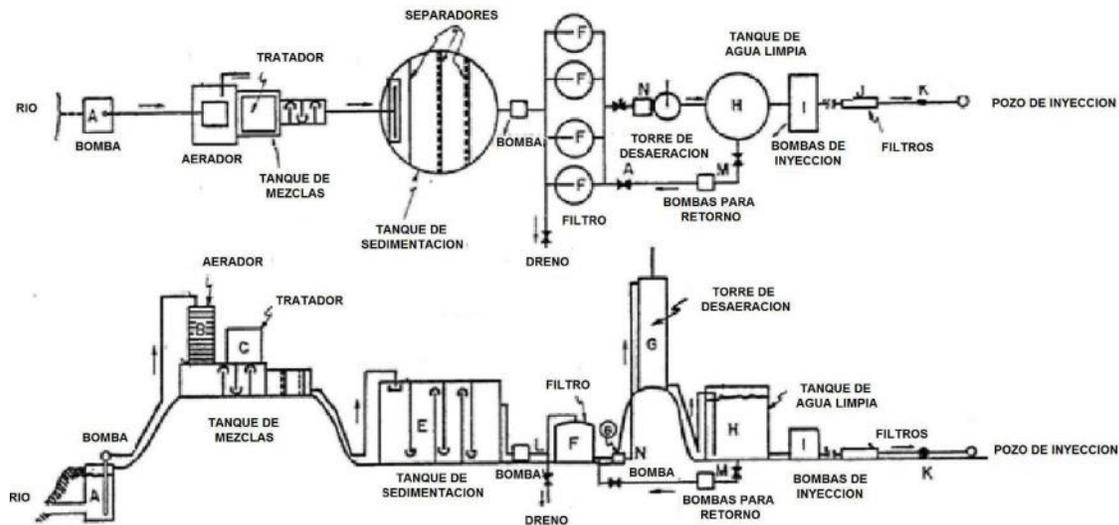
### Sistemas de inyección cerrados desde los pozos productores



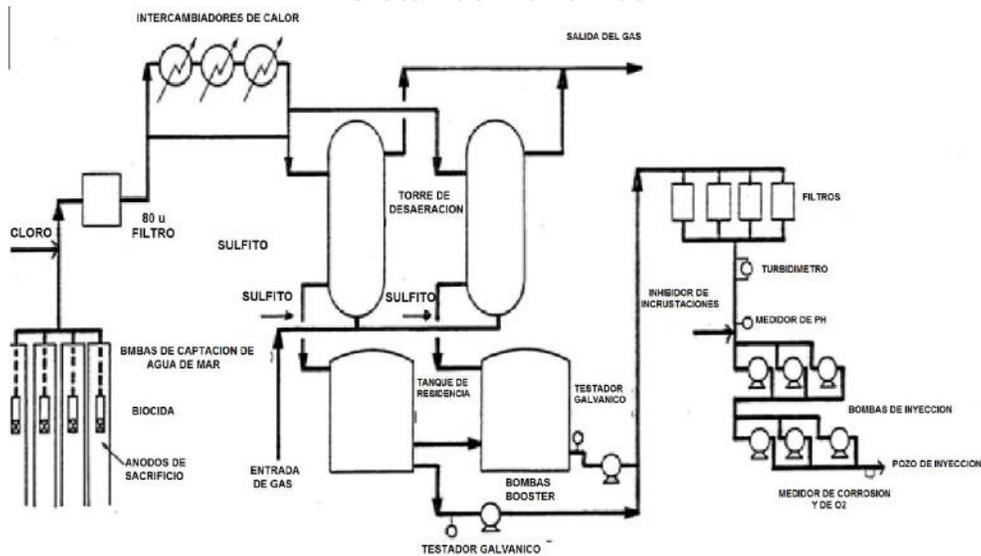
### Sistema de inyección abierto desde los pozos productores



### Sistemas de inyección Semi-abiertos desde una fuente de río



### Sistemas marítimos



## Equipos de laboratorio y reactivos

**Medidor de Hach modelo 16300**



**Turbidimetro Hach modelo 2100AN**



**Espectrofotómetro UV**



**Mezclador térmico**



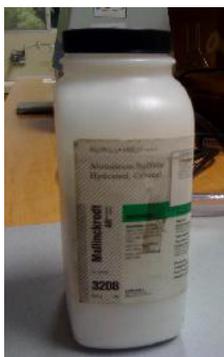
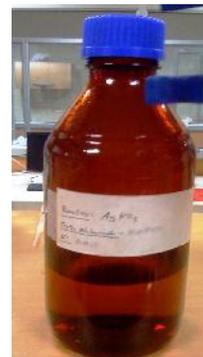
**pH-metro**



**Conductimetro**



**Balanza electrónica****Hornos****Embudos****Botellas para recolectar muestras Matraz de diferentes****Pipetas****Tubos de ensayo****Balón de destilación****Cilindro graduado**

**Purificador****Encubador****Extractor de gases****Solución EDTA****Cromato de Potasio****Fenolftaleína****Sulfato de aluminio****Ácido clorhídrico****Nitrato de Plata**

### Otros reactivos



### Ampolla CHEMET



### Tubo SANI-CHECK SRB



## Equipos de Campo

### Bodega para contingencias



### Tanque en mantenimiento



### Toma muestras



### Valvula de enfriamiento



### Tanques para almacenamiento de crudo tratado



### Instalaciones de Tratamiento de crudo



Bombas de Captación



Tanque provisional de agua



Bombas Centrifugas



Piscina de agua con petróleo



Separadores



Tanques de aguas de formación



Bombas electro sumergibles



Bombas de inyección



## REFERENCIAS

- 1) The NALCO Water Handbook, Second Edition; edited by Frank N. Kemmer; 1988
- 2) Applied Water Technology, Second Edition; by Dr. Charles C. patton; 1995
- 3) Introduction to Oilfield Water technology, Second Edition; by A. G. Ostroff; 1979
- 4) Surface Production Operations, Volume 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities Second Edition; by Ken Arnold and Maurice Stewart; 1997
- 6) Petroleum Engineering Handbook, Second Edition; edited by Howard B. Bradley; 1987
- 7) Curso de tratamiento de agua para la industria del petróleo
- 8) Carll, J. F.: "The Geology of the Oil Regions of Warren, Venango, Clarion, and Butler Counties", Pennsylvania, Second Geological Survey of Pennsylvania, (1880) III, 1875-1879
- 9) "History of Petroleum Engineering", API, Dallas, Texas (1961).
- 10)Fettke, C. R.: "Bradford Oil Field", Pennsylvania and New York, Pennsylvania Geological Survey, 4th Series (1938) M-21.
- 11)Stiles, W. E.: "Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations", Trans., AIME (1949) 186, 9-13
- 12)Jackson, R, "Why Waterfloods Fail", World Oil (March, 1968) 65
- 13)Deepe, J.C.: Injection Rates.. The effect of Mobility Ratio Area Swept. And Pattern Trans AIME., (1961) 222, 81-91.
- 14)Muskat, M: Physical Principales of Oil Production. McGraw-Hill Book Company. Inc. N.Y (1949) 650.
- 15)Dyes, A.B., Caudle, B. H. AND Erikson, R.A.: 'Oil Production After Breakthrough As Influenced by Mobility Ratio'. Trans AIME (1954).
- 16)Prats, M., Matthews, C.S., Jewett, R.L. and Baker, J.D.: Prediction of Injection Rate and Production History for Multifluid Five Spot Floods, Trans AIME (1959) 216,98.

- 17) Craig, F.F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding. Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1971) 3.
- 18) Caudle, B.H. and Write, M.D.: 'Production Potencial Changes During Sweepout in a Five-Spot Pattern', TRANS AIME (9159) 216.
- 19) Craig, F.F., Jr., Geffen, T.M. AND Morse, RA.: 'Oil Recovery Perfomance of Pattern Gas or Water Injection Operation from Models TestS,' Trans AIME (1959) 204.
- 20) Glen Allen Anderson; Secondary Recovery of Chemical Flood Enhanced Oil Recovery Processes; Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in Engineering
- 21) Tomo 2 de SLB "Recuperación Secundaria y Métodos", PDVSA-CIED, 1998
- 22) [http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish99/spn\\_aut99.asp](http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish99/spn_aut99.asp)
- 23) <http://www.lennotech.com/espanol/agua.htm>
- 24) [http://www.serbi.luz.edu.ve/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0375-538X2003012000002&lng=es&nrm=iso&tlng=es](http://www.serbi.luz.edu.ve/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0375-538X2003012000002&lng=es&nrm=iso&tlng=es)
- 25) [http://www.champ-  
hech.com/knowledge/Case%20Histories/la\\_docs/Limpieza%20de%20Pozos%20Inyecctores%20de%20Agua%20Incrementa%20Producci%F3n%20de%20Crudo%20%2D%20Gypton%20JT%2D230%2Epdf](http://www.champ-<br/>hech.com/knowledge/Case%20Histories/la_docs/Limpieza%20de%20Pozos%20Inyecctores%20de%20Agua%20Incrementa%20Producci%F3n%20de%20Crudo%20%2D%20Gypton%20JT%2D230%2Epdf)
- 26) Salager J. L., Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C, Universidad de Los Andes, 2005.
- 27) Wesson, L.; Harwell, J. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; Schramm, L: L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.
- 28) Spinler, E.; Baldwin, B. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; Schramm, L: L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.
- 29) Schramm, L. L.; Marangoni, G. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; Schramm, L: L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.

- 30) PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.
- 31) Salager J. L., Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C, Universidad de Los Andes, 2005.
- 32) Jesús Enrique Arellano Varela; Métodos de recuperación mejorada de petróleo con aditivos químicos, 2005
- 33) Ing. Lucio Carrillo Barandiarán; Recuperación Mejorada (EOR).