



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

“ESTUDIO DE PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES,  
EVALUACION TÉCNICA Y ESTIMACION DE COSTOS DE  
QUIMICOS ANTI-INCRUSTANTES PARA DISEÑOS DE  
TRATAMIENTOS TIPO “SQUEEZE” A LAS ARENISCAS U Y T  
DEL CAMPO SHUSHUFINDI ”

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la obtención del Título de:**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Presentada por:

Armando Enrique Larrea Idiarte

**GUAYAQUIL- ECUADOR**

AÑO

**1999**

## AGRADECIMIENTO

- A mi Sr. Jesucristo, por lo que soy y lo que yo espero ser en él.
  
- A Petroproducción en especial a la Sección Corrosión, al Ing. Santiago Ortiz, Ing. Carlos Chávez y a todo su personal técnico.
  
- A Dowell–Schlumberger y BJ Services por su avanzada tecnología en la elaboración de este trabajo.
  
- Al Ing. Kléber Malavé T. Director de Tesis e Ing. Luis Albán G. ex Gerente de Petroproducción.
  
- Al Ing. William Mario Idiarte Castro, Sub-Director del Departamento de Informática del M. I. Municipio de Guayaquil.
  
- A mis padres, hermanos en sangre y en la fe por su desinteresada ayuda.

## DEDICATORIA

A Cristo por su infinita gracia.

A mis padres, familiares y compañeros.

Y a una persona muy especial.

(Teresita Macías Maldonado)

## TRIBUNAL DE GRADUACION



- **Ing. Edison Navarrete Cuesta**  
**Decano de la FICT**



**Ing. Kléber Malavé Tomalá**  
**Director de Tesis**



**Ing. Ricardo Gallegos Orta**  
**Miembro del Tribunal**



**Ing. Heinz Terán Mite**  
**Miembro del Tribunal**

## **DECLARACION EXPRESA**

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

Armando E. Larrea Idiarte

## RESUMEN

El presente trabajo que sigue a continuación fue posible gracias al aporte de la estatal Petroproducción y a las compañías Dowell-Schlumberger y BJ Services, empresas de servicios de campos petroleros. El área objeto del estudio es el campo Shushufindi.

La incrustación o escala constituye un serio problema en pozos geopresurizados, en este caso los de petróleo y gas. El campo Shushufindi presenta aguas de tendencia incrustante de carácter agresivas desde sus mismas formaciones especialmente la arena Napo T, que depositándose en cualquier punto del sistema origina pérdidas de producción.

En la primera parte se detalla la incrustación como problema: concepto, causas, parámetros físicos y químicos, tipos de incrustaciones y ubicación de daños en el sistema.

A continuación se analiza el Control de la Incrustación: los tratamientos actuales, el sistema de control, como identificar el problema, los removedores e inhibidores, datos para el diagnóstico y un breve resumen del equipo del “coiled tubing” como medio de remoción.

La tercera parte corresponde a la predicción por software y el soporte de análisis de laboratorio de: agua de formación, pruebas de inhibidores, análisis químicos de las incrustaciones, pruebas petrofísicas e inyección de químicos a "coreplugs" de las areniscas U y T de pozos productores.

También se analiza el tratamiento squeeze como una alternativa de solución para el problema y consideraciones para el diseño.

Finalmente se efectúa el diseño y un estimado de costos de tratamiento tipo "squeeze" a pozos candidatos vs. el tratamiento de inyección continua en superficie a los mismos pozos.

# INDICE GENERAL

RESUMEN.....	pág VI
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE TABLAS.....	XVII
ABREVIATURAS.....	XIII
SIMBOLOGIA.....	XIV
INDICE DE FIGURAS.....	XV
INDICE DE FOTOGRAFIAS Y DIAGRAMAS.....	XVI
INTRODUCCION.....	1

## I. LA INCRUSTACIÓN COMO PROBLEMA

1.1 ¿Qué son las incrustaciones o escalas?.....	2
1.2 Causas de las Incrustaciones.....	3
1.3 Incrustaciones o escalas más comunes en sistemas geo- presurizados.....	6
1.3.1 Carbonato de calcio.....	7
1.3.2 Sulfato de calcio.....	13
1.3.3 Sulfato de bario.....	14
1.3.4 Compuestos de hierro.....	16
1.3.5 Incrustaciones de sílice.....	16
1.3.6 Fosfato de zinc.....	17



1.3.7 Incrustaciones de hidróxidos.....	17
1.3.7.1 Fosfato tricálcico.....	17
1.3.7.2 Silicato de magnesio.....	18
1.3.7.3 Hidróxido de zinc.....	18
1.4 Propiedades físicas y químicas que inducen a la formación y daños que causan.....	19
1.4.1 El pH.....	19
1.4.2 La concentración.....	19
1.4.3 Sólidos disueltos.....	20
1.4.4 Factores dinámicos.....	20
1.5 Mecanismos de precipitación de la incrustación.....	21
1.5.1 Supersaturación.....	21
1.5.2 Nucleación.....	22
1.5.3 Tiempo de contacto.....	23
1.5.4 Adherencia de cristales.....	24
1.6 Ubicación de daños por efectos de la incrustación.....	24

## **II. EL CONTROL DE LA INCRUSTACION**

2.1 Sistemas de control de incrustaciones en Petroproducción.....	27
2.1.1 Factores previos.....	27
2.1.2 Estudios de campo.....	28
2.2 Tratamientos actuales en Shushufindi.....	31

2.2.1	Inyección continua.....	32
2.2.2	Inyección tipo “batch”.....	34
2.2.3	Limpieza de las incrustaciones.....	34
2.3	Disolventes o removedores.....	37
2.3.1	Para hidrocarburos.....	37
2.3.2	Para carbonato de calcio.....	38
2.3.3	Para sulfato de calcio.....	46
2.3.4	Para compuestos de hierro.....	48
2.3.5	Para Sal.....	49
2.3.6	Para sulfato de bario.....	50
2.3.7	Para arenas, arcillas,sílices.....	50
2.4	Inhibidores de Incrustaciones.....	50
2.4.1	Mecanismos de Inhibición.....	60
2.5	El equipo del “coiled tubing” ó tubería flexible.....	64
2.5.1	Componentes del Equipo.....	65
2.5.2	Uso del equipo del “coiled tubing” para el control de incrustaciones.....	73
2.6	Dispositivos de control no químicos para control de incrustaciones	76
2.7	Datos que se requieren para un problema a tratar.....	76

### **III. PREDICCIÓN POR SOFTWARE, ANÁLISIS DE LABORATORIO DE AGUA DE FORMACIÓN, QUÍMICOS, MUESTRAS SÓLIDAS Y ENSAYOS EN NÚCLEOS**

3.1 Predicción de incrustaciones.....	78
3.1.1 El Método de Oddo-Tomson.....	80
3.1.2 Estimación de la cantidad a depositarse.....	85
3.1.3 El software sicalc.....	87
3.2 Incidencia de la incrustación en pozos.....	88
3.3 Análisis de laboratorio.....	89
3.3.1 Análisis de pruebas de aguas de formación tomada de los cabezales.....	89
3.3.1.1 Procedimiento para medir parámetros físico-químicos..	89
3.3.2 Selección y prueba de inhibidores de incrustantes.....	91
3.3.2.1 Selección de inhibidores.....	91
3.3.2.2 Consideraciones para un inhibidor de incrustaciones apropiado.....	92
3.3.3 Instructivo para la evaluación de químicos inhibidores de incrustaciones en laboratorio.....	93
3.3.3.1 Objetivo.....	94
3.3.3.2 Alcance.....	95
3.3.3.3 Ensayos de precipitación de carbonato de calcio.....	95
3.3.3.3.1 Aparatos y soluciones.....	95

3.3.3.3.2 Cálculos para eficiencia.....	97
3.3.3.3.3 Calculos para el porcentajede inhibición.....	100
3.3.3.4 Pruebas de corrosividad.....	101
3.3.3.5 Pruebas de compatibilidad.....	103
3.3.3.6 Pruebas de estabilidad térmica.....	104
3.3.4 Inyección de químicos antiincrustantes a núcleos de formaciones de pozos .....	104
3.3.4. 1 Preparación del núcleo.....	105
3.3.4.2 Diseño de la prueba.....	106
3.3.4.3 Estudios de adsorción de núcleos seleccionados.....	107
3.3.4.3.1 Equipos y procedimientos.....	107
3.3.4.3.2 Resultados experimentaaes.....	109
3.3.5 Análisis de muestras sólidas.....	114
3.3.5.1 Procedimiento analítico.....	115
3.3.6 Análisis de residuales de fosfonatos.....	116
3.3.6.1 Residuales de fosfonatos por digestión.....	117
3.3.6.2 Técnica Hach para analizar fosfonatos.....	118

#### **IV. EI TRATAMIENTO TIPO SQUEEZE DE INHIBIDORES COMO UNA ALTERNATIVA DE SOLUCION.**

4.1 Principios del tratamiento squeeze.....	120
4.1.1 Adsorción.....	122

4.1.2 Precipitación.....	123
4.2 Mecanismos squeeze para inhibidores de incrustaciones.....	124
4.3 Requerimientos para aplicación squeeze de inhibidores.....	126
4.4. Diseño específico para un inhibidor de incrustaciones.....	128
4.4.1 Parámetros requeridos para un diseño squeeze.....	128
4.4.2 Volumen del preflujo.....	129
4.4.3 Volumen de dilución del inhibidor.....	129
4.4.4 Volumen de sobredesplazamiento.....	130
4.4.5 Tiempo de cierre.....	131
4.4.6 Monitoreo.....	131
<b>V. DISEÑO Y ESTIMACION DE COSTOS DE TRATAMIENTOS SQUEEZE APLICADO A CUATRO POZOS SELECCIONADOS VS. TRATAMIENTOS DE INYECCION CONTINUA A LOS MISMOS POZOS</b> .....	133
<b>VI. ANALISIS DE RESULTADOS.....</b>	144
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	147
<b>ANEXOS</b>	
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	

## ABREVIATURAS

<b>SSFD</b>	Campo Shushufindi Petroproducción
<b>XRD</b>	Xray Difraccion
<b>SEM</b>	Scanning Electronic Microscopy
<b>STIMCADE</b>	StimulationComputational aided design engineering
<b>CaCO<sub>3</sub></b>	Carbonato de Calcio
<b>HCl</b>	Acido Clorhídrico
<b>U105</b>	Removedor no corrosivo *
<b>CaCl<sub>2</sub></b>	Cloruro de Calcio
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
<b>Ca<sup>2+</sup></b>	Ion Calcio
<b>Na</b>	Sodio
<b>PH</b>	potencial de hidrógeno
<b>CaSO<sub>4</sub></b>	Sulfato de Calcio
<b>BaSO<sub>4</sub></b>	Sulfato de Bario
<b>EDTA</b>	etildiaminotetraacético
<b>DTPMP</b>	dietilenotriaminopenta (metileno de acido fosfónico)
<b>BS&amp;W</b>	Basic Sediments and Water
<b>BES</b>	Bombeo electrosumergible
<b>Mpy</b>	mills per year (milésimas de penetración por año)
<b>PTB</b>	Pounds thousands barrells
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfuro de hidrógeno
<b>NACE</b>	National Association Chemical Engineers
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>PPM</b>	partes por millón
<b>CT</b>	Coiled Tubing

## SIMBOLOGIA

<b>Ko</b>	Permeabilidad al petróleo
<b>Kw</b>	Permeabilidad al agua
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>Pc</b>	Presión de cabezal
<b>Is</b>	Índice de saturación de incrustación
<b>H034</b>	Ácido clorhídrico concentrado al 34% *
<b>U066</b>	Solvente Mutual
<b>L047</b>	Inhibidor de incrustaciones
<b>H2O</b>	Agua
<b>A026</b>	Xileno
<b>JP1</b>	Diluyente
<b>S285</b>	Cloruro de amonio
<b>Gal</b>	galones
<b>Lbs</b>	libras
<b>H Mg</b>	Dureza Magnésica
<b>H Ca</b>	Dureza Cálcica
$\gamma$	Peso específico
$\mu$	Fuerza iónica molar
<b>V</b>	Volumen
<b>PH</b>	Fosfonatos
<b>T</b>	Temperatura
<b>Fg</b>	Fugacidad





<b>Fig 2.11</b> Uso del coiled tubing en operaciones de remoción e inhibición de incrustaciones.....	75
<b>Fig 3.1</b> Software Sicalc.....	88
<b>Fig 3.2</b> Obtención del núcleo.....	105
<b>Fig 3.3</b> Equipo normalizado API para ensayos en cores.....	110
<b>Fig 3.4</b> Procedimiento de inundación del core.....	111
<b>Fig 4.1</b> Vista Esquemática de un tratamiento squeeze cerca de la boca del pozo.....	121
<b>Fig 4.2</b> Perfil de retorno de un inhibidor.....	132

## INDICE DE TABLAS

	<b>pág</b>
<b>Tabla I</b> Incrustaciones más comunes.....	165
<b>Tabla II</b> Puntos de inyección de químicos antiincrustantes.....	166
<b>Tabla III</b> Características de Inhibidores de incrustaciones.....	167
<b>Tabla IV</b> Rendimiento de Inhibidores.....	168
<b>Tabla V</b> Area SSFD Análisis de muestras de agua Estación Central.....	169
<b>Tabla VI</b> Area SSFD Análisis de muestras de agua Estación Norte.....	170
<b>Tabla VII</b> Area SSFD Análisis de muestras de agua Estación Sur.....	171
<b>Tabla VIII</b> Area SSFD Análisis de muestras de agua Estación Suroeste.....	172
<b>Tabla IX</b> Análisis de Difracción semicuantitativa de X-Ray arena T.....	173
<b>Tabla X</b> Análisis de Difracción semicuantitativa de X-Ray arena U.....	174
<b>Tabla XI</b> Pruebas petrofísicas de cores arenas U y T.....	175
<b>Tabla XII</b> Capacidad de disolución de algunos removedores..	176
<b>Tabla XIII</b> Análisis de muestras sólidas de Incrustaciones.....	177
<b>Tabla XIV</b> Cuadro comparativo de eficiencias de químicos. ....	178
<b>Tabla XV</b> Compatibilidad con la salmuera sintética.....	179
<b>Tabla XVI</b> Estabilidad Térmica de químicos.....	180
<b>Tabla XVII.</b> Pruebas de corrosividad.....	181
<b>Tabla XVIII</b> Incidencia de la incrustación vs. profundidad.....	182
<b>Tabla XIX</b> Incidencia de la incrustación vs. profundidad.....	183
<b>Tabla XX.</b> Limpiezas ácidas del pozo SSFD 06B.....	184
<b>Tabla XXI.</b> Limpiezas ácidas del pozo SSFD 22A.....	185
<b>Tabla XXII</b> Limpiezas ácidas del pozo SSFD 74.....	186
<b>Tabla XXIII</b> Limpiezas ácidas del pozo SSF84.....	187
<b>Tabla XXIV</b> Consumo de químicos de pozos candidatos.....	188
<b>Tabla XXV</b> Salmueras sintéticas del SSF 74(T) y SSF 90(U).....	189
<b>Tabla XXVI</b> Perfiles de adsorción de fosfonatos.....	191

# INDICE DE FOTOS, DIAGRAMAS Y GRAFICOS

	<b>pág</b>
<b>Foto 2.1</b> Limpieza de incrustación en el pozo SSFD-22A.....	29
<b>Foto 2.2</b> Se muestra la cabeza inyectora y el cabezal del pozo SSFD-22A.....	30
<b>Foto 3.1</b> Microscopía con SEM de la arenisca T pozo SSFD 74.....	112
<b>Foto 3.2</b> Microscopía con SEM de la arenisca U pozo SSFD 90.....	113
<b>Gráfico 1</b> Mapa del Distrito Amazónico.....	152
<b>Gráfico 2</b> Mapa del campo Shushufindi.....	153
<b>Gráfico 3</b> Producción de crudo, BSW y Presión de cabeza del SSFD 06B.....	154
<b>Gráfico 4</b> Producción de crudo, BSW y Presión de cabeza del SSFD 22A .....	155
<b>Gráfico 5</b> Producción de crudo, BSW y Presión de cabeza del SSFD 74.....	156
<b>Gráfico 6</b> Producción de crudo, BSW y Presión de cabeza del SSFD 84.....	157
<b>Gráfico 7</b> Completación del pozo SSFD 06B.....	158
<b>Gráfico 8</b> Completación del pozo SSFD 22A.....	159
<b>Gráfico 9</b> Completación del pozo SSFD 74.....	160
<b>Gráfico 10</b> Completación del pozo SSFD 84.....	161
<b>Gráfico 11</b> Inyección de químicos vía capilar.....	162
<b>Gráfico 12</b> Inyección de químicos vía recirculación.....	163
<b>Gráfico 13</b> Inyección de químicos via gas.....	164

# INTRODUCCION

Cuando un pozo de petróleo o gas produce agua o utiliza un sistema de inyección de agua para mejorar el recobro, hay la posibilidad que se forme una incrustación.

La incrustación es la *precipitación in situ* de minerales inorgánicos previamente disueltos en el agua.

Los cristales inorgánicos duros pueden desarrollarse en tuberías de trabajos, tantos en superficie como en el fondo o dentro del espacio poroso de la misma formación.

La depositación de incrustación tiene el efecto de reducir los caudales de producción debido al taponamiento de los poros de la formación, fracturas y/o disparos. Adicionalmente reduce el diámetro del “tubing” y de las tuberías de flujo superficiales.

La formación de incrustación también origina accidentes de seguridad operacional cuando se deposita en válvulas de seguridad de superficie y de fondo. Además, una variedad de problemas como atascamiento de bombas eléctricas de fondo y la imposibilidad de trabajar con “wireline”. Es costosa debido a los gastos directos incurridos por su tratamiento o prevención.

El tratamiento antiincrustante tipo “squeeze” es la técnica de colocar un inhibidor a presión en un yacimiento para prevenir la formación de incrustaciones durante la producción de petróleo o gas.

# Capítulo 1

## 1. LA INCRUSTACION COMO PROBLEMA

### 1.1 ¿QUE SON LAS INCRUSTACIONES O ESCALAS?

La escala o incrustación es un término comúnmente usado para definir depositación de sales inorgánicas insolubles en agua que forman una capa densa compuesta principalmente de material inorgánico que precipita porque se ha excedido su solubilidad. Normalmente esta depositación es muy densa y fuertemente adherida a sí misma, a la superficie metálica y compuesta de sales cristalizadas de calcio, magnesio, bario y hierro.

El agua tiene una serie de compuestos denominados sólidos disueltos, los cuales permanecen solubles en el agua bajo determinadas condiciones como: pH, temperatura, concentración, etc.

Mientras estos sólidos permanecen disueltos no existe la posibilidad de que se formen las incrustaciones. El problema está en que en un sistema geopresurizado, las condiciones son tan dinámicas que la probabilidad para que se formen las incrustaciones es bastante alta.

Fig. 1.1



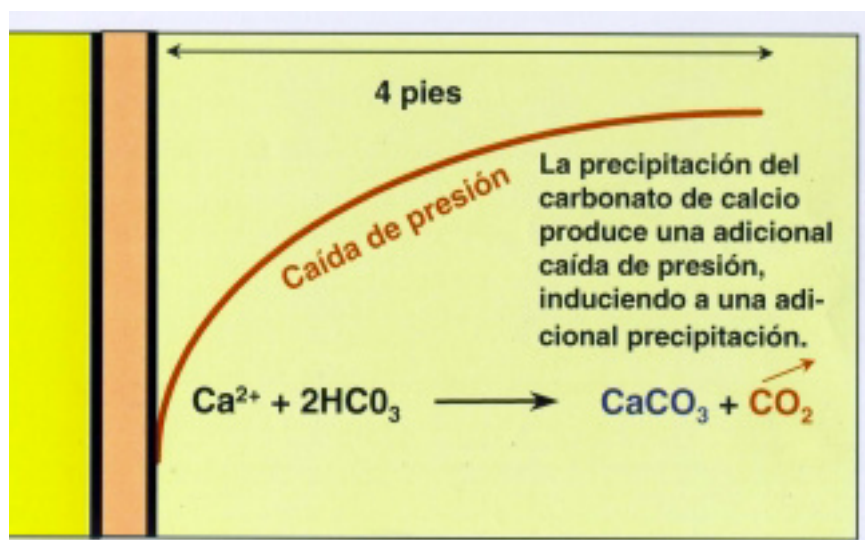
**Fig. 1.1**Muestra de tubería incrustada.

## **1.2 CAUSAS DE LAS ESCALAS**

La salmuera de campos de petróleo contiene varias sales inorgánicas en suspensión siendo las más comunes las de calcio y

magnesio. Si por cualquier razón se incrementa la concentración de estas sales o disminuye su solubilidad, se altera el equilibrio químico y la precipitación toma lugar. Este proceso generalmente es conocido como formación de escala.

Los factores físicos que pueden causar precipitación son: temperatura, presión, evaporación y condensación. Las variaciones de temperatura y los cambios de presión son las causas más comunes. La solubilidad de la mayoría de las sales incrementa con un aumento en la temperatura. Una caída de presión repentina puede causar una alteración del equilibrio y resultar en una precipitación, como se muestra en la fig. 1.2



**Fig. 1.2** Efecto de la caída de presión en la formación de incrustación.

La mayoría de materiales de interés para el estudio son sustancias que al disolverlas se ionizan. Así, cuando se agrega sal ( $\text{NaCl}$ ) al agua, el sólido cristalino se disuelve disociándose en ion sodio ( $\text{Na}^+$ ) y en ion cloruro ( $\text{Cl}^-$ ).

El agua contiene gran cantidad de impurezas disueltas que se presentan como iones. Ciertas combinaciones de estos iones forman compuestos que tienen muy poca solubilidad en el agua. A su vez, el agua tiene una limitada capacidad para mantener esos compuestos en solución y cuando se supera esta capacidad o solubilidad, los compuestos precipitan como sólidos. Por tanto, la precipitación de materiales sólidos que originan la escala o incrustación puede ocurrir así:

- a) El agua contiene iones que son capaces de formar compuestos de limitada solubilidad
- b) Cambian las condiciones físicas de la composición del agua, disminuyendo la solubilidad de las concentraciones presentes y ocurren cambios de pH, presión y temperatura.



En ocasiones el agua llegará a estar “supersaturada” con respecto a un compuesto en particular. Las soluciones supersaturadas son muy inestables y pueden fácilmente ser disturbadas por agitación. El paso de un agua supersaturada a través de una bomba o restricción puede ocasionar una rápida precipitación de sus compuestos.

Los sólidos precipitados pueden también estar en suspensión en el agua o pueden formar una escala coherente en la tubería de los pozos.

### **1.3 TIPOS DE ESCALAS Y PROPIEDADES FISICO-QUIMICOS QUE INDUCEN A LA FORMACION DE ELLAS.**

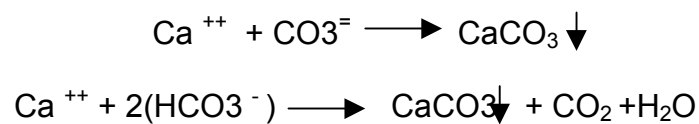
#### **Incrustaciones comunes**

Entre las sales más comunes encontradas en un sistema geopresurizado están el carbonato de calcio, hidróxido de zinc, óxido de hierro, sulfato de calcio, sulfato de bario silicato de magnesio, fosfato de calcio y fosfato de zinc, como se muestra en la tabla # 1.

### 1.3.1 CARBONATO DE CALCIO

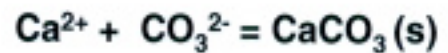
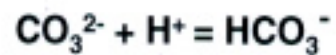
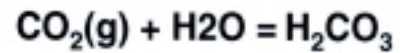
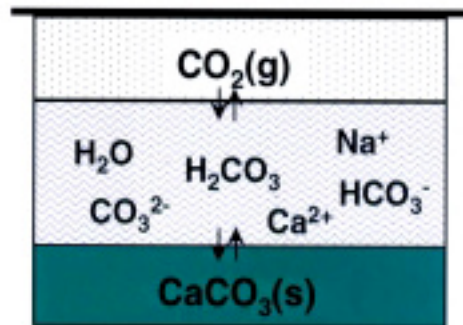
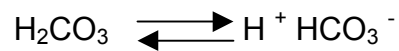
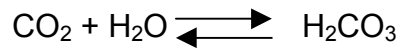
Los carbonatos de calcio es el tipo de escala más común que se presenta en yacimientos ricos en calcio y carbonatos. El ácido clorhídrico pueden fácilmente disolver todos los carbonatos de calcio.

Esta escala se forma por la combinación del ion calcio con los iones bicarbonatos o carbonatos, así de la siguiente manera:



#### a. Efecto del CO<sub>2</sub>

La presencia del CO<sub>2</sub> incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua forma ácido carbónico, el cual se ioniza de acuerdo a la siguiente serie de reacciones. Fig. 1.3.



**Fig. 1.3** Algunas reacciones químicas que se producen en la formación de la incrustación.

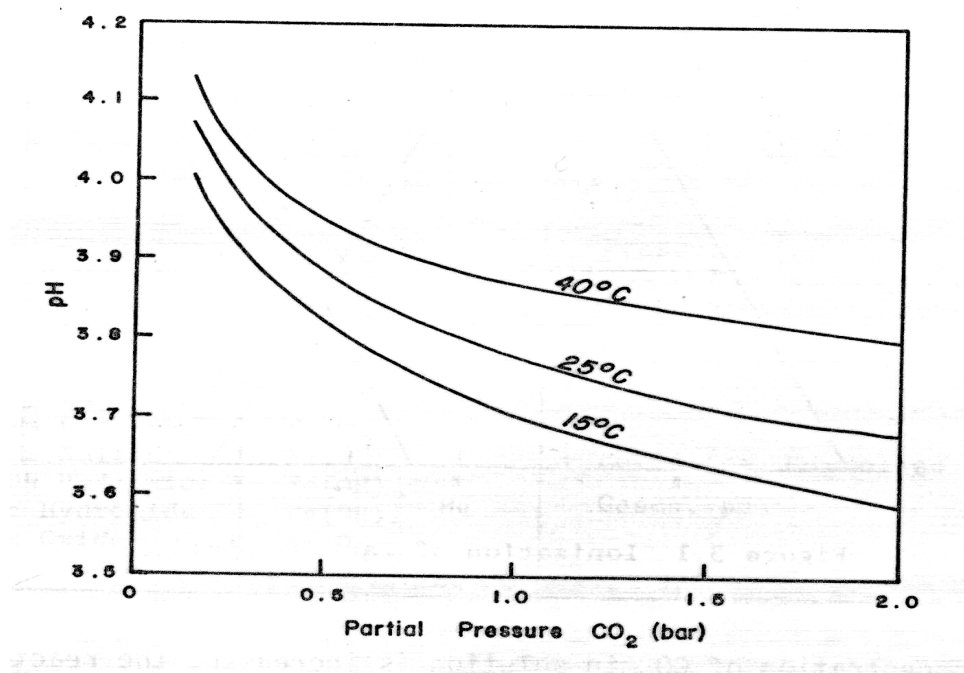
La cantidad de  $\text{CO}_2$  que se disolverá en el agua es proporcional a la presión parcial del  $\text{CO}_2$  en el gas del fluido producido.

**PRESION PARCIAL DE  $\text{CO}_2$  = (FRACCION MOLAR DEL  $\text{CO}_2$  EN GAS ) x (PRESION TOTAL).**

**FRACCION MOLAR DEL  $\text{CO}_2$  = %  $\text{CO}_2$  EN GAS +100**

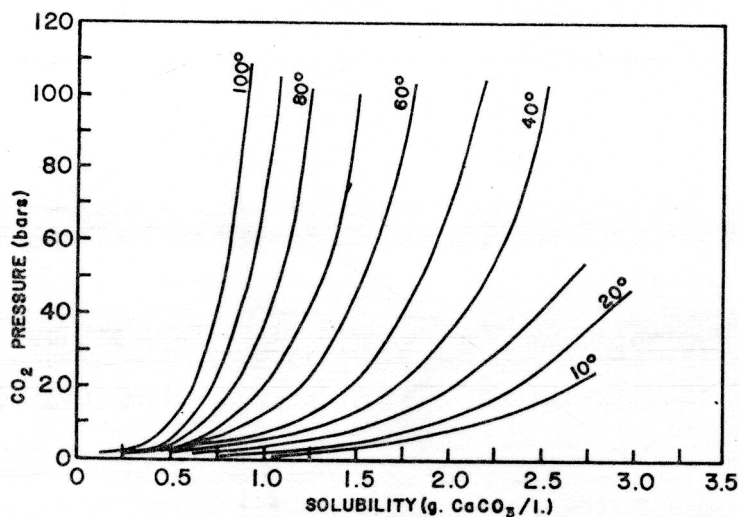
Entonces, sí el sistema de presión o el porcentaje de  $\text{CO}_2$  en el gas incrementa, la cantidad de  $\text{CO}_2$  disuelto en el agua también se incrementará.

La fig. 1.4 ilustra el efecto de la presión parcial del  $\text{CO}_2$  sobre el contenido de pH del agua o minerales no disueltos. Estos datos no deberían ser aplicados a salmueras, porque la presencia de minerales disueltos cambiarán la relación entre el pH y la cantidad de  $\text{CO}_2$  disuelto.



**FIG. 1.4** Efecto de la Presión Parcial de  $\text{CO}_2$  sobre el pH del agua.

El efecto de la presión del  $\text{CO}_2$  sobre la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en el agua pura se muestra en la fig. 1.5.



**FIG. 1.5** Efecto de la presión del  $\text{CO}_2$  sobre la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$

Estos datos muestran que la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  incrementa con el aumento de las presiones parciales del  $\text{CO}_2$ . El efecto se convierte menos pronunciado si existe un incremento de temperatura.

Lo opuesto también se cumple y es una de las principales causas para la depositación de incrustación de  $\text{CaCO}_3$ . En cualquier punto del sistema donde se registra una caída de presión, la presión parcial de  $\text{CO}_2$  en la fase gas decrece, la solución del

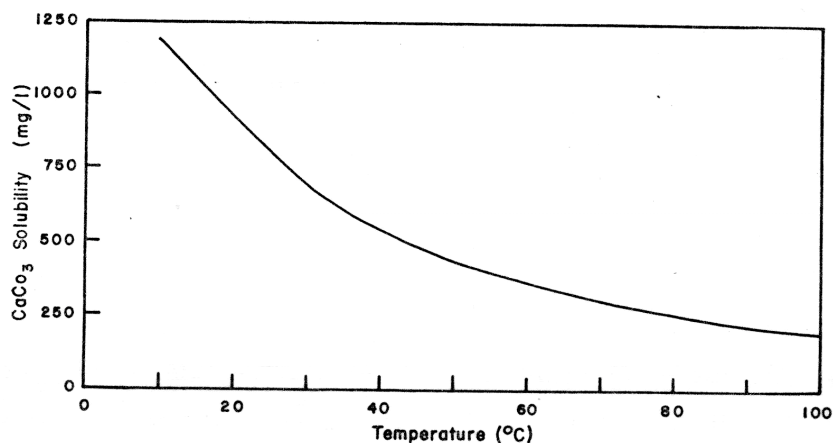
$\text{CO}_2$  disminuye y el pH del agua aumenta. Estos cambios en la reacción pueden causar precipitación del  $\text{CaCO}_3$ .

La caída de presión a través de una restricción, como una válvula u orificio, puede inducir una turbulencia que podría originar una depositación de incrustación.

**Efecto del pH** (Bicarbonato a carbonatos). La cantidad de  $\text{CO}_2$  presente en el fluido afecta el pH del agua y aumenta la solubilidad del carbonato de calcio. Sin embargo, no es causa para que aumente la acidez o alcalinidad. A un bajo pH la precipitación del  $\text{CaCO}_3$  es menor. Inversamente, a un alto pH ocurrirá la precipitación del  $\text{CaCO}_3$ .

**Efecto de la temperatura.** Contrariamente al comportamiento de la mayoría de los materiales el  $\text{CaCO}_3$  se convierte en menos soluble cuando incrementa la temperatura. Las aguas calientes son las más predispuestas a formar  $\text{CaCO}_3$ . Una agua que no es incrustante en superficie puede resultar en formación de incrustación en un pozo si la temperatura de fondo es alta. Esto es también la razón para que la escala de  $\text{CaCO}_3$  es a menudo se halla en tubería de combustible para equipo de calefacción.

El comportamiento general de la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  como función de la temperatura se muestra en la fig. 1.6.

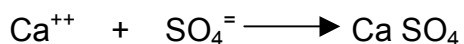


**Fig. 1.6** Solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en agua pura a una presión parcial de 1 bar.

**Efecto de las sales disueltas.** La solubilidad del carbonato de calcio así como el contenido de sal en el agua se incrementa al aumentar 200.000 mg/l de  $\text{NaCl}$  al agua destilada, aumentándose la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  de 100 mg/l a 250 mg/l.

### 1.3.2 Sulfato de calcio

La precipitación del sulfato de Calcio del agua resulta de la reacción:



#### 1.3.2.1 Formas del sulfato de calcio

La mayoría de depósitos de sulfato de calcio encontrado en los campos de petróleo es yeso cuya formula es  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , siendo estable a la temperatura de  $100^\circ\text{F}$  ó menos y a presión atmosférica. Por arriba de esta temperatura se puede encontrar la anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) en el sistema aunque el hemi-hidrato ( $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$ ) se formará bajo ciertas condiciones.

a. **Efecto de la Temperatura.**

A mayor temperatura aumenta la solubilidad hasta  $100^\circ\text{F}$ .

Sobre esta temperatura es menos soluble.



b. **Efecto de sales disueltas**

Aumenta la solubilidad hasta un valor de 150.000 mg/l.

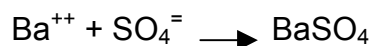
c. **Efecto de la presión**

A mayor presión aumenta la solubilidad.

### 1.3.3 Sulfato de bario

El sulfato de bario es el menos soluble de las escalas conocidas

Resulta de la siguiente reacción:



Pueden ser disueltas con EDTA (ácido etildiaminatetraacético) si la temperatura es suficientemente alto y con razonable tiempo de contacto. Sin embargo, debido a la lenta reacción los métodos de remoción mecánica son los comúnmente usados sobre las escalas de bario.

El sulfato de bario se presenta de acuerdo a las siguientes condiciones:

- a) A mayor temperatura se incrementa la solubilidad.
- b) A mayor contenido de las sales disueltas, mayor solubilidad.
- c) La presión incrementa la solubilidad del  $\text{BaSO}_4$  por el mismo mecanismo con que incrementa la solubilidad del  $\text{CaSO}_4$ . Desafortunadamente no hay datos disponibles sobre la solubilidad del  $\text{BaSO}_4$  en salmuera a presiones elevadas.

#### **1.3.4 Compuestos de hierro**

El hierro en forma ferrosa es totalmente soluble. En la forma oxidada como  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  y posteriormente como  $\text{Fe}[\text{OH}]_3$ , es insoluble, se precipita y forma incrustaciones.

Los depósitos de hierro se caracterizan por ser de color rojizo y cuando se mezclan con otros compuestos, toma un color rojo oscuro.

Las escalas sulfuro de hierro y óxido de hierro pueden ser disueltas con HCL. Un agente secuestrante y un reductor de hierro deberán ser incluidos para prevenir la precipitación de daño por productos químicos.

### **1.3.5 Incrustaciones de sílice**

Generalmente se presentan como depósitos cristalizados muy finos de calcedonia o como ópalo amorfo. El ácido fluorhídrico (HF) fácilmente puede removerlos. La solubilidad de la sílice aumenta cuando incrementa la temperatura y el pH. Sin embargo, en este último caso, no se puede aumentar el pH del sistema solamente para solventar el problema de sílice a expensas de hacer más insolubles otras especies incrustantes.

Otra forma de minimizar el problema de la precipitación de sílice es manteniendo una relación  $Ca/Mg > 1$ .

### **1.3.6 Fosfato de zinc**

Esta incrustación se produce a  $pH > 7.5$  ó por sobredosificación de fosfato-zinc en programas de tratamiento de agua de enfriamiento. Es

una incrustación poco resistente y se presenta fundamentalmente en áreas de bajo flujo de fluido.

### **1.3.7 Incrustaciones de hidróxidos**

Los más comunes son hidróxido de magnesio ( $Mg[OH]_2$ ) y de calcio ( $Ca[OH]_2$ ). El ácido clorhídrico es generalmente usado para disolver tales depósitos.

#### **1.3.7.1 Fosfato Tricálcico**

Presenta una solubilidad que disminuye cuando la temperatura y el pH incrementan. En sistemas de enfriamiento con presencia de calcio y ortofosfato pueden ocurrir incrustaciones de ortofosfato de calcio. El potencial de precipitación incrementa cuando el agua recirculante está del lado alcalino.

El fosfato tricálcico es de color marrón y puede ser un depósito muy duro y resistente o suave y fangoso. La característica final depende de cómo el agua ha sido acondicionada.

### **1.3.7.2 Silicato de Magnesio**

Es una incrustación sumamente resistente y vítrea, muy difícil de remover excepto por medios mecánicos o químicos. La precipitación de  $\text{MgSiO}_3$  es influenciada por el pH y las concentraciones de Mg y  $\text{SiO}_2$ .

La precipitación de silicato de magnesio puede ser prevenida manteniendo el pH por debajo de 7.8 y una relación de Ca / Mg >1. En áreas de alta transferencia de calor precipita porque su solubilidad disminuye cuando la temperatura aumenta.

### **1.3.7.3 Hidróxido de Zinc**

Precipita cuando el pH del agua es mayor de 7.6 y por sobredosificación de zinc en programas de tratamiento de agua de enfriamiento. Esta incrustación presenta la particularidad de ser muy sensible al pH, es decir, el depósito puede ser resolubilizado bajando el pH a valores de 7 ó menos.

## **1.4 Propiedades físicas y químicas que inducen a la formación de incrustaciones.**

### **1.4.1 El pH**

La mayoría de las sales presentes en el agua disminuye su solubilidad cuando el pH aumenta, por lo tanto incrementa su potencial incrustante. Cuando el pH baja, aumenta la corrosión del agua y se incrementa el potencial incrustante de algunos tipos de sílice.

### **1.4.2 Concentración**

Cuando la cantidad de una especie incrustante disuelta en agua supera su punto de saturación se producen incrustaciones. También otros sólidos disueltos pueden influenciar la tendencia a formar incrustaciones. En general, mientras mayor sea el contenido de sólidos mayor será la posibilidad de formación de incrustaciones.

### **1.4.3 Sólidos suspendidos**

Un mayor contenido de sólidos suspendidos (sólidos naturales, productos de corrosión, actividad microbiológica, etc.) favorece la formación de incrustaciones porque incrementa los sitios de nucleación.

### **1.4.4 Factores Dinámicos**

Las velocidades de flujo menores de 2 p/s (0.6 m/s) ocasionan flujo laminar que crea condiciones favorables para la formación de incrustaciones, ya que las características y comportamiento de esta agua en el flujo laminar son muy diferentes de las del resto de la masa de agua.

Otro factor dinámico que afecta a la formación de incrustaciones o escala es el cambio en las velocidades de flujo, tal es el caso de un codo, toda vez que este factor cambia la energía del agua.

## **1.5 Mecanismos de precipitación de la incrustación**

### **1.5.1 Supersaturación**

Ocurre cuando la concentración de una sal excede su solubilidad en el agua. En un sistema de enfriamiento o geopresurizado se produce por evaporación, cambios de pH o temperatura.

La supersaturación es altamente localizada, por ejemplo, en una película laminar de agua próxima a una superficie de transferencia de calor; en la interfase gas-líquido de una burbuja, en una grieta o debajo de un depósito.

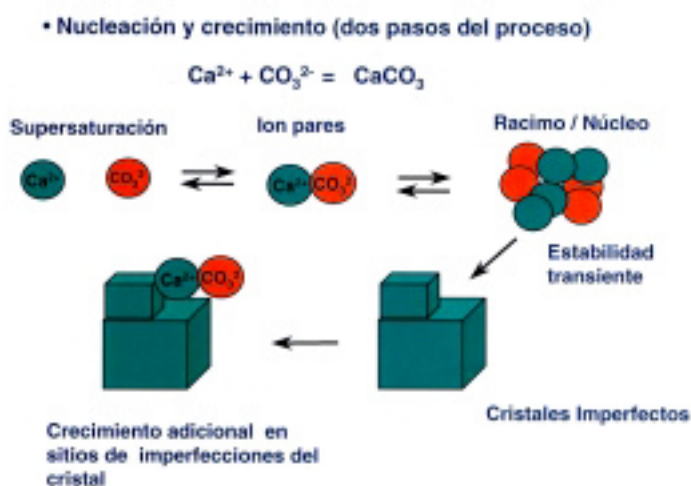
Esto significa que la incrustación puede producirse en un intercambiador de calor aunque la masa de agua se encuentre en condiciones no incrustantes.



### 1.5.2 Nucleación

La formación ideal de un precipitado ocurre a través de una “semilla” que origina lo que se denomina nucleación. Véase fig. 1.7

#### Mecanismo de Precipitación de la incrustación



**FIG. 1.7** Mecanismo de precipitación de la incrustación

Los cristales que se forman de una solución pueden ser:

- a. Homogéneos: Que se manifiesta espontáneamente debido a un grado de supersaturación de las especies incrustantes que originan su propia “semilla”; y

- b. Heterogéneos: Que ocurre cuando partículas extrañas actúan como semilla para la formación de la incrustación.

Los puntos de nucleación están dados por:

- a. Escalas presentes
- b. Arena
- c. Superficie de la tubería
- d. Sólidos

### **1.5.3 Tiempo de contacto**

Lograda la supersaturación y la nucleación debe haber un tiempo suficiente de contacto entre la solución y los sitios nucleantes. El tiempo puede variar de segundos a varios años, dependiendo del grado de supersaturación, del tipo y número de sitios de nucleación, temperatura y pH, etc.

### **1.5.4 Desarrollo cristalino**

Se presenta de acuerdo a las siguientes condiciones:

1. Absorción de iones
2. Incorporación de iones.

### **1.5.5 Adherencia de cristales**

Otro factor que es importante mencionar porque contribuye a la formación, crecimiento y adherencia del depósito, es la rugosidad de la superficie metálica. Una superficie rugosa favorece las condiciones para la formación crecimiento y adherencia de un depósito sobre ella. En conclusión, en una superficie lisa y pulida la precipitación es menor que en una rugosa.

Cuando la incrustación está recientemente formada, su estructura es generalmente porosa y se puede remover con poco esfuerzo mecánico. Por otro lado cuando la incrustación tiene tiempo de precipitada es dura, densa, muy adherente y difícil de remover.

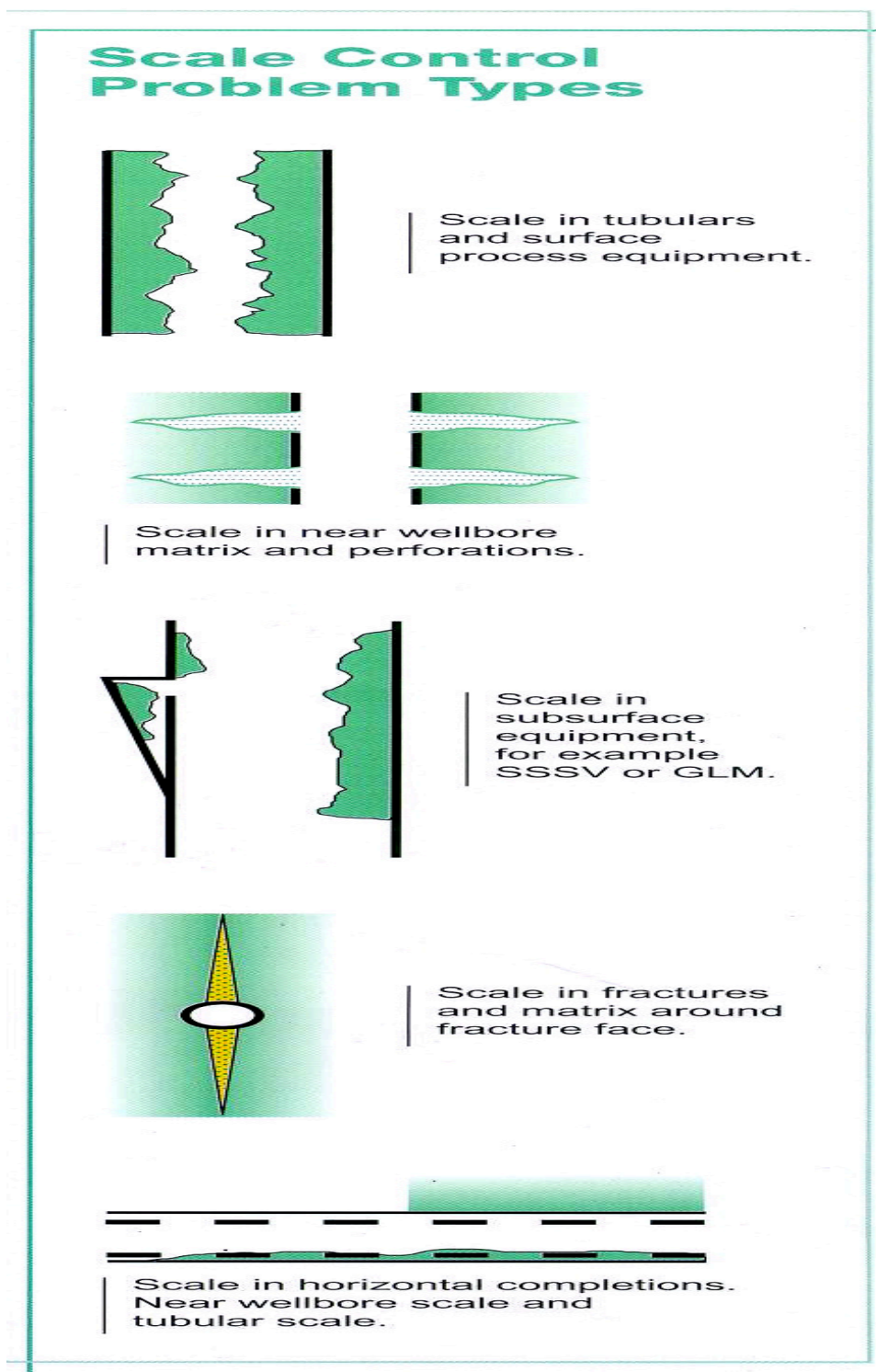
### **1.6 Ubicación de daños por efecto de la incrustación**

La escala forma frecuentemente restricciones al paso de fluidos en líneas de flujo y tubería del pozo, entre otros. Causa desgastes y taponamiento de las bombas eléctricas y creas cargas adicionales al "impeller". La escala puede interferir en la corrida y operación de herramientas de fondo y en el equipo del pozo. La corrosión es mucho más severa bajo las condiciones de formación de escala.

Incrementa los costos de producción, de mantenimiento y operación. Además puede causar problemas en los sistemas de recuperación secundaria y de reinyección. Figura 1.8



**Fig. 1.8** Formación de Incrustaciones por efectos de mezclas.



**FIG. 1.9** Tipos de problemas ocasionados por incrustaciones.

# Capítulo 2

## 1. CONTROL DE LA INCRUSTACION

### 2.1 Sistemas de Control de Escalas manejados por Petroproducción

#### 2.1.1 Factores previos

a) Análisis de la cantidad de agua que produce el pozo, (%BS&W).

Si el pozo tiene tendencia incrustante, la cantidad de escala formada estará relacionada directamente con el volumen de agua de producción.

- b) Análisis físico-químico del agua y determinación del índice de Stiff-Davis y el de Oddo-Tomson.

### **2.1.2 Estudios de Campo**

#### **a) En pozos con levantamiento eléctrico (B.E.S.)**

Para investigar la presencia de incrustación se procede de la siguiente manera:

-Análisis de pruebas de producción por pozo (pérdidas de producción).

-Análisis de la presión de cabeza entre diferentes pruebas de producción.

-Chequeo de cartas de amperaje (sobrecargas y picos).

-Chequeo físico en la locación desde la bayoneta hasta la válvula "block" de flujo.

-Bajar calibradores de tubería desde  $3\frac{1}{2}$  hasta  $1\frac{1}{4}$  . De haber obstrucción se recupera una muestra para el análisis respectivo.

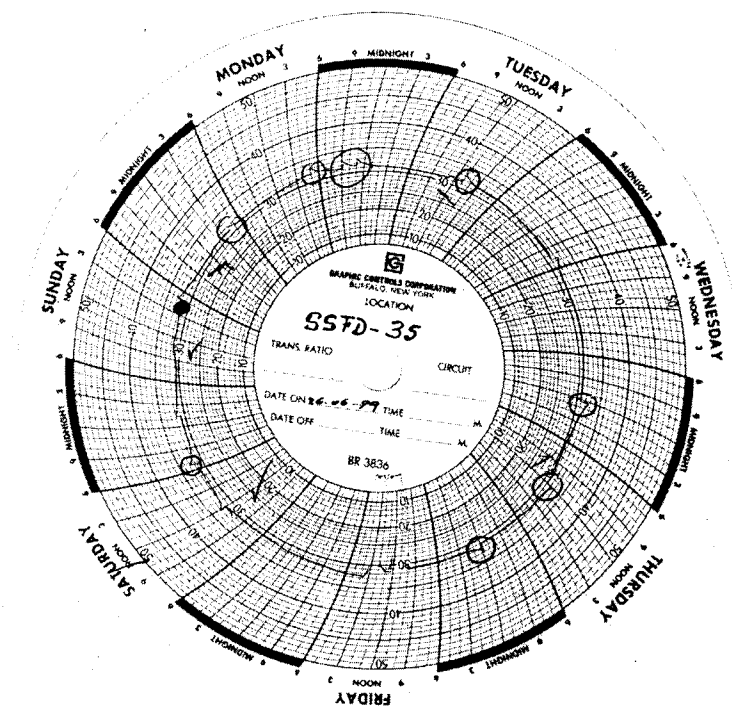


FIG 2.1 Carta de amperaje de B.E.S mostrando presencia de incrustación

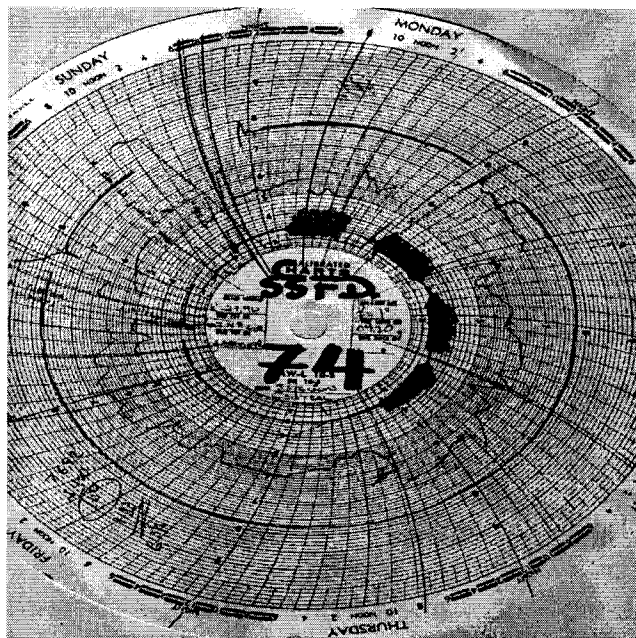
**c) En pozos con levantamiento neumático (Gas lift)**

Se realizan las siguientes operaciones:

- Chequeo de datos de producción.
- Análisis e interpretación de cartas del pozo; volumen de gas de inyección, presión e inspección del equipo superficial en la locación.



- Si existen pérdidas de presión o aumento en la inyección del volumen de gas se procede a chequear tubería de producción, neplós y "block valve", si el pozo es de flujo tubular. Si es de flujo anular se chequea, a más de lo anterior la camisa de circulación.



**Fig. 2.2** Detección de incrustación en una carta Barton G.L.

**d) Cupones de escalas**

- Son pequeñas placas de 2" de acero al carbono con orificios de distintas medidas que indicarán además los MPY (mills per year).

**e) Análisis de agua de formación y caracterización de las mismas.**

Se adoptan como guía para ejecutar un adecuado trabajo de control adecuado con el propósito de realizar un programa de limpieza ácida para eliminar la obstrucción por incrustación.

**f) Análisis de los procedimientos para la detección de incrustación.**

Por el aumento acelerado del corte de agua en los pozos y siendo uno de los agentes que causa los mayores problemas en la operación, se debe realizar un cronograma que incluya análisis de corte de agua y cloruros.

## **2.2 Tratamientos Actuales en Shushufindi**

Los métodos aplicados actualmente son los siguientes:

### **1.2.1 Inyección Continua**

En el campo SSFD se inyecta químicos antiincrustantes a 40 pozos, como se muestra en la tabla II, bajo las siguientes condiciones:

#### **a) Inyección a la línea de gas (Pozos de Gas -Lift).**

Se aplica en pozos que producen mediante el sistema de levantamiento por gas, inyectándose el químico en el espacio anular o tubular, dependiendo del tipo de flujo, con el fin de proteger el espacio anular, tubing, accesorios del cabezal y línea de flujo desde la locación a la estación de producción. (Diagrama 8).

#### **b) Inyección al espacio anular con fluido de recirculación (pozos sin packer).**

Se inyecta directamente el químico con el fluido sin ningún tipo de restricción (empacadura). (Diagrama 9)

**c) Inyección continua con capilar de 3/8" (pozos con packer).**

Se inyecta el químico con el fluido de recirculación, requiriendo de una cámara y un empacadura especial para que pueda pasar el fluido y el químico a través del mismo. De esta manera se protege desde el fondo del pozo el equipo de subsuelo, la completación de fondo, tubería, accesorios del cabezal y línea de flujo desde la locación. Otras de las formas de inyectar químico por el espacio anular en pozos con una empacadura, es utilizando tubería capilar desde la superficie hasta el fondo y de igual forma una empacadura especial tipo T/L. (Diagrama 7).

**d) Inyección a la línea de flujo.**

Se aplica para contrarrestar los problemas de depositación de incrustación en superficie.

**e) Inyección con el fluido motriz (pozos con bombeo hidráulico).**

Se aplica a pozos que producen mediante el sistema de levantamiento hidráulico, inyectándose al fluido motriz.

**1.2.2 Tipo “BATCH”**

Se inyecta en:

- a) El espacio anular.
- b) El fondo del pozo (microcápsulas de alta densidad).

**2.2.3 Limpieza de la incrustación**

Dependiendo del pozo, la depositación de escala se presenta en lugares específicos ya sea en equipos de levantamiento artificial (bombeo eléctrico, Bombeo hidráulico, gas lift.), a diferentes profundidades del tubing, accesorios del cabezal del pozo, manifolds, separadores y líneas de descargas.

Una vez detectada la escala, su remoción se efectúa por métodos mecánicos y químicos utilizando entre otros:

Cable de acero, Equipo de “Coiled Tubing”, cepillos, Remoción o sustitución de válvulas. Además se utilizan químicos como el ácido clorhídrico HCl al 15%, O.S.A. que es una mezcla de 2 solventes y un ácido y el P.A.D. Fotos 2.1 y 2.2.



**Foto 2.1** Limpieza de incrustación con “coiled tubing” en el pozo SSFD-22<sup>a</sup>



**Foto 2.2** Se muestra la cabeza inyectora del coiled tubing y el cabezal del pozo SSF-22A.

## **1.2 Disolventes o Removedores químicos de Incrustaciones**

Los ácidos minerales se utilizan para remover incrustaciones de carbonatos en tubería. Si la tubería es sensible a la corrosividad los ácidos inhibidos pueden ser usados. El químico para remover depósitos de barita es todavía un problema ya que la mayoría de disolvente de sulfato de bario tienen niveles de disolución del orden de 0.2 lb/bbl por hora y una capacidad total de alrededor de 10 lb/bbl en tuberías de producción. Recientes desarrollos en la química superficial de disolución han dado paso a nuevos removedores que tienen una alta capacidad de disolución. Estos disolventes son más efectivos contra la barita en la formación y en la zona alrededor de la boca del pozo. A continuación se detallan diferentes químicos para remover diferentes incrustaciones.

### **2.3.1 Para Parafinas y Asfaltenos**

Aunque es más dura la incrustación inorgánica, las parafinas y asfaltenos se presentan con frecuencia y pueden interferir con la acción de un ácido o un removedor químico de escala. El ácido no reaccionará con una escala cubierta de crudo. Un solvente de hidrocarburos es necesario para remover cualquier crudo,



parafina o material de asfalto sobre la escala para que el químico elegido pueda actuar.

El solvente más usado en nuestro medio es el Xileno, ya que tiene un alto "flash point".

### **2.3.2 Para Carbonato de Calcio**

Se tienen las siguientes opciones:

#### **a) El ácido clorhídrico (HCl)**

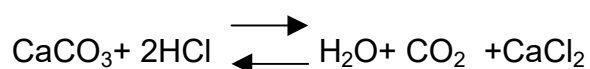
Es una solución de cloruro de hidrógeno en agua que se disocia rápida y completamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar. La característica de que el cloruro de hidrógeno se disocia rápidamente en el agua le da la condición de ácido fuerte. Su amplio uso se debe a esta propiedad ya que es el ácido que disuelve el mayor volumen de roca calcárea dando como resultado producto de reacción solubles en agua. La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alta corrosividad que puede ocasionar daño severo a las tuberías del pozo y al metal de los equipos superficiales. Esta acción agresiva del ácido

clorhídrico restringe su aplicabilidad a altas temperaturas, del orden de 300°F.

Comercialmente el ácido clorhídrico está disponible a concentración del orden del 32% al 34% en peso y se lo conoce como ácido muriático.

El ácido clorhídrico es recomendado como la manera más sencilla y económica para disolver calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), dolomita [ $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ] y otros compuestos calcáreos bajo la mayoría de condiciones. Normalmente se utilizan concentraciones de 5,10,15 % HCl.

La estequiometría de las reacciones entre el ácido clorhídrico y estos minerales son las siguientes:



En unidades de campo 1000 gal de ácido clorhídrico @15%, disolverán 1843 lb de carbonato de calcio ( $10.9 \text{ pie}^3$ ), produciendo

2050 lb de cloruro de calcio, 40 gal de agua y 6620 pie<sup>3</sup> de bióxido de carbono.

En forma similar 1000 galones de ácido clorhídrico @ 15% reaccionarán con 1700 lb de dolomía (9.5 pie<sup>3</sup>) dando como productos de reacción 1040 lb de cloruro de calcio, 895 lb de cloruro de magnesio, 40 galones de agua y 6620 pie<sup>3</sup> de bióxido de carbono.

Un inhibidor de corrosión se debe adicionar al ácido para evitar un daño a la tubería. Un surfactante es a menudo adicionado para ayudar a remover cualquier película de petróleo de la escala, pero un pre-lavador con un solvente es preferido a menos que la cantidad de petróleo sea extremadamente pequeña. Así el ácido, o no reaccionará del todo o muy suavemente si la incrustación es aceitosa.

A continuación se detalla la cantidad de CaCO<sub>3</sub> la cual será disuelta por diferentes concentraciones de HCl.

HCL(%)	Lbs de CaCO <sub>3</sub> diluido por Galón de ácido
5	0.586
7.5	0.890
10	1.201
15	1.844
28	3.659

Sobre propiedades y productos de reacción del HCl. ( Anexo 3).

En el campo, el ácido clorhídrico se recibe a una concentración del orden del 34% en peso de cloruro de hidrógeno. Se almacena en tanques de almacenamiento hasta que haya necesidad de utilizarse en un pozo. Para ello, el ácido concentrado se diluye a la concentración deseada para la estimulación o limpieza. Para calcular la proporción que debe de mezclarse de HCL al 34% con agua para obtener la concentración requerida se aplica de la siguiente expresión:

$$VC_{\gamma} = V'C'\gamma'$$

En la cual:

V= Volumen final de ácido diluido

$C$  = Concentración deseada de ácido diluido (en peso)

$\gamma$  = Peso específico del ácido diluido.

$V'$  = Volumen requerido de ácido concentrado.

$C'$  = Concentración del ácido clorhídrico disponible (en peso)

$\gamma'$  = Peso específico del ácido concentrado.

Por ejemplo si se desean preparar 1000 lts. de ácido clorhídrico al 15% y se tiene disponible ácido concentrado al 34%, se procede en la forma siguiente:

$V = 1000$  lts de HCL @ 15%

$C = 0.15$

$\gamma = 1.0749$

$C' = 0.34$

$\gamma' = 1.1727$

$$V' = \frac{VC\gamma}{C'\gamma'}$$

Sustituyendo :

$V' = 404.38$  lts de Cl al 34%

Es importante conocer el grado Baume, para conocer la calidad del ácido.

$$^{\circ}\text{Baume} = 145 - \frac{145}{\text{Densidad del ácido}}$$

### **b) Acidos Inhibidos**

Los disolventes de incrustaciones quelantes se utilizan para tratar incrustaciones que no son solubles en ácidos minerales o inorgánicos donde el uso de estos fluidos es un problema debido a la corrosión o por ser difícil de manipularlos en superficie.

La compañía Dowell Schlumberger posee un químico llamado "U105" que es un disolvente no corrosivo para incrustaciones de carbonatos. Se utiliza en situaciones donde no es deseable aplicar el HCl debido a las dificultades de manejo en la superficie o problemas de corrosión. El valor del pH es de 4.7 que es ideal para aceros altos cromados debido a que no es corrosivo y no es necesario el uso de inhibidor de corrosión. Este disolvente es diseñado específicamente para carbonato de calcio, pero también

es efectivo contra carbonato de hierro, incrustaciones de óxidos ferrosos y productos de corrosión.

### 1) **Aplicaciones**

Se utilizan para:

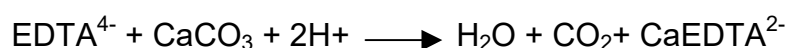
- Estimulación cerca de la boca del pozo donde existe daño de formación por incrustación de carbonato.
- Remover daño de incrustación en perforaciones, tamices, o en hueco abierto.
- Remover costras de filtrado de carbonato de calcio.
- Remover masa de carbonato en tuberías donde el HCl no puede ser utilizado.

### 2) **Diseño**

El U105 es una formulación optimizada en base al EDTA. Este reacciona con las incrustaciones de carbonatos por una combinación de liberación de protones y quelación, proporcionando

una reacción ligeramente menor que el ácido clorhídrico al 15% y una capacidad de disolución mayor que el ácido fórmico o ácido acético. Siendo diferente a muchos ácidos orgánicos, el U105 exhibe poca toxicidad.

La reacción primaria del U105 con el carbonato de calcio produce agua, gas dióxido de carbono y una sal soluble de EDTA calcio de acuerdo a la siguiente reacción.



El U105 tiene el 46% de capacidad de disolución con respecto al ácido clorhídrico al 15%. La baja corrosión y la baja toxicidad del U105 significa que el producto puede ser manejado con bomba, equipo standard y equipo de protección personal no ácido.

El U105 no es espumante y tiene un efecto estabilizado de arcillas debido a su alta contenido de potasio. Actúa sobre la superficie de las incrustaciones de carbonato de calcio por liberación de protones y quelación.



### **c) EDTA (etildiaminotetraacético)**

Es un material el cual “kela” o coloidiza con el ion calcio, en medio de otros, formando un complejo soluble. Sin embargo, es demasiado caro para usar en operaciones normales de limpieza. Se necesita de 7.4 ppm de EDTA para kelar 1.0 ppm de  $\text{Ca}^{++}$ .

La tabla XII compara el rendimiento de algunos disolventes.

#### **2.3.3 Para Sulfato de Calcio**

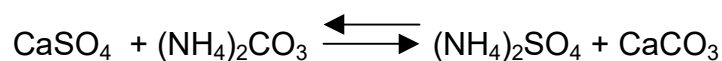
Se usa las siguientes opciones:

##### **a) Convertidores Inorgánicos**

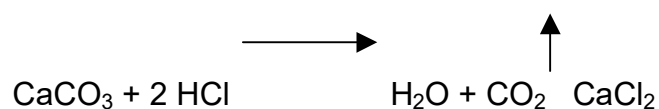
Son usualmente carbonatos o hidróxidos los cuales reaccionan con el sulfato de calcio transformandolo en un carbonato de calcio o hidróxido de calcio. Generalmente se utilizan convertidores orgánicos tales como el nitrato de sodio, gliconato de potasio y acetato de potasio.

El tratamiento de conversión es seguido por ácido clorhídrico para disolver el resultante carbonato de calcio o hidróxido de calcio.

Un buen ejemplo de este tipo de químico es el carbonato de amonio, que es comercializado bajo marcas registradas. La reacción es:



Entonces el carbonato de calcio es disuelto con el HCl:



El CO<sub>2</sub> liberado por la reacción del ácido ayuda al desalojo mecánico de cualquier depósito remanente. Los convertidores inorgánicos no son recomendados para depósitos densos y raramente se utilizan.

Los convertidores inorgánicos como el citrato de sodio, gliconato de potasio y el acetato de potasio también se usan para controlar la incrustación. Estos materiales reaccionan con los depósitos de sulfato de calcio haciéndolos tan suaves que pueden ser removidos fácilmente por un chorro de agua.

Estos químicos son caros, requieren algunas horas de tiempo de contacto para trabajar sobre depósitos gruesos y deben ser chequeados sobre una muestra de escala antes de utilizarlos.

b) EDTA

Los anteriores comentarios se aplican para este químico removedor carbonato de calcio.

a) Hidróxido de Sodio (Soda Caústica)

Un 10% de NaOH disolverá el 12.5% de su peso de la escala "gypsum". Hay que tener cuidado, pues la caústica quema la piel.

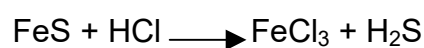
### **2.3.4 Para Compuestos de Hierro**

Se utilizan las siguientes opciones:

- a) El ácido clorhídrico es normalmente usado para disolver compuestos de hierro. Es necesario utilizar un inhibidor de corrosión para prevenir daños de la tubería y a menudo contiene un aditivo llamado agente secuestrante de hierro que prevendrá la

posibilidad de re-precipitación de hierro, que puede ocurrir si el ácido se desgasta completamente y el pH aumenta.

Si lo que se va a disolver es sulfuro de hierro es necesario tener en cuenta la reacción entre el FeS y el HCl :



El H<sub>2</sub>S es extremadamente venenoso y unos pocos ppm en el aire puede matar. Máscaras de aire fresco deberán ser usadas en la locación si es que hay la posibilidad de que el personal pueda respirar cualquier fracción de H<sub>2</sub>S.

b) Acido cítrico

Se aplica para remover compuestos de hierro, pero no es de uso común en los campos petroleros.

### **2.3.5. Para Sal (NaCl)**

Una lavada de agua fresca es el mejor remedio para depósitos de sal.

### **2.3.6. Para Sulfato de Bario**

El sulfato de bario denso es casi imposible de remover químicamente. Sin embargo, algunos químicos tienen propiedades de disolver de incrustaciones son y han sido usados para disolver capas finas de incrustación de sulfato de bario.

Estos materiales son agentes quelantes más que verdadero solventes. El sulfato de bario tiene una “solubilidad” de aproximadamente 0.5 lb por galón de químico (120 gr/L) en la mayoría de los disolventes de incrustación utilizados. Adicionalmente su reacción es baja y su costo relativamente alta.

### **2.3.7 Para arenas, arcillas, sílices**

Generalmente se presentan como partículas lentificadas en depósitos de escala. Una vez que se disuelve la incrustación, estos sólidos pueden ser lavados.

## **2.4 Inhibidores de Escala**

Los inhibidores más usados son los fosfatos orgánicos o fosfonatos, polímeros orgánicos y la última generación de fosfina carbónica o

fosfina carboxilicos. Cada miembro de esta familia de inhibidores tiene su forma de prevenir la formación de incrustaciones. Los fosfonatos utilizados son inhibidores eficientes para trabajar hasta los 125°C. Sus limitaciones se deben a incompatibilidades con formaciones concentradas con salmueras y de altos niveles de calcio. Para sistemas que trabajan a altas temperaturas o contienen altas concentraciones de calcio existen en el mercado varios inhibidores de polímeros como los policarboxilatos, sulfonatos polivinílicos o copolímeros sulfonados. Se estabilizan a 170°C y soportan demandas superiores a los 250°C. Se necesita realizar ensayos de compatibilidad y rendimiento en el agua de formación para cualquier campo o pozo.

La adsorción efectiva sobre la roca de formación se ha mejorado por el uso de polímeros como también de preflujos optimizados las cuales preconditionan la matriz de la formación.

Tres son los tipos de inhibidores de escala utilizados, que poseen la propiedad común de no permitir la formación de incrustaciones. Ellos son:

- Ester Fosfatos
- Polímeros (poliacrilamidas)

- Fosfatos

En la tabla III se detallan algunas de sus características.

De los tres tipos de inhibidores de incrustaciones los de mejor rendimiento son los fosfonatos y los polímeros porque son estables a temperaturas que exceden los 250° F. Los ester fosfatos pueden a esta temperatura tener un limitado o ningún efecto. La selección del inhibidor de escala debe basarse en parámetros de eficiencia y consideraciones económicas, como se muestra en la tabla IV.

#### **a) Esterfosfatos**

Estos inhibidores se forman por la reacción entre ácido fosfórico con la Hydroxylamine. No es recomendable para aplicaciones por arriba de los 100°C, ya que puede haber peligro de hidrólisis (reacción con el agua) resultando en una pérdida de efectividad.

**b) Polímeros**

El uso de los polímeros orgánicos es una buena aplicación en la inhibición de la escala. Existen polímeros sintéticos y naturales, Ambos se utilizan principalmente como dispersantes de sólidos suspendidos en los sistemas de enfriamiento recirculantes. Estos polímeros son de naturaleza aniónica y actúan envolviendo la partícula coloidal, de tal forma que refuerzan la carga negativa superficial e incrementan su fuerza de repulsión, de manera que evitan la unión de las partículas para formar otras más grandes que puedan precipitar en las áreas de transferencia de calor y originar un depósito.

**b) Polimaleatos**

Los polimaleatos tienen un peso molecular entre 1000 y 2000, excelentes para inhibir los carbonatos de calcio pero no son muy estables con los cloruros. Su debilidad es que es un pobre dispersante y algunas veces térmicamente inestables.



**c) Maleatos copolímeros**

Los maleatos copolímeros tienen un peso molecular entre 4000 y 8000, son excelentes dispersantes, estable térmicamente, buen equilibrante de fosfatos, son pobres tolerantes del hierro y hay pérdidas de equilibrio de fosfatos en altas alcalinidades.

**b) Polimetacrilato**

El polimetacrilato que tiene como único grupo funcional el carboxilato, el cual puede unirse fuertemente a ciertas partículas pero tiene poca carga negativa para el efecto dispersante. El rango típico de peso molecular está entre 2000 y 13000. Sus ventajas y características son: buenos dispersantes, buenos en estabilidad térmica, estables con los cloruros, excelentes para inhibir el sulfato de bario y puede trabajar con otros fosfonatos. Su debilidad es que no sirve para inhibir al carbonato de calcio.

## **f) Acrilatos copolímeros y termopolímeros**

Los acrilatos copolímeros y polímeros son de alto orden, su peso molecular está entre 2000 y 10000, son dispersantes superiores, extremadamente versátiles y adecuados para funciones específicas, lo que ha permitido el tratamiento del agua de enfriamientos de sistemas recirculantes abiertos y acentuar aún más la tendencia hacia los tratamientos del lado incrustante en condiciones de alcalinidad y pH de hasta 300 a 500 ppm de  $\text{CaCO}_3$  y 9,6 respectivamente. Su principal desventaja es que dependiendo del grupo funcional R pueden tener una estabilidad hidrolítica o térmica pobre y sensible al cloro.

Los copolímeros se caracterizan por tener un grupo funcional muy fuerte y un ácido débil que les da esa característica de ser más dispersante, inhibir incrustaciones de carbonato de calcio, de fosfato de calcio, incrementar la estabilidad del zinc en programas alcalinos, ser más tolerables y resistentes al hierro.

## **a) Terpolímeros**

Se caracterizan por tener, además de los grupos funcionales de los copolímeros, un grupo no iónico para reforzar su carácter dispersante

para muchas partículas bajo un amplio rango de condiciones de operación.

La ventaja de estos polímeros orgánicos sintéticos es que tienen una alta estabilidad química y térmica, por lo tanto, no se descomponen y son resistentes al cloro.

Los polímeros orgánicos naturales más comunes son los taninos, ligninos y lignosulfonatos; también son dispersantes del lodo, hierro y otros sólidos suspendidos. Sin embargo, su efectividad es menor que la de los orgánicos sintéticos.

En la mayoría de los casos un buen inhibidor de escala debe ser efectivo de 5 a 15 ppm. en agua limpia. Sin embargo, si existen grandes cantidades de sólidos suspendidos, será necesario altas concentraciones de inhibidor. La razón se debe a que los inhibidores de escalas se absorben sobre la superficie de los sólidos disueltos en el agua, de manera que se reduce la cantidad disponible para inhibir la formación de escala.

## **h) Fosfatos inorgánicos**

Conocidos también como polifosfatos, inhiben la formación de carbonato de calcio por el efecto umbral. Pueden mantener en solución entre 100 a 200 ppm de calcio, como  $\text{CaCO}_3$ , con 1 ó 2 ppm de polifosfato como  $\text{PO}_4$ .

Como inhibidor de incrustaciones se usa en sistema de un solo fase. Su empleo está limitado a sistemas de enfriamientos recirculantes abiertos debido a su reversión del polifosfato a ortofosfato y su potencial para formar incrustaciones de ortofosfato de calcio. La reversión del polifosfato a ortofosfato esta influenciada por incremento de temperatura, tiempo de residencia, la contaminación microbiológica, contaminación con hierro soluble o manganeso y presencia de aluminio.

Otra aplicación de los polifosfatos es en la prevención de incrustaciones de hierro y manganeso. La dosis requerida es de 2-4 ppm, como  $\text{PO}_4$ , por cada ppm de hierro, como Fe, ó por cada ppm de manganeso, como Mn.

## i) Fosfatos orgánicos

Conocidos también como fosfonatos o ácidos fosfónicos, son productos que contienen al menos un grupo funcional  $\text{PO}_3\text{H}_2$ , unido a un átomo de carbono. Esta es una de las razones por las cuales los fosfonatos tienen algunas características deseables:

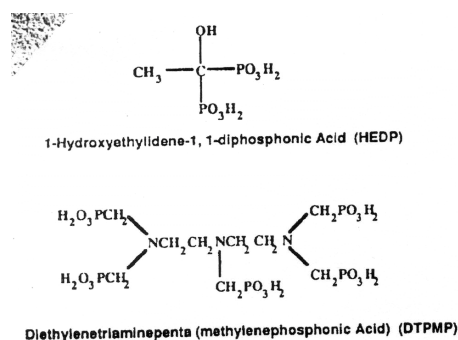
\*Fuertemente aniónicos

\*Estables en sistemas acuosos a altas temperaturas, alta presión y pH.

\*Alta solubilidad en sistemas acuosos.

\*Compatibles con otros compuestos.

Existe una variedad de fosfonatos orgánicos con sus diferentes características.



**Fig. 2.3** Estructura molecular de fosfonatos comunes.

Los fosfonatos tienen la particularidad de que se descomponen ligeramente en presencia de cloro, disminuyendo su efectividad. El cloro es un agente oxidante fuerte y un biocida común en los sistemas de enfriamiento, Sin embargo, de todos los fosfonatos, el que tiene mayor tendencia a descomponerse con el cloro es el AMP para formar un ortofosfato. El químico fosfonato más usado es el Aminotrimethylene fosfonato o ATMP. En áreas donde existen altas temperaturas como en quemadores de vapor, el fosfonato Bis Hexamethylenetriamina o BHMT da un mejor resultado. Su peso molecular oscila entre 300 y 700. Las ventajas y características es que son excelentes para inhibir los carbonatos. Su debilidad es que no es buen dispersante, no es estable térmicamente ni tampoco con los cloruros.

#### **j) Fosfinos Carboxílicos**

Se trata de productos más recientes que combinan en una misma molécula el fosfonato y el polímero para obtener un efecto sinérgico que les permite ser muy efectivo en el tratamiento del agua de enfriamiento en sistemas recirculantes abiertos y cerrados.

Tienen una serie de características:

- \* Excelentes inhibidores de incrustación de carbonato de calcio y sulfato de calcio.
- \* Excelentes dispersantes de fosfato de calcio y óxido de hierro.
- \* Son muy buenos estabilizantes del zinc.
- \* Tiene una alta estabilidad química y térmica.
- \* Son estables al cloro y a los productos cáusticos.
- \* Algunos son excelentes inhibidores de corrosión.

#### **2.4.1 Mecanismo de inhibición de la escala**

Cuando una escala es detectada se la remueve mediante una acidificación. Pero para prevenir futuros depósitos de escala o que esta se forme en nuevos sistemas de producción es necesario aplicar la inhibición de la escala mediante la reducción de la adhesión, que se logra con los químicos inhibidores de escala.

Los inhibidores de escala trabajan de acuerdo con los siguientes mecanismos:

**A) Dispersantes**

- a) Anti-precipitantes
- b) Secuestrantes
- c) Modificadores de Cristales
- d) Acondicionadores de lodos
- e) Agentes Kelantes

**B) Secuestrantes**

Los químicos secuestrantes y los kelantes son las clases de químicos que reaccionan en cantidades molares con los compuestos formadores de escala, creando un coloide en suspensión que no cristaliza.

La reacción química será estequiométrica. Generalmente, este tipo de tratamiento no es muy utilizado por ser costoso. El químico secuestrante actúa formando un complejo metálico soluble en agua.

Los secuestrantes se basan generalmente en la composición de ethylene diamine tetraacetico o compuestos derivados. La reacción entre este conjunto y la escala es de 1:1.



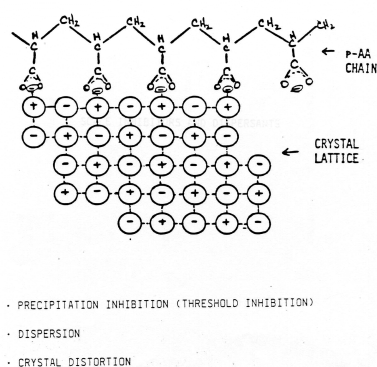
### **C) Efecto Umbral ("treshold")**

Es la capacidad que tienen los inhibidores de incrustaciones para mantener grandes cantidades de sales incrustantes en solución. Algunos fosfonatos son excelentes inhibidores por efecto umbral y su relación aproximada es de 1 molécula de fosfonato por 5.000 a 10.000 moléculas de sales incrustantes.

El mayor mecanismo de los inhibidores de escala es la modificación de cristales, alterando de este modo el modelo de crecimiento, de manera tal que los cristales se forman lenta y totalmente distorsionados. En este caso, el inhibidor trabaja en concentraciones mucho más bajas que las esperadas y es atraído a las finas partículas de escala evitando así su precipitación. La habilidad para reaccionar es mucho menor que en una reacción estequiométrica.

El químico modificador de cristales (threshold inhibition), actúa formando una película alrededor de las partículas de escala evitando el aumento del tamaño de los cristales, siendo este detalle el factor más importante para la deposición y adherencias en superficies. En la fig. 2.3 se muestra el mecanismo de inhibición de la incrustación.

### MECHANISM OF SCALE INHIBITION



**Fig. 2.4** Mecanismo de Inhibición de incrustaciones.

#### D) Dispersantes

Son polímeros sintéticos derivados del ácido acrílico: poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, copolímeros, termopolímeros y dispersantes orgánicos naturales como taninos, lignosulfonatos, almidones etc, que son menos efectivos que los sintéticos.

Actúan absorbiéndose sobre la superficie de la partícula coloidal y reforzando de esta forma su carga negativa, produciendo un efecto de repulsión con otras partículas, De esta manera se evita su aglomeración para formar

partículas más grandes que precipitan y forman incrustaciones.

Los químicos dispersantes y antiprecipitantes actúan previniendo la deposición de los cristales. Los fosfatos son muy efectivos dispersantes en aquellos casos en donde los polímeros y ésteres no son efectivos.

## **2.5 El equipo de “coiled tubing” ó tubería flexible**

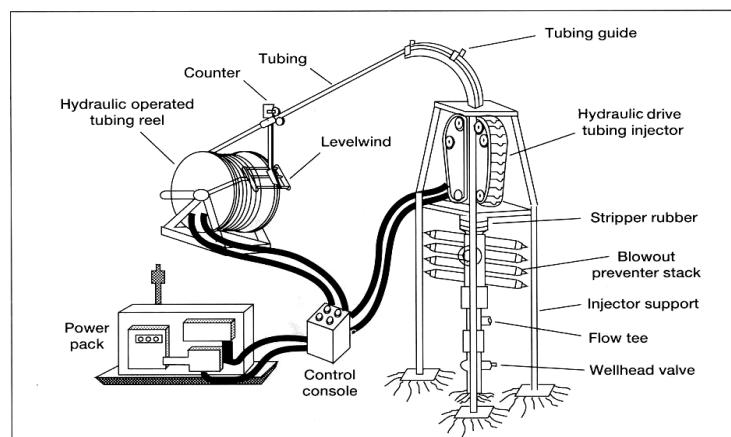
La unidad del “coiled tubing” es un equipo portátil que tiene un sistema hidráulico diseñado para correr y recuperar una sarta continua de tubería concéntrica en una sarta de producción o de casing de mayor diámetro. Actualmente hay tuberías flexibles disponibles desde 1” hasta 4 ½”.

Los componentes básicos del equipo de tubería flexible son los siguientes:

- Cabeza inyectora.
- Carrete de tubería.

- Preventor de reventones.
- Unidad hidráulica de potencia.
- Consola de control.

Una vista esquemática de la unidad del “coiled tubing” se muestra en la fig. 2.4.



**Fig. 2.5** Componentes mecánicos de una unidad hidráulica de tubería flexible o “coiled tubing”.

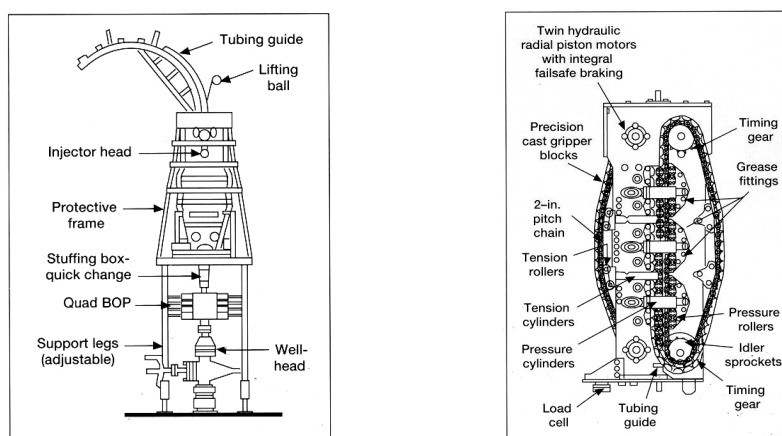
### 2.5.1 Componentes del equipo

#### a) Cabeza Inyectora

Está diseñada para ejecutar 3 funciones básicas:

- Da la seguridad necesaria para correr la tubería en el pozo.
- Controla la entrada de la tubería en el pozo bajo varias condiciones de operación.
- Soporta el peso de la tubería suspendido y acelera la velocidad de operación cuando se lo recupera del pozo.

El equipo permite transportar herramientas de fondo y dispositivos que se sujetan al final de la tubería flexible.



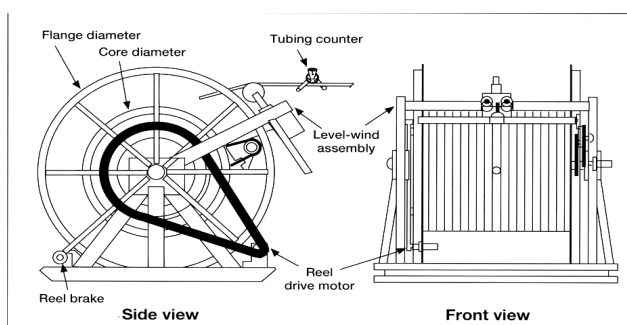
**Fig. 2.6** Cabeza inyectora y corte de la cabeza de inyección

### b) El carrete de la tubería flexible

Es un carrete de acero fabricado con un diámetro de 9 ft. Para este tamaño de carrete se usa 26000 ft de 1", 22000 ft de 1 ¼"

ó 20000 ft de 1 ½". El extremo de la tubería flexible está conectada a una unión rotante de alta presión que va asegurada a una sección fija de tubería conectada a un sistema de bombeo de fluido o gas. Como resultado, se puede mantener continuo bombeo y circulación durante el trabajo. Una válvula de cierre de 10000 psig existe entre la tubería flexible y la vara del carrete para aislar a la tubería de las líneas de bombeo superficiales, en caso de emergencia. La rotación del carrete está controlado por un **motor hidráulico** instalado para un manejo directo sobre el eje del carrete u operado por un conjunto de cadenas. Este motor se utiliza para mantener una constante tensión sobre la tubería y enrollarla apretadamente. Durante la entrada a la tubería del pozo una ligera contrapresión se mantiene en el motor del carrete para permitir que la cabeza del inyector hale la tubería del carrete y mantenga una tensión entre el inyector y el carrete. Cuando la tubería es recuperada del pozo, la presión sobre el motor del carrete se incrementa para mantener una tasa de extracción de la tubería. La tubería es guiada sobre el corazón del carrete a través de un mecanismo llamado **conjunto nivelador-guía** para alinearla y enrollarla apropiadamente, se mueve solamente de acuerdo al ancho del carrete y puede ser alzado

a la altura deseada para alinear la tubería entre guía de la tubería de la cabeza inyectora y el carrete. **El mecanismo contador de tubería** es generalmente instalado sobre el conjunto nivelador guía conformada por un conjunto de piñones en contacto con el “coiled tubing” es engranado para medir mecánicamente la longitud en pies. Los “items” de seguridad adicional deberían ser incluidos en el conjunto del carrete para proveer un freno hidráulicamente activado. La función del **freno del carrete** es parar la rotación del carrete si existen accidentes de la tubería entre el carrete y la cabeza inyectora. El sistema solamente sirve para ofrecer una resistencia y controlar la velocidad del movimiento del carrete, algunos de estos sistemas pueden ser un sistema de contrapresión o un freno de almohadilla de fricción y en ambos casos se aplican hidráulicamente para disminuir el movimiento del carrete.



**Fig. 2.7** Ensamblaje del carrete de la tubería flexible

**c) El Conjunto de preventor de reventones de la cabeza del pozo.**

El sistema BOP, es una parte crítica de la unidad del “coiled tubing” y debería ser usado en todas las operaciones de servicio con tubería flexible. El conjunto de BOP está compuesto de 4 arietes hidráulicos para una mínima presión de trabajo de 10000 psig. Los 4 compartimientos están equipados con: arietes cortadores, arietes de deslizamientos, arietes ciegos y arietes de tubería.

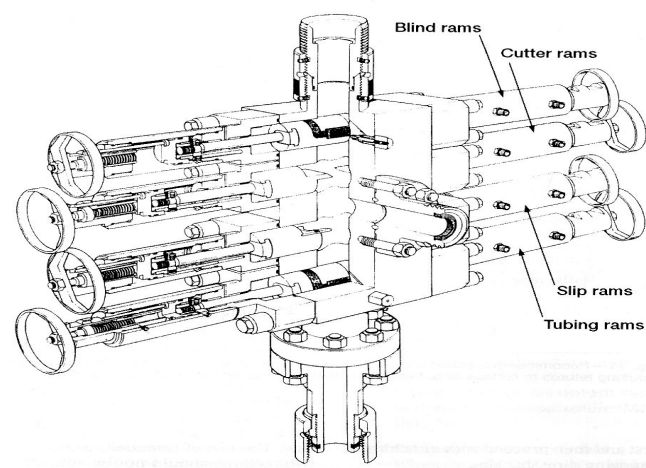
**Los arietes cortadores** se utilizan como freno mecánico del “coiled tubing” en el evento que la tubería se atasque por debajo del BOP o cuando es necesario cortar la tubería para mover el equipo de superficie del pozo.

**Los arietes de deslizamiento** están equipados con dientes unidireccionales que se mueven contra la tubería flexible cuando se activan para soportar el peso de la tubería. También puede ser usado para asegurar la tubería cerrándola previniendo cualquier movimiento en caso de alta presión del pozo.



**Los arietes ciegos** son unidades que sirven para sellar el pozo en la superficie cuando se pierde el control del mismo. Los arietes ciegos sellan cuando los elementos elásticos se comprimen contra la tubería. Para que los arietes ciegos trabajen apropiadamente las obstrucciones en la tubería deben ser removidas.

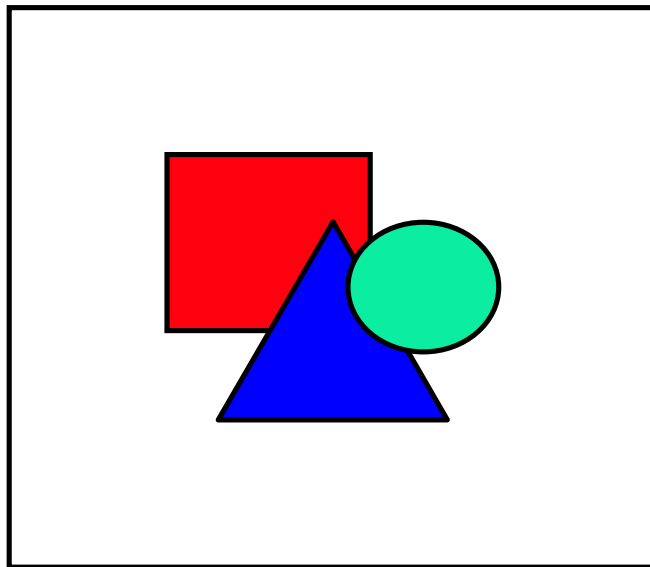
**Los arietes de tubería** están equipados con sellos de cauchos que se fijan en el OD de la tubería en uso. Cuando se cierran contra la tubería aíslan la presión anular del pozo debajo del ariete. Son fijados con camisas guías que centran apropiadamente la tubería.



**Fig. 2.8** Conjunto de preventor de reventones del equipo de tubería flexible.

**d) La unidad hidráulica de potencia.**

Esta diseñada para operar con todos los componentes del “coiled tubing”. El ensamblaje también variará con las necesidades de energía hidráulica. Existen unidades diseñadas para uso en tierra y en costa afuera. Las unidades de la tubería flexible están equipadas con máquina a diesel y bombas hidráulicas. Vea fig. # 2.8

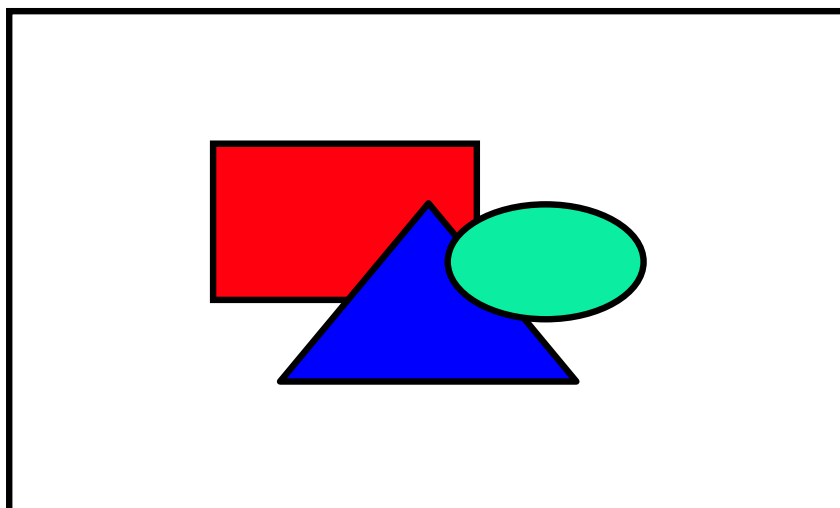


**Fig. 2.9** Unidad de poder hidráulico del coiled tubing

**e) La consola de control.**

El diseño varía de acuerdo a los fabricantes, pero normalmente todos los controles están colocados en una

consola remota de control que se muestra en la fig. 2.8. Puede estar montada sobre unidades con patines para uso en costa afuera ó permanentemente en unidades sobre tierra. Incluye todos los controles y aparatos de medida requeridos para operar y monitorear los componentes de las unidades del "coiled tubing". Los motores de la cabeza inyectora y del carrete se activan desde la consola de control a través de válvulas que determinan la velocidad de operación, dirección y movilidad de la tubería flexible. También en la consola están los sistemas de control que regulan la energía de la cadena, sellos de cauchos y el grupo de preventor de reventones.



**Fig. 2.10** Consola de control simplificada

### **2.5.2 Uso del equipo del coiled en el control de incrustaciones**

Las operaciones de remoción de incrustaciones requieren frecuentemente de sartas de herramientas para ser usadas periódicamente. En esta situación debe considerarse los efectos de fatiga inducida correspondiente al área conjunto de herramientas de trabajo así como lo que pasa en el carrete y la guía de la tubería flexible. Además, el efecto de fatiga mientras se conduce la operación de limpieza a alta presión debe ser cuidadosamente prevista. El uso frecuente de la sarta de trabajo bajo altas presiones internas reduce drásticamente la vida útil de la sarta.

La configuración del equipo de control de presión del “coiled tubing” permite la operación de remoción de incrustaciones. El equipo debe ser configurado para evitar circulación de fluidos corrosivos o sólidos por el anular a través del BOP.

Se han desarrollado algunas técnicas con el “coiled tubing” para remover incrustaciones a través de la tubería en diferentes operaciones de servicio al pozo, como:

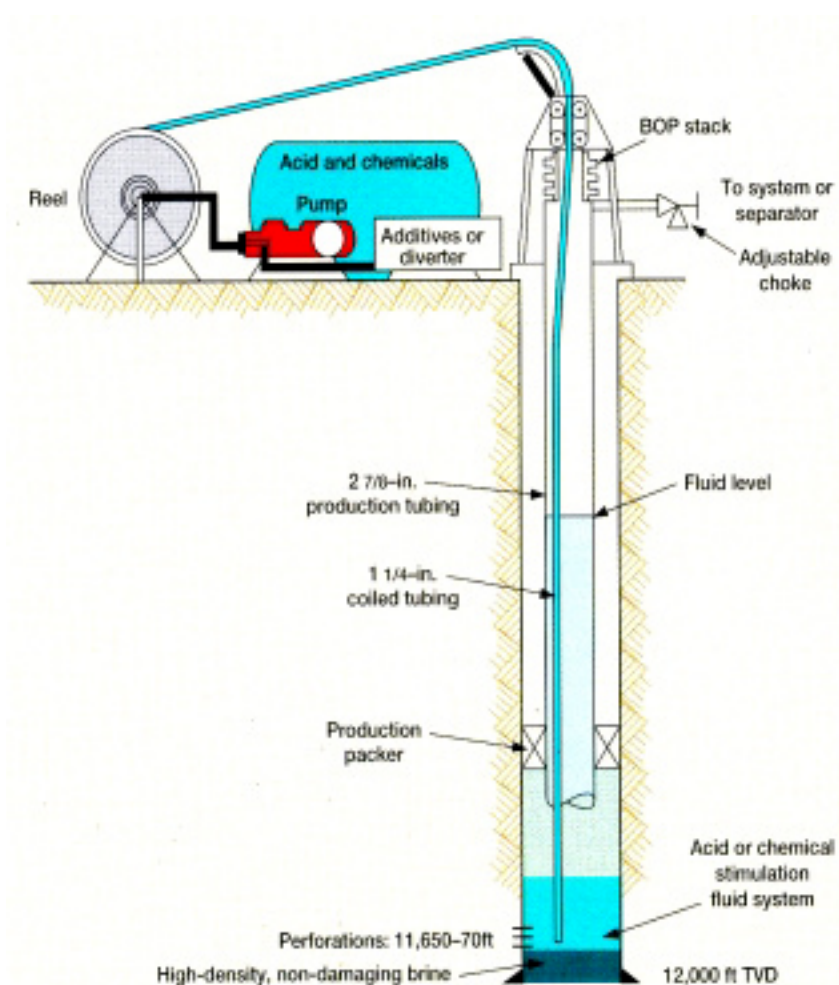
- Tratamientos químicos.
- Perforación rotacional.
- Perforación de impacto.
- Chorro a presión.

Se debe analizar el método más apropiado para remover incrustaciones, las características del yacimiento, la tubería del pozo y depósitos.

Cuando se han removido las incrustaciones del pozo o los depósitos sólidos, se debe considerar la posibilidad de realizar un tratamiento de inhibición. En condiciones óptimas los inhibidores de incrustaciones pueden ser colocados a través de la sarta del “coiled tubing” e inyectados en la formación.

Realizar el tratamiento de inyección a través de la sarta de trabajo tiene como ventajas reducir la contaminación ambiental y la capacidad de colocar el fluido de tratamiento en el intervalo total.

Los fluidos de desecho en el tratamiento de retorno o cortes de incrustaciones circulados desde el pozo deben ser manejados con el debido cuidado, por la seguridad del personal y protección del medio ambiente. Fig. 2.10



**Fig. 2.11** Uso del equipo de tubería flexible en remoción e inhibición de incrustaciones

## **2.6 Dispositivos de Control no químicos para control de incrustaciones**

Hay varios dispositivos disponibles para prevenir depositación de incrustación. El agua se pasa a través del dispositivo y la incrustación se previene por varios mecanismos. Hay 3 categorías de dispositivos.

- a) Tratamientos magnéticos
- b) Electrostáticos
- c) Catalíticos.

## **2.7 Datos que se requieren de un problema a tratar**

La información necesaria es la siguiente:

- Análisis químico completo de aguas de inyección y de formación, de preferencia en condiciones de fondo.
- Análisis de carbonato y bicarbonato.
- Densidad y pH de cualquier fluido.
- Temperatura y presión de fondo.

- Cromatografía de gases.

-Muestras de incrustaciones y fuente de la incrustación:  
solubilidad, volumen de relleno, tamaño de partícula y geometría,  
densidad del material, fuerza compresiva o consolidación del  
material, presencia de material viscoso.

Mineralogía de la formación, permeabilidad y porosidad

Historia de Producción, configuración del sistema de producción,  
equipo de superficie, facilidades de almacenamiento y  
restricciones.

Configuración de la completación del pozo: tipo de casing,  
“nipples”, reducciones, restricciones material de aleación, detalle  
de perforaciones, profundidad, intervalo, densidad de disparos.



## Capítulo 3

### 3. PREDICCIÓN POR SOFTWARE Y ANÁLISIS DE LABORATORIO

#### 3.1 PREDICCIÓN DE LA FORMACIÓN DE ESCALA

La inhibición de la escala o incrustación, es un éxito si los tiempos de vida de los “squeezes” son largos y esto depende de una aplicación de un “software”. Los “softwares” caen en 2 categorías básicas. La primera incluye modelos químicos los cuales predicen la naturaleza de la incrustación, la severidad del problema y se aplican para

seleccionar el tratamiento correcto. Tales modelos también están siendo progresivamente utilizados en la solución del problema de incrustación y en el desarrollo de nuevo campos. El segundo tipo involucra modelos matemáticos de flujo en el medio poroso que se utilizan para optimizar la ubicación de inhibidores y la curva de retorno del inhibidor. Estas herramientas proveen el incremento de producción de petróleo maximizando los tiempos de vida del “squeeze” y minimizando la repetición de limpieza, de esta manera los modelos matemáticos son considerados herramientas esenciales.

La prevención de incrustaciones de carbonatos está todavía limitado por la poca disponibilidad de datos de laboratorio por optimización y validación. Los modelos para colocar inhibidores en pozos verticales son en principio, aplicable a pozos horizontales. La verdad de la prueba científica de tales modelos requiere de pruebas detalladas de campo.

Para determinar si un pozo tiende a incrustarse, los métodos computacionales (CADE) más usados son los siguientes:

Indices de Saturación de Langalier para aguas frescas.

Indices de Stiff-Davis para pozos petroleros.

Método de Oddo-Tomson.

De estos métodos menos utilizados para determinar tendencias incrustantes son los de Langalier y Stiff & Davis, que tienen crecientes limitaciones cuando se consideran sistemas cerrados acuosos. Con ambos métodos se debe conocer el pH del agua de formación para poder iniciar los cálculos. No existe técnica para una medida confiable a altas temperaturas y presiones. La constante de Stiff & Davis no se conoce por arriba de 194°F.

Por las razones anotadas se analizará el método de Oddo-Tomson, descrita a continuación.

### **3.1.1 EL METODO DE ODDO TOMSON**

Las ecuaciones desarrolladas por Oddo -Tomson posibilitan el cálculo del índice de saturación,  $I_s$  y considera el efecto de la presión total así como la variación de las presiones parciales del  $\text{CO}_2$ . También desarrollaron ecuaciones que permiten el cálculo del pH. Tenemos las siguientes aplicaciones:

- a) **Para cualquier sistema (Fase Gas presente o ausente)**  
**donde el pH es conocido.**

La ecuación utilizada es:

$$I_s = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + pH - 2.76 + 9.88 \cdot 10^{-3} T + 0.61 \cdot 10^{-6} T^2 - 3.3 \cdot 10^{-5} p - 2.348 \mu^{1/2} + 0.77 \mu. \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

$Ca^{++}$  = ión concentración de calcio, moles/L

$HCO_3^-$  = ión concentración de bicarbonato, moles/L

T = Temperatura, °F

P = Presión absoluta total.

$\mu$  = fuerza iónica molar.

$I_s$  = índice de saturación

- b) **Fase Gas Ausente**

Estas ecuaciones son aplicables en sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción donde la presión del sistema es mayor que el punto de burbuja de los fluidos.

- 1) Determinar  $Caq$ , la cantidad de  $CO_2$  disuelta en el agua. Puede ser calculada directamente por una titulación sobre el sitio, o aplicando la siguiente ecuación:

$$Caq = \log P_{CO_2} - 2.212 - 6.51 \cdot 10^{-3} T + 10.19 \cdot 10^{-6} T^2 - 1.29 \cdot 10^{-5} P - 0.77 \mu^{1/2} - 0.059 \mu \quad (\text{Ec 3.2})$$

- 2) Calcula  $Is$  o el  $pH$  deseado.

$$Is = \log \left| \frac{(Ca^{++})(HCO_3^-)^2}{Caq} \right| + 3.63 + 8.68 \cdot 10^{-3} T + 8.55 \cdot 10^{-6} T^2 - 6.56 \cdot 10^{-5} P - 3.42 \mu^{1/2} + 1.373 \mu \quad (\text{Ec 3.3})$$

$$pH = \log \left| \frac{(HCO_3^-)}{Caq} \right| + 6.39 - 1.198 \cdot 10^{-3} T + 7.94 \cdot 10^{-6} T^2 - 3.53 \cdot 10^{-5} P - 1.067 \mu^{1/2} + 0.599 \mu \quad (\text{Ec 3.4})$$

- 3) También es posible calcular el cambio en  $Is$  o  $pH$  en un sistema sin una fase gas, usando las ecuaciones siguientes:

$$\Delta I_s = 8.68 \cdot 10^{-3} \Delta T + 8.55 \cdot 10^{-6} \Delta(T^2) - 6.56 \cdot 10^{-5} \Delta P \quad (\text{Ec 3.5})$$

$$\Delta p_H = -1.198 \cdot 10^{-3} \Delta T + 7.94 \cdot 10^{-6} \Delta(T^2) - 3.53 \cdot 10^{-5} \Delta P \quad (\text{Ec 3.6})$$

**C) Fase de Gas presente y el pH desconocido.**

- 1) Calcule  $f_g$ , el coeficiente de la fugacidad del gas  $\text{CO}_2$ .

$$f_g = \exp \left| \frac{P \times (2.84 \cdot 10^{-4} - \frac{0.255}{T+460})}{T+460} \right| \quad (\text{Ec 3.7})$$

- 2) Calcule  $y_g$ , la fracción molar de  $\text{CO}_2$  en la fase gas a una T y P específica. Sabiendo que  $y_t$  es la fracción molar del  $\text{CO}_2$  en el gas en superficie.

$$Y_g = \frac{y_t}{\frac{1.0 + P f_g (5.0 \text{BWPD} + 10 \text{BOPD}) \cdot 10^{-5}}{\text{MMscf}(T+460)}} \quad (\text{Ec 3.8})$$

Donde: BOPD= Barriles de petróleo por día.

BWPD= Barriles de agua por día.

MMscf= Millones de pies cúbicos por día.

3) Calcule la fuerza iónica molar.

$$\begin{aligned} \mu(\text{Moles/L}) = & 10^{-5} (2.2 \times \text{Na}^+ + 5.0 \times \text{Ca}^{++} + 8.2 \times \text{Mg}^{++} \\ & + 1.5 \times \text{Ba}^{++} + 2.3 \times \text{Sr}^{++} + 1.4 \times \text{Cl}^- + 2.1 \times \text{SO}_4^{=} \\ & + 0.8 \times \text{HCO}_3^-) \end{aligned} \quad (\text{Ec 3.9})$$

Donde todas las concentraciones están en mg/L y se obtienen de un análisis físico-químico del agua.

4) Calcule  $I_s$  o el  $pH$  como sea deseado.

$$\begin{aligned} I_s = \log \left| \frac{(\text{Ca}^{++})(\text{HCO}_3^-)^2}{P_{yfg}} \right| + 5.85 + 15.19 \cdot 10^{-3} T \\ - 1.64 \cdot 10^{-6} T^2 - 5.27 \times 10^{-5} P - 3.3334 \mu^{1/2} + 1.43 \mu. \end{aligned} \quad (\text{Ec 3.10})$$

$$\begin{aligned} pH = \log \left| \frac{(\text{HCO}_3^-)}{P_{yfg}} \right| + 8.6 + 5.31 \cdot 10^{-3} T - 2.253 \cdot 10^{-6} T^2 - \\ 2.237 \times 10^{-5} P - 0.99 \mu^{1/2} + 0.658 \mu. \end{aligned} \quad (\text{Ec 3.11})$$

Este método es válido sobre los siguientes rangos de datos:

- Fuerza iónica molar: 0 – 4
- Temperatura: 32- 392°F [0 – 200°C)

- Presión: 0 – 20000 psig.

### 3.1.2 Estimación de la cantidad de Incrustación de $\text{CaCO}_3$ formada (PTB)

Dada la siguiente relación:

miligramos /L= moles/L x MW x 1000

$$\text{Entonces: } P = 500 \times \text{MW} \times \left[ G \sqrt{X^2 + 4K_c} \right] \quad (\text{Ec 3.12})$$

Donde: P= Cantidad máxima de incrustación que puede precipitar, mg/L.

MW= Peso molecular del componente escala.

Esta ecuación puede ser usada para calcular la cantidad máxima de cualquier incrustación que podría precipitar.

Así, para el  $\text{CaCO}_3$  la siguiente ecuación puede ser utilizada para calcular  $K_c$ :  $K_c = 10^{-\text{pkc}}$

Donde:

$$\text{Pkc} = \text{pH} - 2.76 + 9.88 \times 10^{-3} T + 0.61 \times 10^{-6} T^2 - 3.03 \times 10^{-5} p - 2.348 \mu^{1/2} + 0.77 \mu \quad (\text{Ec 3.13})$$



El valor de pH en la ecuación 3.13 puede ser medido con un pHmetro. Sustituyendo en la ecuación 3.12, será:

$$P=50000 \left[ G - \sqrt{X^2 + \frac{4}{10^{pkc}}} \right] \quad (\text{Ec 3.14})$$

En ciertos casos puede ser deseable expresar los resultados en lb/1000 bbl. Entonces

$$PTB = \frac{\text{lb}}{1000 \text{ bbl}} = 0.35 \text{ mg/L} \quad (\text{Ec 3.15})$$

Y la ecuación 3.14 se convierte:

$$PTB = 17500 \left[ G - \sqrt{X^2 + 4 \times 10^{-pkc}} \right] \quad (\text{Ec 3.16})$$

Donde:  $G = \text{Ca}^{++} + \text{HCO}_3^-$ , moles/L

$X = \text{Ca}^{++} - \text{HCO}_3^-$ , moles/L

Para analizar la severidad de la incrustación, la calificaremos de acuerdo al siguiente rango basada en la experiencia de Texaco por Valone y Skillern:

PTB < 0	no hay incrustación
0 < PTB < 100	incrustación leve

100 < PTB < 250      incrustación moderada

PTB > 250      incrustación severa

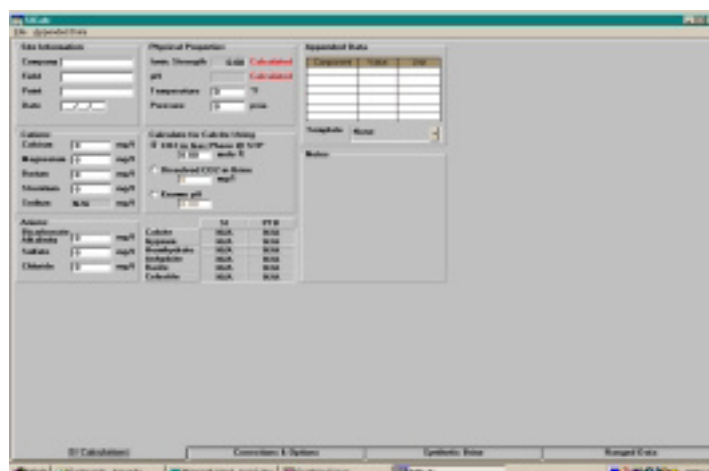
---

---

### 3.1.3 Sicalc Software

Es un programa diseñado por la compañía Champion Technologies Inc, basado en las ecuaciones de Oddo-Tomson para cálculo del índice de saturación y cantidad de depositación de incrustación, desarrollado en lenguaje Visual Basic 4.0 Profesional. Los valores calculados por el programa se corrigen en función de: ácidos orgánicos débiles, contenido de H<sub>2</sub>S presente en la fase gas a presión y temperatura de superficie y además a la distribución del CO<sub>2</sub> de acuerdo a la producción de petróleo, gas y agua de formación. También proporciona la elaboración de agua sintética para realizar ensayos en laboratorio.

Consta además de una base de datos que permite identificar otros parámetros en la elaboración del cálculo. También determina el comportamiento del pH, PTB (libras por miles de barriles), SI, (índice de saturación) en función de presión, temperatura, fase CO<sub>2</sub>, calcio y bicarbonato.



**Fig. 3.1** Impresión de pantalla con software SICalc

### 3.2 INCIDENCIA DE LA INCRUSTACIÓN EN FUNCIÓN DE LA PROFUNDIDAD

En esta sección desarrollaremos el software SICalc utilizando el análisis del agua de formación de 35 pozos que son parte del sistema de control antiincrustante vignete en el campo Shushufindi. Indicamos que los pozos productores corresponden a las zonas de pago de las areniscas U y T y se analizan en función de la temperatura y presión. Dada la poca cantidad de población de pozos no podemos generar una curva normal, pero analizaremos la incidencia de la incrustación en función de la profundidad. En los pozos de gas lift usaremos la regresión lineal como una herramienta matemática para calcular las PTB vs. la profundidad. En los pozos de bombeo electrosumergible usaremos las gráficas de Hagerdon & Brown de perfiles de presión en

función de la profundidad. En este tipo de levantamiento tomaremos la presión de “intake” de la bomba que es la suma de la presión producida por los “impellers” de la bomba más la presión fluyente a la profundidad de ubicación del dispositivo.

En los últimos anexos encontramos los resultados del programa SImcalc. Tablas XIX, XX.

### **3.3 ANALISIS DE LABORATORIO**

#### **3.3.1 Análisis de agua de formación tomada de los cabezales**

##### **Preparación de la muestra**

- 1) Deshidratar el crudo rompiendo la emulsión. Así se obtiene el agua para el análisis.
  
- 2) Se prepara una dilución de 10 mL de muestra con 90 mL de agua destilada y agitamos para homogeneizar la solución.

##### **3.3.1.1 PROCEDIMIENTO PARA MEDIR PARAMETROS FISICO-QUIMICOS**

Se realiza por medio de titulación y el proceso es el siguiente:

- 1) **Dureza total.** Tres gotas Hardness 1, más 3 gotas de Hardness 2, donde la titulación final es de color azulado.
  
- 2) **Alcalinidad total.** Para medir alcalinidad se realiza una dilución 5 ml en 100 ml donde titulamos con ácido sulfúrico @ 16 N más Bromchesol, donde la titulación final es un color rosa violáceo.
  
- 3) **Para dureza cálcica.** En la muestra diluída agregamos 2 ml de KOH más una solución de indicador de calcio CALVER más EDTA donde la titulación final es azul verdoso.
  
- 4) **Salinidad.** En la muestra diluída colocamos una pastilla de indicador de cloruros y titulamos con nitrato de plata. El color final de la titulación final es de color rojo naranja.
  
- 5) **Sulfatos y hierro.** En la muestra establecida utilizaremos el espectrofotómetro Hach e indicadores

de sulfatos (SULFAver) y para hierro el IRONver.  
Tablas V, VI, VII, VIII.

### **3.3.2 Selección y Pruebas de químicos inhibidores de incrustaciones.**

#### **3.3.2.1 Selección de inhibidores**

##### **Selección y Evaluación de Químicos**

Selección : Pruebas de Laboratorio usando sales sintéticas.

En una selección inicial del producto se llegará a la dosificación adecuada. Calcio retenido en solución, Métodos: Baroid, NACE.

Evaluación de campo:

- Cupones de escala.
- Inspección Visual.
- Análisis de escalas.
- Chequeo de presión.
- Compatibilidad del químico.

### **3.3.2.2 Consideraciones para la selección de un inhibidor de escala apropiado**

Se deben tener en cuenta:

1. Aplicación con la escala a ser inhibida.
2. Versatilidad para la aplicación del método a usarse.

Hay que analizar los siguientes parámetros:

#### - Estabilidad

Estabilidad térmica de inhibidores de escala:

Polifosfatos      sobre 90°F

Esteres fosfatos   sobre 210°F

Fosfonatos      mayor que 250°F

Polímeros      sobre 350°F

#### - Solubilidad

El inhibidor debe ser soluble en la salmuera particular donde se va a utilizar.

#### -Compatibilidad.

Debe ser compatible con los otros químicos del sistema.

### 3. Monitoreo de residuales.

Método de laboratorio

Método de Campo.

### 4. Comportamiento de costos.

Debe tener el costo-eficiencia efectivo para cada situación particular.

### **3.3.3 Instructivo para la evaluación de inhibidores de incrustaciones en laboratorio**

**Norma:** NACE "LABORATORY SCREENING TEST TO DETERMINE THE ABILITY OF SCALE INHIBITORS TO PREVENT THE PRECIPITATION OF CALCIUM CARBONATE FROM SOLUTION (FOR OIL AND GAS PRODUCTION SYSTEMS).

#### **3.3.3.1 OBJETIVO:**

Clasificar el comportamiento de diferentes químicos inhibidores de incrustaciones bajo condiciones de laboratorio a diversas concentraciones.



### 3.3.3.2 ALCANCE:

- \* El método de ensayo descrito en esta norma "Nace" es una medida de la capacidad de los inhibidores de incrustaciones para prevenir la precipitación de carbonato y sulfato de calcio de sus soluciones a 160°F (71°C).
  
- \* El método se usa para clasificar el comportamiento de diferentes químicos bajo condiciones de laboratorio. No se aplica para determinar tasas de inyección de campo.
  
- \* Muchos factores pueden alterar significativamente la depositación de escala en las condiciones del campo, tales como: cinética de las reacciones, velocidad de flujo, adherencia de la incrustación, dispersión de sólidos, etc.; sin embargo, la composición del agua producida en el campo, la temperatura y otras condiciones deben ser consideradas en la evaluación de los químicos en el laboratorio, previamente a su uso o prueba en el campo.

\* Los ensayos deben realizarse a varias concentraciones con el fin de obtener una mejor comparación de los inhibidores. La concentración requerida del inhibidor en el campo puede ser diferente a la determinada en la prueba de laboratorio.

### **3.3.3.3 ENSAYOS DE PRECIPITACION DE CARBONATO DE CALCIO**

#### **3.3.3.3.1 APARATOS Y SOLUCIONES**

Se debe disponer de:

A) Una fuente de CO<sub>2</sub> regular y adecuada.

B) Baño de agua con controlador de temperatura a 160 °F ±2°F (71° ± 1°C).

C) Material de vidrio (botella) limpias y libres de polvo de 125 ml de capacidad, con tapa.  
Precaución: La cantidad de vapor sobre la solución en ensayo afecta los resultados. Hay

que seleccionar botellas cuya capacidad varia al ser selladas en menos del 5%, es decir:

$V_r = V_t \pm 0.025V$  donde:  $V_r$  es el rango deseado de capacidad de las botellas y  $V$  es la capacidad media del ensayo.

-Tubo de vidrio para dispersión de gas.

Salmuera de calcio:

12.15 g/L  $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

3.68 g/L  $\text{Cl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$

33.0 g/L NaCl

Salmuera de bicarbonato

7.36 g/L  $\text{NaHCO}_3$

33.0 g/L NaCl.

**Nota:** Todos los reactivos deben ser de grado IV de acuerdo a la norma ACS (American Chemical Society). Hay que filtrar los residuos insolubles de cada solución antes de realizar los ensayos por filtro de 0.45 micrones.

-Probetas de 50 +/- 0.5 ml de capacidad.

-Soluciones de inhibidores de escala al 1% peso o soluciones al 0.1% peso de la solución.

-Pipetas de 0.1, 0.5, y 1.0 ml de capacidad.

-Reactivos standards y equipos para determinación de concentración de ion calcio (ASTM D511-88 o D1126-86, API RP45 u otros métodos aceptados).

### **3.3.3.3.2 Procedimiento**

Se recomienda que:

- 1) Todos los ensayos se realicen con el inhibidor de incrustación en el estado como se recibe, con los cuales se preparan soluciones al 1% y 0.1% en peso.

- 2) Usando las soluciones al 1% o 0.1%, pipetear la cantidad deseada de inhibidor en cada frasco. Realizar las pruebas por duplicado.
  
- 3) Los duplicados de los blancos se preparan como sigue:
  - a) Dos muestras de la salmuera de calcio (50 ml cada una) se colocan juntos. Antes de la precipitación en cada blanco se determina la concentración del ión calcio y se promedia.
  
  - b) Los blancos después de la precipitación se preparan y manejan como se indica en el numeral 3.3.3.3.1 a 3.3.3.3.2 pero sin inhibidor de incrustaciones.
  
- 4) Tanto la salmuera de calcio así como la de bicarbonato deben saturarse con  $\text{CO}_2$  inmediatamente antes del ensayo. Una rata de 250

ml/minuto de CO<sub>2</sub> durante 30 minutos son suficientes para saturar 1 Litro de cada salmuera simultáneamente.

5) Añadir 50 ml de salmuera de bicarbonato a la botella de ensayo y mezclar bien. Añadir 50 ml de la salmuera de calcio al frasco.

6) Inmediatamente tapar el frasco y agitar para mezcla las salmueras y los inhibidores. Las botellas deben estar bien cerradas para evitar pérdidas de CO<sub>2</sub>.

Nota: La presión aumenta al elevarse la temperatura del ensayo a partir de 160°F (71°C) por lo cual existe potencial peligro asociado con esta prueba. Si existen fugas de presión en las botellas se invalidan los resultados.

7) Colocar todas las botellas y blancos en el baño a 160°F durante 24 horas.

8) Retirar las botellas y dejar enfriar a 75°F (25°C) +/- 9°F (5°C) en no más de 2 horas.

- 9) Pipetear 1 ml de la salmuera del ensayo en un recipiente adecuado evitando transferir cristales de carbonato de calcio y diluir con agua destilada.
- 10) Determinar la concentración del ión calcio por un procedimiento adecuado.
- 11) Reportar el promedio de las concentraciones de los duplicados en mg/L de carbonato de calcio retenido en solución, para cada concentración de inhibidor de incrustación y para los blancos. Para nuestro caso utilizaremos concentraciones de 10 ppm y 40 ppm.

#### **3.3.3.4 Cálculo del porcentaje de inhibición**

El cálculo del porcentaje de inhibición es solo para propósitos de comparación. No intenta reflejar la capacidad de un inhibidor para prevenir la escala en condiciones específicas de campo.

Los valores del porcentaje de inhibición se calculan como sigue:

$$\text{Inhibición, \% EFICIENCIA DE INHIBICION} = \frac{(C_c - C_b)}{(C_c - C_b)} \times 100$$

Donde:

**Ca**= Concentración  $\text{Ca}^{2+}$  en la muestra tratada, después de la precipitación.

**Cb**= Concentración  $\text{Ca}^{2+}$  después de la precipitación en el blanco.

**Cc**= Concentración  $\text{Ca}^{2+}$  en el blanco antes de la precipitación.

Los resultados aparecen en la tabla XV.

### 3.3.3.5 Corrosividad

Se realiza esta prueba con secciones de electrodos (cupones) colocándolos dentro de la salmuera sintética con  $\text{CO}_2$  de acuerdo al procedimiento seguido.



### 3.3.3.5.1 Procedimiento

Tomaremos secciones de electrodos de 1" y quitaremos el revestimiento. (Todos los cupones tienen un diámetro de 3 mm.)

Cuando los cupones son removidos, los productos de corrosión y la evidencia de pique debe anotarse, el cupón se limpia con un trapo limpio y se coloca en una balanza analítica.

Las pérdidas de peso son convertidas en tasa de corrosión regular en MPY.

De acuerdo a la fórmula siguiente calculamos los MPY (mill per year penetration).

$$\text{MPY} = \frac{\text{peso perdido en gramos}}{A \times t} \times (365000)$$

Apt

$$A = \text{área(s) de contacto(s)} \text{ (in}^2\text{)} = 0.425 \text{ in}^2$$

$$\rho = \text{densidad metal (g/in}^3\text{)} \times (16.387 \text{ cm}^3/\text{in}^3)$$

$$\rho=7.86 \text{ g/cm}^3$$

t= tiempo en días

Los cálculos de corrosión de los cupones pueden ser interpretados como sigue:

Clasificación	Rata de Corrosión (my)
Baja	<1.0
Moderada	1.0 – 4.9
Severa	<10

Los resultados aparecen en la tabla XVIII.

### 3.3.3.6 Compatibilidad

Probar con salmuera sintética a las siguientes concentraciones: 20,50,100,1000,3000, 5000 ppm de químico antiincrustante, con el objeto de evaluar la compatibilidad simulando en el laboratorio las condiciones físico-químicas del campo Shushufindi.

Los resultados se muestran en la tabla XVI.

### **3.3.3.7 Estabilidad Térmica.**

Para determinarla se coloca en baño maría la mezcla de salmuera sintética con químico antiincrustante durante 24 horas, con el objeto de observar si se forman precipitados como producto de la descomposición del químico.

Los resultados aparecen en la tabla XVII.

### **3.3.4 Análisis de químicos antiincrustantes a núcleos de formaciones de pozos candidatos.**

Para el presente estudio tomaremos núcleos disponibles de pozos de 1" de diámetro en los pozos analizados que son los siguientes:

SSF-74 (T): 9309'-9310'

SSF-77(U): 9041'-9042'

SSF-77 (T): 9260'-9261'

SSF-90 (U): 9031'-9032'

SSF-86 (U): 9127'-9128'

SSF-86 (T): 9256'-9257'

A continuación aparece el proceso de obtención del núcleo. Fig.

3.2

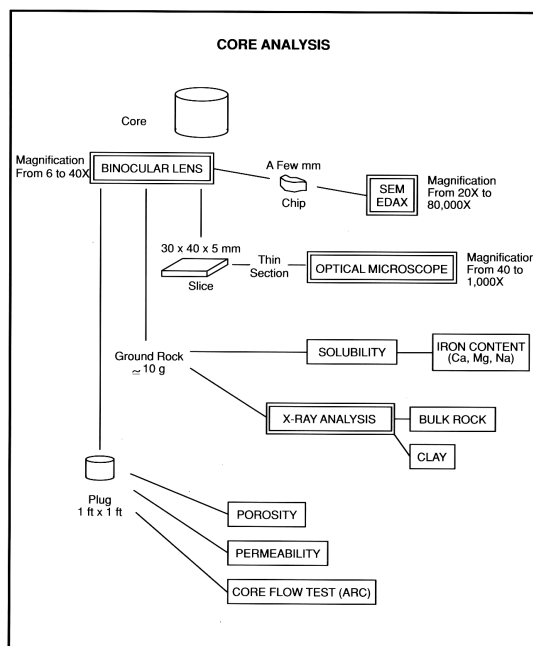


Figure 6-1 Different techniques used for core analysis

**Fig. 3.2** Proceso de obtención del coreplug

### 3.3.4.1 Preparación del núcleo

El núcleo se coloca en el portanúcleo a una presión de aproximadamente 40 bar de entrada y de 2 bar a la salida. Se hace fluir diclorometano a través del núcleo a 0.4 ml/min por al menos 4 horas seguido de metanol con el objeto de remover cualquier presencia de hidrocarburos.

Después se desplaza nitrógeno a través del núcleo por 2 horas a 70°C para remover el metano y secar el núcleo. El núcleo es hecho al vacío usando una bomba al vacío. De esta manera, el agua de formación es inyectada en el núcleo a 0.4 ml/min hasta que la línea de presión se incrementa a 10 bar. El consumo de líquido, corregido por volúmenes muertos, es igual al volumen del poro.

#### **3.3.4.2 Diseño de la prueba**

Las pruebas petrofísicas de rutina tales como: permeabilidad al petróleo, porosidad y análisis de difracción de Rx, se realizan para conocer las características del yacimiento y su composición mineral. En las tablas IX, X, XI se detallan los valores de estos parámetros. Adicionalmente el SEM (Scanning Electron Microscopy) se utiliza para caracterizar la estructura microcristalina del poro antes y después del contacto con el inhibidor de incrustación.

### **3.3.4.3 Estudios de adsorción realizados en núcleos seleccionados**

Se realizó el estudio a los núcleos seleccionados: núcleo del SSF-74, perteneciente a la arena T y del pozo del SSF-90, perteneciente a la arena U, empleando agua sintética de acuerdo al análisis de agua de formación, descrita en la tabla XXV.

#### **3.3.4.3.1 Aparatos experimentales y procedimiento**

La fig 3.3 es un diagrama esquemático del equipo usado para llevar a cabo el experimento. Los núcleos tienen una medida de 1" de diámetro y una longitud de 1 ½". El inhibidor se bombeó a través del núcleo con una unidad de bombeo. Las soluciones de inhibidor se almacenan en un acumulador de acero inoxidable de donde pueden ser desplazadas por agua desionizada y pasadas a través del núcleo. Transductores de presión se colocaron en varias posiciones debajo de la longitud del núcleo para medir presión. Un filtro de 0.22  $\mu\text{m}$  se

ubicó antes del primer transductor para la recolección de partículas extrañas. El efluente del núcleo se recogió en un colector fraccional.

La fig 3.4 muestra el proceso de inundación del núcleo. Primero, el núcleo fue saturado con agua desionizada para determinar su permeabilidad inicial. Luego, la solución DTPMP-calcio se inyecta en el núcleo hasta una saturación completa (3 a 5 VP), es seguido por una inyección de un volumen de agua de formación igual a los volúmenes muertos en la tubería del equipo y en accesorios entre la bomba y el núcleo. La solución inhibidora se guarda en el núcleo por 1 día a 90°C, con el objeto de conocer si existe reacción con la mineralogía de la formación. Después, el agua de formación se inyecta en el núcleo a una tasa de 1 ml /min en dirección de flujo reversado hasta que el efluente alcance un mínimo crítico. Los efluentes se muestrean continuamente usando un automuestreador. La caída de presión sobre el núcleo se registra frecuentemente para chequear si ha habido un incremento de presión.

Los tratamientos de precipitación de “squeeze” se realizaron al inyectar una solución supersaturada de DTPMP y calcio en el medio poroso simulando condiciones del yacimiento. Las soluciones fueron preparadas al mezclar 30 mL de 5% DTPMP con 72.9 mL de 0.1- M  $\text{Ca}^{+2}$  (1:1 relación molar) y ajustable a un pH de 1.5.

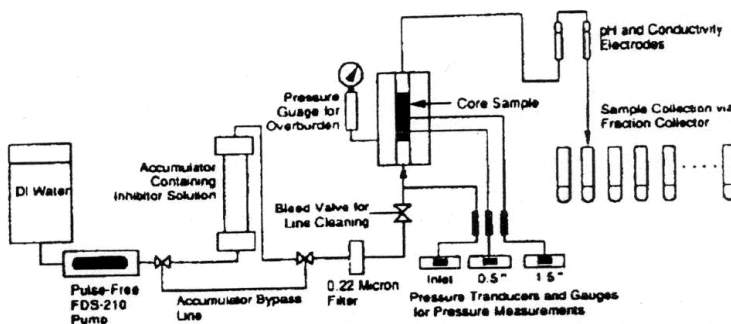
#### **3.3.4.3.2 Resultados Experimentales**

Los gráficos de los resultados de estos experimentos se presentan como concentración del inhibidor (DTPMP) vs. Los VP del fluido de elución o residual que pasan a través del núcleo. Se considera como concentración crítica los 5 ppm de DTPMP. El número de VP de la elución de fluido que pasó a través del núcleo con una concentración de 5 ppm o más, representó el tiempo de vida de cada experimento de “squeeze” en particular. La cantidad de DTPMP retenido durante el experimento de inundación del núcleo se determinó midiendo la cantidad de inhibidor de la solución DTPMP-calcio

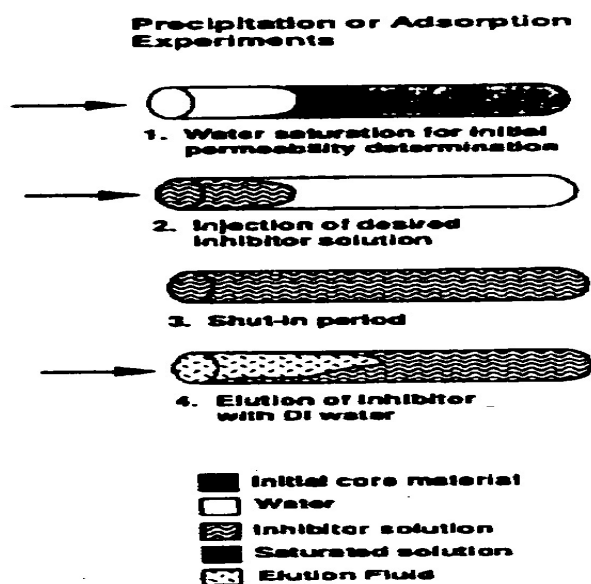


inicialmente en contacto con el precipitado y/o inhibidor adsorbido menos la cantidad total del inhibidor liberado del medio poroso (es decir el área bajo la curva de elución).

Los experimentos en inundación del núcleo indican que los “squeezes” de precipitación ofrecen más tiempo de vida que los “squeezes” de adsorción. En las inundaciones de núcleo los tiempos de vida de un químico de precipitación es de aproximadamente 5 veces más que los tiempos de vida de un químico de adsorción.



**Fig. 3.3** Equipo normalizado API para inyección de químicos



**Fig 3.4** Proceso de inundación de un “coreplug”

Las fotos 3.1, 3.2 y 3.3 muestran el comportamiento de la sección inicial del poro antes y después del trabajo realizado en cada uno de los núcleos. No se detectó daño de formación en ninguno de los experimentos de precipitación. Los efluentes de los núcleos fueron recolectados y analizados por la técnica Hach para fosfonatos. La tabla XXVI resume los experimentos de inundación de núcleo.

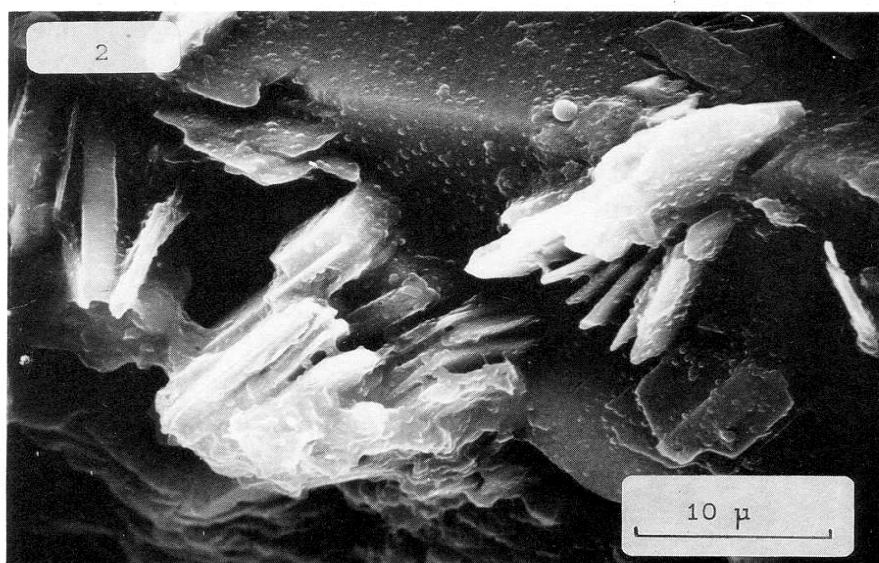
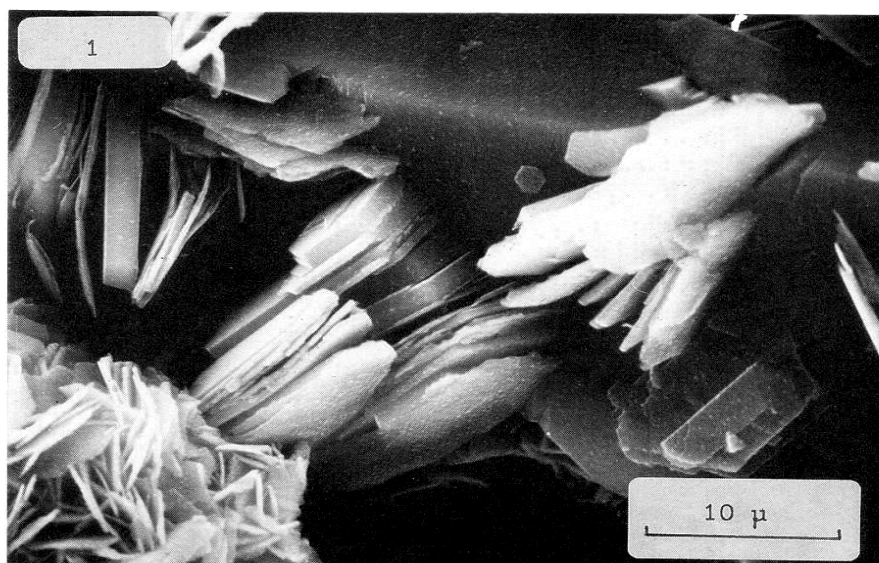
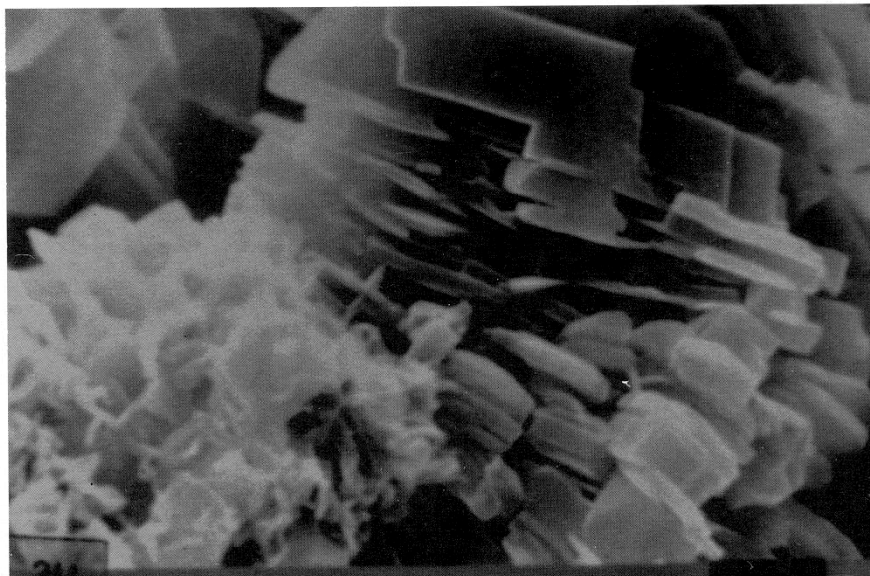
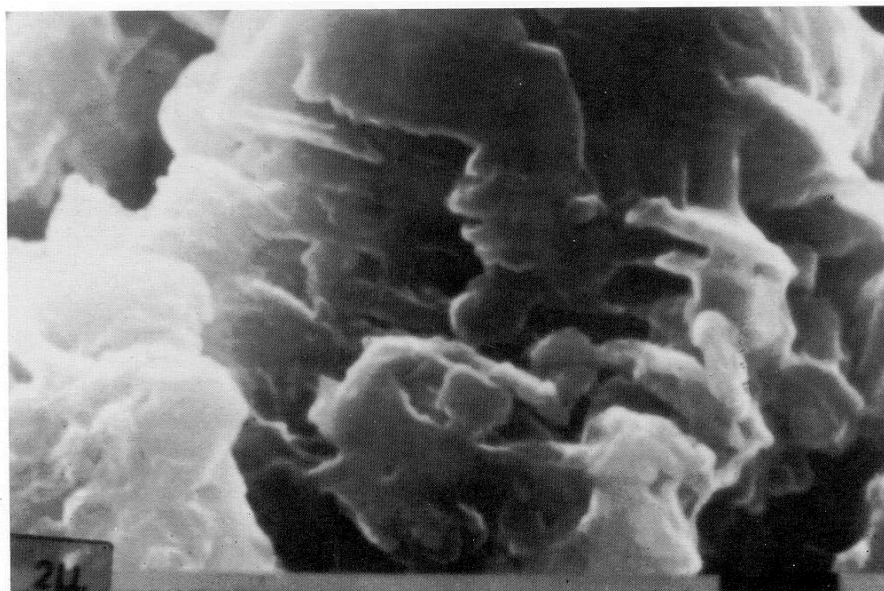


Foto 3.1 Fotografía SEM del SSF-74 antes y después de la prueba "squeeze"



**Foto 3.2** Fotografía SEM de la arena U del SSF-90 antes del squeeze



**Foto 3.3** Fotografía SEM de la arena U del SSF-90 después del squeeze

### 3.3.5 Análisis de incrustaciones sólidas

El análisis tuvo como objetivo identificar el contenido mineral de la muestra e investigar la fuente del material, recomendando un tratamiento apropiado. Los exámenes de laboratorio de rutina incluyen estereomicroscopia, fluorescencia de Rx (XRF) y análisis de difracción de Rx (XRD). Los resultados aparecen en la tabla XII

Las muestras suministradas estaban compuestas por pequeños y grandes fragmentos de cristales blancos amarillosas de color claro con mezclas de hidrocarburos. Cristales muy grandes fueron observados, indicando grandes periodos de crecimiento cristalino. De acuerdo a la escala de Moh tiene una dureza de 3. Al exponerse a una solución del HCL al 15% se creó una reacción ácida moderada hasta que se disolvió totalmente. La incrustación encontrada fue calcita con ligeras cantidades de hierro ( $[\text{Ca}, \text{Fe}]\text{CO}_3$ ).

### **3.3.5.1 Procedimiento analítico**

#### **a) Estereomicroscopía**

La estereomicroscopía es una técnica de microscopía de luz reflejada realizada mediante ampliaciones relativamente bajas, comúnmente 20X y 63X. Se utiliza para valorar los parámetros de textura de la roca y submuestrear una serie de muestras grandes para otros análisis tales como microscopía electrónica de barrido, petrología de sección fina y difracción de Rayos X.

#### **b) Difracción de Polvo por Rayos X (XRD)**

Es una técnica analítica que bombardea a la muestra de roca una radiación Cuk monocromática y mide la intensidad del haz de luz dispersado versus el doble ángulo( $\theta$ ) del instrumento. Estos datos se utilizan en la ecuación de Bragg para calcular los espaciamientos del(os) material(es) presente(s). Las masas de las muestras para XRD son preparadas pulverizandolas mecánicamente y convirtiéndolas a un fino polvo que se lo empastilla en un portamuestra que tiene una cavidad cóncava. La técnica XRD es utilizada para obtener datos semi-

cuantitativo sobre las abundancias relativa de masa y minerales arcillosos presentes en muestras de rocas analizadas. Tales porcentajes son a menudo críticos para el diseño de tratamiento de estimulación.

### **c) Fluorescencia de RX.**

La espectrometría de Rx es una técnica analítica que utiliza un haz de rayos x para bombardear una muestra. El bombardeo causa que la muestra produzca niveles altos de energía característica de l(os) elementos de los cuales ellos fueron generados. El cálculo de Rx para un nivel de energía dado (elemento) es proporcional a la abundancia de ese elemento en la muestra. Niveles similares de la misma composición se utilizan para calibrar el sistema para análisis cuantitativo.

### **3.3.6 Análisis de residuales de fosfonatos**

Se recomienda aplicar 2 técnicas

### 3.3.6.1 Residual de fosfonatos mediante digestión.

Para determinarlo se sigue el procedimiento detallado a continuación:

- 1) Si la muestra no ha sido acidificada en el pozo, acidificar 1 ml de HCl (15%) por cada 100 ml de muestra.
- 2) Pipetear 5 ml de muestra dentro de los frascos de 2 onzas por duplicada. ( uno de ellos será el blanco).
- 3) Poner a la muestra los blancos 15 ml de agua destilada,
- 4) Pesar 0.35 g de persulfato de amonio y agregar solo a la muestra que va a ser digestada (no a los blancos).
- 5) Preparar por 1 a 1 1/2 hr, en la olla de presión a una temperatura de 120 °F (no digestar los blancos).
- 6) Dejar enfriar la muestra al ambiente.
- 7) De la solución de color que se encuentra preparada sacar 50 ml de ella y adicionar 0.25 g de ácido ascórbico. Si se necesita más volumen preparar en la misma concentración 50 ml de sol, color + 0.25 g de ácido ascórbico.
- 8) Pipetear 5 ml de la solución de color preparada (Sol. Color + 0.25 g ácido ascórbico) al blanco y la muestra.
- 9) Dejar 10-20 minutos para que desarrolle color.



- 10) Colocar el espectrofotómetro en 890 nm de longitud de onda, (en el Hach 4000 es fosfonatos).
- 11) Calibrar el equipo con los blancos para cada muestra y leer %T y Absorbancia.
- 12) Con la curva de calibración encontrar los ppm de residual de químico.

### **3.3.6.2 Técnica Hach para analizar residuales de fosfonatos**

El procedimiento recomendado es el siguiente:

- 1) Rotar la perilla de longitud de onda hasta que la pantalla muestre 890 nm.
- 2) Escoger un tamaño de muestra de 10 mL.
- 3) Pipetear el volumen de muestra escogida en una probeta de 50 mL y diluir la muestra con agua desionizada y luego mezclar bien.
- 4) Separar la muestra diluida y verter 25 mL en cada celda de vidrio del equipo Hach.
- 5) Añadir a los contenidos un sobrecito de persulfato de potasio a una de las dos celdas y agitar para mezclar. Esta celda contiene la muestra preparada.

- 6) Insertar la lámpara ultravioleta (UV) en la muestra preparada y esperar 10 minutos para que la lámpara prepare el contenido de la celda.
- 7) Añadir el contenido de un sobrecito de indicador de fosfonato a cada muestra que se encuentra en las celdas y agitar inmediatamente para mezclar, luego de 2 minutos empezará la reacción.
- 8) Cuando el equipo Hach indique que el tiempo ha terminado, colocar los blancos en el portamuestra y cerrar el protector de luz con el objeto de calibrar el equipo.
- 9) Colocar la muestra preparada en el portamuestra y la pantalla mostrará la cantidad en mg/ L de  $\text{PO}_4$  fosfonato y el valor obtenido se multiplicará por 0.5 (mg/L de fosfonato=lectura del instrumento x 0.5).

## **Capítulo 4**

### **4. EL TRATAMIENTO “SQUEEZE” COMO UNA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN**

#### **4.1 Principio del tratamiento squeeze**

La inhibición de escala, especialmente la inhibición de escala por tratamientos squeeze es un arte no una ciencia. Esto involucra una cierta cantidad de ensayos por pruebas y error, así como experiencias de campo en el desarrollo de un programa viable de “squeeze” debido a los mecanismos no bien

entendidos entre los químicos y el agua involucrada de formación. Fig.4.1

VISTA ESQUEMATICA DE UN TRATAMIENTO SQUEEZE DE INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES CERCA DE LA BOCA DEL POZO

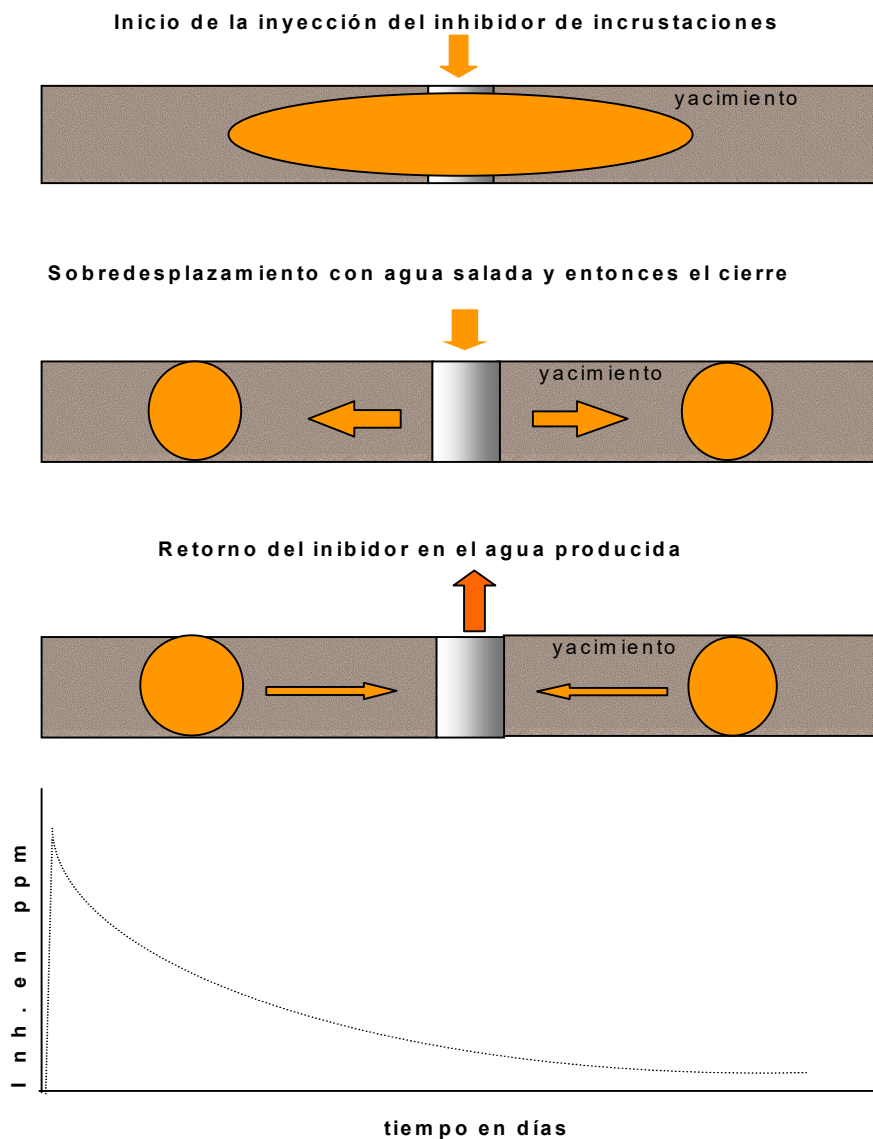


Fig4.1 Comportamiento del tratamiento "squeeze" cerca de la boca del pozo

Para que la aplicación de un inhibidor de escala pueda ejecutarse y obtener un largo tiempo de vida, el inhibidor debe

ser retenido en la formación por uno de los siguientes mecanismos de retención: adsorción y/o precipitación.

En el tratamiento realizado a la formación, el químico es adsorbido para luego salir lentamente con la producción. Se aplica cuando se producen depositaciones desde la cara de la formación o cuando no es posible lograr medios para aplicar métodos como: "batch", inyección continua o combinación de ellos, Generalmente este tipo de tratamiento dura de 6 a 12 meses.

#### **4.1.1 Adsorción**

El mecanismo se cumple por una interacción física entre la solución ionizada y una superficie sólida (roca), en el cual las fuerzas moleculares originan una película molecular por atracción de cargas entre los iones y las superficies del sólido.

#### **4.1.2 Precipitación**

Es la formación insoluble de una sal de solución por reacción entre un anión (inhibidor de escalas) y un catión (metal bivalente o una sal), usualmente Calcio.

El inhibidor retenido en la formación debe ser capaz de provocar la desorción desde la superficie de la formación con un caudal suficientemente suave que permita una larga vida del inhibidor.

La adsorción–desorción es el mecanismo preferido en la inhibición de escala en una formación, dado que la precipitación involucra el desarrollo potencial de taponamiento y que podría causar en daño a largo plazo o permanente en la formación.

En esencia, la aplicación “squeeze” de un inhibidor de incrustación es un tratamiento “batch”; sin embargo, la ejecución de un “squeeze” es un tratamiento continuo.

## 4.2 Mecanismos “squeeze” para un inhibidor de escala

Tenemos los siguientes criterios:

- 1) Un “squeeze” a la formación es la colocación de un químico o químicos a la formación con determinadas presiones y caudales, que son menores a la presión de fractura para una formación dada.
- 2) Los “squeezes” de inhibidores de escala son arbitrariamente determinados o se han establecidos procedimientos por prueba y error en aplicaciones de campo.
- 3) La cantidad de inhibidor requerido, el volumen de desplazamiento y el uso de agentes diversos o otros aditivos dependerá de:
  - a) Datos de completación del pozo.
  - b) Cantidad y flujo de caudales de fluidos producidos.
  - c) Experiencias de campo.
- 4) Debido a la complejidad de los ambientes y de condiciones de producción, hay varios métodos utilizados para colocar inhibidores en la formación. Ellos son:



- a) “Squeeze” de adsorción
  - b) “Squeeze” de precipitación.
  - c) “Squeeze” de precipitación forzada.
  - d) Colocación con fracturación.
  - e) “Squeeze” mezclado de adsorción –precipitación (la mayoría de los tratamientos “squeeze” para incrustaciones son de este tipo).
- 5) Con el propósito de un tratamiento “squeeze” se debe proveer al máximo beneficio de inhibición de la escala existente y de haber depósitos de parafina deben ser removidos.
- 1) Problemas potenciales como resultado de un tratamiento squeeze:

Existen los siguientes:

- a) La formación de una “pseudoescala” debido a la interacción por aplicación inapropiada del inhibidor con cationes de metal bivalentes en formaciones de salmuera ( $Mg^{++}$ ,  $Ca^{++}$ ,  $Ba^{++}$ ,  $Sr^{++}$ ). Los resultados son escalas, sólidos de taponamientos y pérdidas del inhibidor de escala.

- b) Las emulsiones creadas por surfactantes de algunos inhibidores de escalas, especialmente los esterfosfatos. Podrían dar como resultado una disminución de la producción después del tratamiento y la presencia de emulsión de químico en el petróleo producido requerirá de mayor temperatura y concentración de químico demulsificante en el fluido para eliminar la emulsión formada.
- c) Los bloqueos de emulsión son posibles en cualquier tiempo debido a fluidos extraños que están en una formación. Además los bloqueos por emulsión son en zonas de saturación de agua. El resultado es una pérdida de producción después del tratamiento.

#### **4.3 Requerimientos para Aplicación “Squeeze” de Inhibidores**

El inhibidor debe cumplir las siguientes reglas:

- 1) Debe ser efectivo contra la(s) incrustación(es) involucrada(s) a una baja dosis.

- 2) Debe tener características adecuadas de adsorción-desorción para permitir un retorno continuo del inhibidor a largo plazo.
- 3) Debe ser térmicamente e hidrolíticamente estable para plazos largos bajo condiciones de formación.
- 4) Debe ser compatible con: los fluidos producidos, la litología de la formación y con otros químicos utilizados en el tratamiento “squeeze” del pozo y en procesos de producción.
- 5) No debe promover la creación de emulsificaciones.
- 6) En los fluidos de retorno debe ser monitoreable a concentraciones en dosificaciones bajas.
- 7) Otras propiedades deseables podrían incluir capacidad de dispersión de sólidos y humectabilidad del agua (dispersión de crudo).

#### 4.4 Diseño específico para un inhibidor de incrustaciones

El primer paso en desarrollar un tratamiento “squeeze” con un inhibidor de escala es determinar la cantidad requerida del fluido seleccionado como inhibidor de incrustaciones. Los siguientes cálculos permiten la determinación de dosis de inhibidor aproximado. Normalmente se necesita un mínimo de 55 galones.

##### 4.4.1 Parámetros requeridos para un diseño squeeze

- a) Producción de crudo. (BOPD).
- b) Producción de agua (BWPD).
- c) Tipo de formación
- d) Presión de fondo del pozo (psi).
- e) Temperatura de fondo del pozo (F)
- f) Profundidad del pozo (feet)
- g) Longitud de la zona de pago (feet)
- h) Tamaño del tubing (inches)
- i) Tamaño del casing (inches)
- j) Porosidad de la formación ( $\phi$ )
- k) Permeabilidad de la formación (md)
- L) Tipo de escala (severa moderada o leve).

#### **4.4.2 Volumen del preflujo**

Para determinarlo se recomienda utilizar tablas de volumen o capacidad de los manuales de cementación de Halliburton, BJ services y Dowell Schlumberger. Usar agua producida ó 2% KCl. Estar seguro de incluir 0.1 a 0.5% de un surfactante para conservar la humectabilidad de la roca.

Se calcula un volumen de JP1 considerando un radio de inundación de 6 pies con 1 % o 5% de demulsificante y antiparafínico, respectivamente.

Finalmente se bombea una cantidad fija de solvente o una cantidad de químico surfactante.

#### **4.4.3 Volumen de dilución del inhibidor**

Para el cálculo se debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) Normalmente, se recomienda 2 % en agua producida o 2% KCL; algunas compañías recomiendan 2.5% para esterfosfatos y 5% para fosfonatos en agua fresca o agua producida.

- b) Si se utiliza agua producida, la relación de dilución propiamente dicha se determinará con los inhibidores de incrustaciones agregados al agua para determinar el rango de solubilidad.
- c) El agua producida ó 2 % KCl se usa normalmente y cuando no es posible hacerlo, se recomienda agua dulce, teniendo en cuenta que el agua dulce en la presencia de arcillas sensibles al agua o lutitas pueden causar hinchamientos. Es preferible usar salmuera al 2 % KCl cuando se encuentra arcillas sensibles.

#### 4.4.4 Volumen de sobredesplazamiento

Como una regla general, el volumen mínimo debe ser 100 barriles (con al menos seis (6) pies de radio de penetración). El radio de penetración y el volumen de fluido de sobredesplazamiento se observa en la siguiente tabla.

Radio de penetración (ft)	Volumen de sobredesplazamiento (bbls)
1	2
3	23
5	66
6	100
7	130
9	215

No se debe usar más de 250 a 300 barriles excepto bajo especificaciones recomendadas. Agua producida o salmuera al 2 % KCl debería ser utilizada como fluido de desplazamiento.

Se utilizará un volumen de JP1 con 1 % de demulsificante y 0.5 % de antiparafínico para obtener un radio de inundación de 5 a 6 pies.

#### **4.4.5 Tiempo de Cierre**

Basado sobre rendimientos de pruebas de campo, el tiempo de cierre necesario para permitir la adsorción y la migración del inhibidor debe ser de 24 a 36 horas. Algunas compañías pueden recomendar 48 horas pero por experiencias de campo se ha demostrado que es un tiempo excesivo, que no da ningún beneficio adicional. Es preferible 24 o 36 horas de cierre, pero se puede trabajar con 18 horas.

#### **4.4.6 Monitoreo**

El monitoreo de inhibidores de escala tipo organofosfonatos (esterfosfatos, ácidos fosfonatos, o ácidos fosfónicos) se puede realizar recolectando una muestra de agua acidificada al menos de forma mensual. Los análisis deben ser en ppm del componente propiamente dicho, aunque algunas compañías corren fosfatos totales (no hay distinción entre ortho- y metafosfatos. Los residuales de polímeros son corridos por procedimientos especializados (adsorción de carbonatos o métodos de diálisis) y no deberían ser acidificados.

Los resultados deben ser reportados sobre una formato o en un gráfico mostrando datos del “squeeze”. En la fig. 4.2 se muestra la curva típica de retorno.

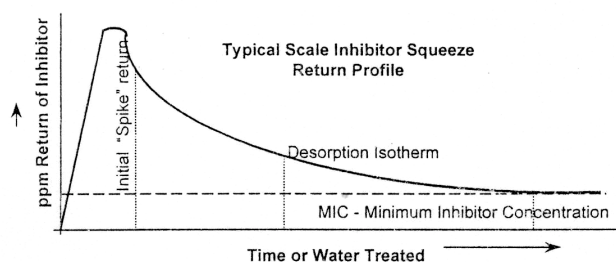


Fig 4.2 Perfil de Retorno de un tratamiento tipico de Inhibidor de incrustaciones.



## Capítulo 5

### **5. DISEÑO Y ESTIMACION DE COSTOS DE TRATAMIENTOS TIPO “SQUEEZE” APLICADO A CUATRO POZOS SELECCIONADOS VS. TRATAMIENTOS DE INYECCION CONTINUA A LOS MISMOS POZOS.**

Referente a este tratamiento analizaremos los siguientes pozos seleccionados: SSF-06B, SSF-22A, SSF-74, SSF-84. Los pozos se seleccionaron de acuerdo al número de limpiezas ácidas, el consumo de químicos, las muestras sólidas y análisis físico-químico del agua de formación. Los gráficos 3,4,5,6 muestran la producción, corte de agua y

presión de cabezal de cada pozo durante el año 1998. Los diagramas 11,12,13 y 14 detallan las completaciones vigentes hasta julio de 1999 y la tabla XX el consumo de químicos del año 1998.

Pozo Shushufindi 6B  
 Fecha 08-Nov-99  
 Servicio Tratamiento de Inhibición de escala por el método "squeeze"  
 Formación Napo T  
 Intervalo tratac 32 ft Inhibition Concentration 2 gal/ft.

	TubeClean I	7.5% HCl	
		7.14 bbl	
		300 gal	
Aditivos	conc/1000 gal		
H034	202	60.6	
A261	4	1.2	
U066		0	
a026		0	
L400		0	
Diesel		0	
L047		0	
F075	5	1.5	
L 041	100	30	
Y001		0	
J285		0	
H20	789	236.7	

Na2CO3 282.5  
 Forneutalización

Secuencia de fluido y composición

	Preflujo	Clean sweep I		Fluido inhibid.	V. Desplazam	3 % NH4 C	TOTAL POR
		19.05 bbl	0 bbl	38.1 bbl	95.2 bbl	ETAPA	
		800 gal	0 gal	1600 gal	4000 gal	5600 gal	
Aditivos	conc/1000gal	conc/1000gal	conc/1000gal	conc/1000gal	conc/1000gal		
H034		0	0	0	0	0	0
A261		0	0	0	0	0	0
U066	100	80	0	0	0	0	80 gal
a026	450	360	0	0	0	0	360 gal
L400	50	40	0	0	0	0	40 gal
Diesel	400	320	0	0	0	0	320 gal
L047		0	0	40	64	0	64 gal
F075		0	0	0	0	0	8 gal
L 041		0	0	0	0	0	0
Y001		0	0	0	0	0	0
J285		0	0	255	408	1020	1428 gal
H20		0	0	960	1536	3992	5528 gal

**Pozo** Shushufind 6B  
**Fecha** 08 Nov 99  
**Servicio** Tratamiento de Inhibición con limpieza ácida  
**Formación** Napo T  
**Intervalo trat.** 32ft Inhibition Concentratik 2 gal/ft

	Tuba Clean	7.5% HCl	
			7.14 bbl
			300 gal
<b>Activos</b>	concentración	concentración	
	concentración	concentración	
H034	20	60.6	
A261	4	12	
U036		0	
a026		0	
L400		0	
Diessol		0	
L047		0	
F075	5	1.5	
L041	100	30	
Y001		0	
J285		0	
H20	768	236.7	

Na2CO3   
 For neutralization

**Secuencia de fluidos y composición**

	Preflujo	Clean sweep	Acid Treatment 15% HCl		Inhibitor fluid	Bire-L	Volbesplaz	3% N-H	TOTAL FOR
		19.05 bbl	19.05 bbl			38.1 bbl		95.2 bbl	EI/PA
		800 gal	800 gal			1600 gal		4000 gal	6400 gal
<b>Activos</b>	concentración		concentración	concentración			concentración		
	concentración		concentración	concentración			concentración		
H034		0	416	394.4	133	2128	0	597 gal	
A261		0	6	4.8	3	48	0	10 gal	
U036	100	80	100	80		0	0	160 gal	
a026	40	300		0		0	0	360 gal	
L400	50	40		0		0	0	40 gal	
Diessol	40	300		0		0	0	300 gal	
L047		0		0	7	112	132	528	64 gal
F075		0	5	4		0	2	12 gal	
L041		0	50	40	20	32		72 gal	
Y001		0		0		0		0	
J285		0		0		0	235	100	1000 gal
H20		0	471	0	857	1371.2	984.8	3339.2	5337 gal

**Pozo:** Shushufindi 22A  
**Fecha:** 8-Nov-99  
**Servicio:** Tratamiento de inhibición "squeeze"

**Formación:** Napo "U" **Concentración de inhibidor:** 2 gal/ft  
**Intervalo tratado:** 41 ft

	TubeClean I	7.5% HCl
		7.14 bbl 300 gal
Aditivos	concn/1000 gal	
H034	202.0	60.6
A261	4.0	1.2
U066		0.0
A026		0.0
L400		0.0
Diesel		0.0
L047		0.0
F075	5.0	1.5
L041	100.0	30.0
Y001		0.0
J285		0.0
H2O	789.0	236.7

Na2CO3 282.5  
 (por neutralización)

**Secuencia de fluido, composición**

	Preflujo1	Cleansweep I		Fluid inhibidor	Brine + L047	V. desplaz	3% NH4Cl	Total por etapa	
		24.40 bbl 1025 gal		0.00 bbl 0 gal	48.8 bbl 2050 gal		122.0 bbl 5125 gal	7175	gal
Aditivos	concn/1000 gal		concn/1000 gal	concn/1000 gal		concn/1000 gal			gal
H034		0.0		0.0	0		0.0	0	gal
A261		0.0		0.0	0		0.0	0	gal
U066	100.0	102.5		0.0	0		0.0	103	gal
A026	450.0	461.3		0.0	0		0.0	461	gal
L400	50.0	51.3		0.0	0		0.0	51	gal
Diesel	400.0	410.0		0.0	0		0.0	410	gal
L047		0.0		0.0	40	0	0.0	82	gal
F075		0.0		0.0	0	2	10.3	10	gal
L041		0.0		0.0	0		0.0	0	lbs
Y001		0.0		0.0	0		0.0	0	lbs
J285		0.0		0.0	255	255	1306.9	1830	lbs
H2O	-	0.0		0.0	960.0	998	5114.8	7083	gal

NH4CL Brine only		Mut Solv	Aditivos	GRAND TOTAL
		First preflush	H034	60.6
		0	A261	1.2
Overflush			U066	102.5
			A026	461.3
			L400	51.3
			Diesel	410.0
			L047	82.0
			F075	11.8
		0	L041	30.0
			Y001	0.0
Foamer			J285	1829.6
			H2O	7319.5

**Pozo:** Shushufindi 22A  
**Fecha:** 8-Nov-99  
**Servicio:** Tratamiento antiincrustante

**Formation:** Napo "T" **Concentración de inhibidor:** 2 gal/ft  
**Intervalo tratado:** 41 ft

	TubeClean I	7.5% HCl
		7.14 bbl 300 gal
Aditivos	conc/1000 gal	
H034	202.0	60.6
A261	4.0	1.2
U066		0.0
A026		0.0
L400		0.0
Diesel		0.0
L047		0.0
F075	5.0	1.5
L041	100.0	30.0
Y001		0.0
J285		0.0
H2O	789.0	236.7

Na2CO3 282.5  
 (For neutralization)

**Secuencia de fluido y composición**

	Preflujo 1	Cleansweep I	Tratamiento ácido 5% HCl	fluido inhibidor	HCl 5% + L047	V. desplaz	3% NH4Cl	TOTAL POR ETAPA
		24.40 bbl 1025 gal	24.40 bbl 1025 gal		48.8 bbl 2050 gal		122.0 bbl 5125 gal	8200 gal
Aditivos	conc/1000 gal		conc/1000 gal	conc/1000 gal		conc/1000 gal		
H034		0.0	418.0	133	272.65		0.0	701 gal
A261		0.0	6.0	3	6.15		0.0	12 gal
U066	100.0	102.5	100.0		0		0.0	205 gal
A026	450.0	461.3			0		0.0	461 gal
L400	50.0	51.3			0		0.0	51 gal
Diesel	400.0	410.0			0		0.0	410 gal
L047		0.0		7	14.35	13.2	67.7	82 gal
F075		0.0	5.0		0	2	10.3	15 gal
L041		0.0	50.0	20	41		0.0	92 lbs
Y001		0.0			0		0.0	0 lbs
J285		0.0			0	255	1306.9	1307 lbs
H2O	-	0.0	471.0	857.0	1756.85	984.8	5047.1	7287 gal

NH4Cl Brine only			
	Mut Solv	Aditivos	GRAND TOTAL
	First preflush	H034	761.7
	0	A261	10.8
		U066	205.0
Overflush		A026	461.3
		L400	51.3
		Diesel	410.0
		L047	82.0
		F075	16.9
	0	L041	122.3
		Y001	0.0
Foamer		J285	1306.9
		H2O	7523.4

**Pozo:** Shushufindi 74  
**Fecha:** 8-Nov-99  
**Servicio:** Tratamiento antiincrustante.

**Formación:** Napo "T"  
**Intervalo tratado:** 12 ft  
**Concentración de inhibidor:** 2 gal/ft

	TubeClean I	7.5% HCl
		7.14 bbl 300 gal
<b>Aditivos</b>	<b>conc/1000 gal</b>	
H034	202.0	60.6
A261	4.0	1.2
U066		0.0
A026		0.0
L400		0.0
Diesel		0.0
L047		0.0
F075	5.0	1.5
L041	100.0	30.0
Y001		0.0
J285		0.0
H2O	789.0	236.7

Na2CO3 282.5  
 (For neutralization)

**Secuencia de fluido y composicio**

	Preflujo 1	Cleansweep I	Tratamiento aci	15% HCl	Fluido inhibid.	HCl 5% + L047	V.desplaz.	3% NH4Cl	TOTAL POR ETAPA
		7.14 bbl 300 gal		7.14 bbl 300 gal		14.3 bbl 600 gal		35.7 bbl 1500 gal	2400 gal
<b>Aditivos</b>	<b>conc/1000 gal</b>		<b>conc/1000 gal</b>		<b>conc/1000 gal</b>		<b>conc/1000 gal</b>		
H034		0.0	418.0	125.4	133	79.8		0.0	205 gal
A261		0.0	6.0	1.8	3	1.8		0.0	4 gal
U066	100.0	30.0	100.0	30.0		0		0.0	60 gal
A026	450.0	135.0		0.0		0		0.0	135 gal
L400	50.0	15.0		0.0		0		0.0	15 gal
Diesel	400.0	120.0		0.0		0		0.0	120 gal
L047		0.0		0.0	7	4.2	13.2	19.8	24 gal
F075		0.0	5.0	1.5		0	2	3.0	5 gal
L041		0.0	50.0	15.0	20	12		0.0	27 lbs
Y001		0.0		0.0		0		0.0	0 lbs
J285		0.0		0.0		0	255	382.5	383 lbs
H2O	-	0.0	471.0	141.3	857.0	514.2	984.8	1477.2	2133 gal

NH4CL Brine only		Mut Solv	Aditivos	GRAND TOTAL
		First preflush	H034	265.8
		0	A261	10.8
			U066	60.0
Overflush			A026	135.0
			L400	15.0
			Diesel	120.0
			L047	24.0
			F075	6.0
		0	L041	57.0
			Y001	0.0
Foamer			J285	382.5
			H2O	2369.4

**Pozo:** Shushufindi 74  
**Fecha:** 8-Nov-99  
**Servicio:** Tratamiento antiincrustante

**Formación:** Napo "U" **Concentración de inhibidor:** 2 gal/ft  
**Intervalo tratado:** 12 ft

	TubeClean I	7.5% HCl
		7.14 bbl 300 gal
<b>Aditivos</b>	<b>conc/1000 gal</b>	
H034	202.0	60.6
A261	4.0	1.2
U066		0.0
A026		0.0
L400		0.0
Diesel		0.0
L047		0.0
F075	5.0	1.5
L041	100.0	30.0
Y001		0.0
J285		0.0
H2O	789.0	236.7

Na2CO3 282.5  
 (For neutralization)

**Secuencia de fluido y composic.**

	Preflujo 1	Cleansweep I		Fluido inhibid.	Brine + L047	V. desplaz	3% NH4Cl	TOTAL POR ETAPA
		7.14 bbl 300 gal	0.00 bbl 0 gal		14.3 bbl 600 gal		35.7 bbl 1500 gal	2100 gal
<b>Aditivos</b>	<b>conc/1000 gal</b>		<b>conc/1000 gal</b>	<b>conc/1000 gal</b>		<b>conc/1000 gal</b>		
H034		0.0	0.0		0		0.0	0 gal
A261		0.0	0.0		0		0.0	0 gal
U066	100.0	30.0	0.0		0		0.0	30 gal
A026	450.0	135.0	0.0		0		0.0	135 gal
L400	50.0	15.0	0.0		0		0.0	15 gal
Diesel	400.0	120.0	0.0		0		0.0	120 gal
L047		0.0	0.0	40	24	0	0.0	24 gal
F075		0.0	0.0		0	2	3.0	3 gal
L041		0.0	0.0		0		0.0	0 lbs
Y001		0.0	0.0		0		0.0	0 lbs
J285		0.0	0.0	255	153	255	382.5	536 lbs
H2O	-	0.0	0.0	960.0	576	998	1497.0	2073 gal

NH4CL Brine only			
	Mut Solv	Aditivos	GRAND TOTAL
	First preflush	H034	60.6
	0	A261	1.2
		U066	30.0
Overflush		A026	135.0
		L400	15.0
		Diesel	120.0
		L047	24.0
		F075	4.5
	0	L041	30.0
Foamer		Y001	0.0
		J285	535.5
		H2O	2309.7

**Pozo:** Shushufindi 84  
**Fecha:** 8-Nov-99  
**Servicio:** Tratamiento anilincrustante

**Formación:** Napo "T"  
**Intervalo tratado:** 55 ft  
**Iconcentración de inhibidor:** 2 gal/ft

	TubeClean I	7.5% HCl
		7.14 bbl 300 gal
Aditivos	conc/1000 gal	
H034	202.0	60.6
A261	4.0	1.2
U066		0.0
A026		0.0
L400		0.0
Diesel		0.0
L047		0.0
F075	5.0	1.5
L041	100.0	30.0
Y001		0.0
J285		0.0
H2O	789.0	236.7

Na2CO3 282.5  
 (For neutralization)

**Secuencia de fluido y composición**

	Preflujo 1	Cleansweep I	Tratamiento ácido 5% HCl	Fluido inhibidor	HCl 5% + L047	V. desplaza	3% NH4Cl	TOTAL POR ETAPA	
		32.74 bbl 1375 gal	32.74 bbl 1375 gal		65.5 bbl 2750 gal		163.7 bbl 6675 gal	11000	gal
Aditivos	conc/1000 gal		conc/1000 gal	conc/1000 gal		conc/1000 gal			
H034		0.0	418.0	133	365.75		0.0	941	gal
A261		0.0	6.0	3	8.25		0.0	17	gal
U066	100.0	137.5	100.0		0		0.0	275	gal
A026	450.0	618.8			0		0.0	619	gal
L400	50.0	68.8			0		0.0	69	gal
Diesel	400.0	550.0			0		0.0	550	gal
L047		0.0		7	19.25	13.2	90.8	110	gal
F075		0.0	5.0		6.9	2	13.8	21	gal
L041		0.0	50.0		68.8		0.0	124	lbs
Y001		0.0			0.0		0.0	0	lbs
J285		0.0			0.0		1753.1	1753	lbs
H2O	-	0.0	471.0	857.0	2356.75	984.8	6770.5	9775	gal

NH4CL Brine only			
	Mut Solv	Aditivos	GRAND TOTAL
	First preflush	H034	1001.1
	0	A261	10.8
Overflush		U066	275.0
		A026	618.8
		L400	68.8
		Diesel	550.0
		L047	110.0
		F075	22.1
	0	L041	153.8
Foamer		Y001	0.0
		J285	1753.1
		H2O	10011.6



**Pozo:** Shushufindi 84  
**Fecha:** 8-Nov-99  
**Servicio:** Tratamiento anticrustante.

**Formación:** Napo "U" **Concentrac. inhibidor:** 2 gal/ft  
**Intervalo tratado:** 55 ft

	TubeClean I	7.5% HCl
		7.14 bbl 300 gal
Aditivos	conc/1000 gal	
H034	202.0	60.6
A261	4.0	1.2
U066		0.0
A026		0.0
L400		0.0
Diesel		0.0
L047		0.0
F075	5.0	1.5
L041	100.0	30.0
Y001		0.0
J285		0.0
H2O	789.0	236.7

Na2CO3 282.5  
 (For neutralization)

**Secuencia de fluido y composic.**

	Preflujo1	Cleansweep I		Fluido inhibid.	Brine + L047	V. desplaz.	3% NH4Cl	TOTAL POR ETAPA	
		32.74 bbl 1375 gal		0.00 bbl 0 gal	65.5 bbl 2750 gal		163.7 bbl 6875 gal	9625	gal
Aditivos	conc/1000 gal		conc/1000 gal	conc/1000 gal		conc/1000 gal			
H034	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0	gal
A261	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0	gal
U066	100.0	137.5	0.0	0	0	0	0.0	138	gal
A026	450.0	618.8	0.0	0	0	0	0.0	619	gal
L400	50.0	68.8	0.0	0	0	0	0.0	69	gal
Diesel	400.0	550.0	0.0	0	0	0	0.0	550	gal
L047	0.0	0.0	0.0	40	110	0	0.0	110	gal
F075	0.0	0.0	0.0	0	0	2	13.8	14	gal
L041	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0	lbs
Y001	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0	lbs
J285	0.0	0.0	0.0	255	701.25	255	1753.1	2454	lbs
H2O	-	0.0	0.0	960.0	2640	998	6861.3	9501	gal

NH4CL Brine only		Mut Solv	Aditivos	GRAND TOTAL
		First preflush	H034	60.6
		0	A261	1.2
Overflush			U066	137.5
			A026	618.8
			L400	68.8
			Diesel	550.0
			L047	110.0
			F075	15.3
		0	L041	30.0
Foamer			Y001	0.0
			J285	2454.4
			H2O	9738.0

A continuación se detalla un estimado de costos para tratamientos matriciales con tubería flexible y sin tubería flexible, es decir con torre de reacondicionamiento.

**ESTIMADO DE COSTOS PARA TRATAMIENTOS MATRICIALES**

POZO	ESPESOR A TRATARSE	FORMACION	ACIDO		SQUEEZE	
			PRECIO CT (USD \$)	PRECIO NO CT (USD \$)	PRECIO CT (USD \$)	PRECIO NO CT (USD \$)
Shushufindi 06	32 ft	Arena T	41501.10	27776.10	37741.94	24763.19
Shushufindi 22A	41 ft	Arena T	41,900.00	27,000.00	38,653.00	27,853.00
Shushufindi 74	12 ft	Arena T	28,593.00	17,793.00	29,841.66	19,041.66
Shushufindi 84	55 ft	Arena T	48,371.57	37,605.57	42,907.50	32,107.50

En las estimaciones matriciales los gastos de taladro de reacondicionamiento es de aproximadamente US \$ 2800 diarios, además de contingencias y rubros adicionales. Un trabajo de este tipo sin contratiempos puede tomar aproximadamente 2 a 3 días. Los tratamientos se diseñan para una duración de 6 u 8 meses. Es de anotar que las incrustaciones presentes dentro del espacio poroso de la roca de yacimiento adsorben buena parte del tratamiento.

Finalmente se detallan costos de un tratamiento de inyección continua que se ejecutan en el distrito Oriente.

**ESTIMADOS DE COSTOS DE TRATAMIENTOS DE INYECCION CONTINUA**

Limpiezas	US\$46201	<b>SSF-06B</b>
Gastos de químicos	US\$5818.5	
Bomba de Inyección	US\$4000	
Pérdidas de Producción	US\$13607	
Total	US\$69626.5	

Limpiezas	US\$67602	<b>SSF-22A</b>
Gastos de químicos	US\$2403	
Bomba de Inyección	US\$4000	
Pérdidas de Producción	US\$13739	
Total	US\$87744	

Limpiezas	US\$34567	<b>SSF-74</b>
Gastos de químicos	US\$1768.5	
Bomba de Inyección	US\$4000	
Pérdidas de Producción	US\$8327	
Total	US\$48662.5	

Limpiezas	US\$15568	<b>SSF-84</b>
Gastos de químicos	US\$6255	
Bomba de Inyección	US\$4000	
Pérdidas de Producción	US\$11935	
Total	US\$37758	

Estos costos incluyen además gastos de personal y otras contingencias consideradas por la compañía ganadora de la licitación.

# **CAPITULO 6**

## **ANALISIS DE RESULTADOS**

De acuerdo a la toma de datos para realizar el análisis físico-químicos del agua de formación, el valor de la fracción molar de CO<sub>2</sub> tomada en el cabezal de pozo es un promedio que se realiza con el equipo BACHARACH. Los resultados obtenidos con este instrumento no son precisos, por ello se ha considerado el análisis cromatográfico del gas del pozo. En algunos casos la información ha sido incompleta lo que dificulta la realización de un pronóstico claro.

El análisis químico de los cationes como Calcio, magnesio, hierro y los aniones como sulfatos bicarbonatos y cloruros se realiza mediante la técnica de titulación, lo cual producen errores de apreciación; por eso se tiene que

realizar 2 ó 3 veces la misma prueba para tener una medida lo más real posible.

En cuanto al programa *Sicalc* es un “software” que otorga resultados aproximados de la tendencia del agua de formación a producir incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  en el tubing y en líneas de producción en superficie. El comportamiento del yacimiento se lo analiza de acuerdo a las pruebas de restauración de presión.

Los ensayos de inhibidores de incrustaciones como estabilidad térmica, eficiencia, corrosividad y compatibilidad con salmueras sintéticas se realizaron hasta una temperatura de  $100^\circ\text{C}$  ( $212^\circ\text{F}$ ), pero el problema que se presenta es que el agua empieza a hervir. Lo aceptable sería hacerlo con equipo de hasta  $250^\circ$  o  $280^\circ\text{F}$  para simular condiciones de temperatura de fondo.

En relación a las propiedades físico-químicas del producto que se utiliza actualmente, difieren de las que se obtuvo en laboratorio e indicadas en el boletín técnico.

Es necesario anotar que los análisis de núcleos inundándolos con químicos antiincrustantes nos ofrece una idea del comportamiento del químico con la

formación, pero es necesario tener resultados reales de lo que pasa en el campo para corroborar los de laboratorio. Además solo constituye una muestra de todo el espesor de formación ya que varía en su petrología, diagénesis y las arcillas que lo componen.

En el capítulo referente al tratamiento en sí se indica el uso de otros químicos que coadyuvan al éxito del tratamiento con el fin de tener un estimado total de costos y el uso del equipo de “coiled tubing” como una alternativa para la ejecución del tratamiento. Se hace referencia a valores estimados de costos debido a la confidencialidad de esta información por parte de las empresas de servicios.

Hasta la fecha, los ensayos para determinar residuales de fosfonatos tienen algunas dificultades en su realización, dando falta de confiabilidad en sus resultados. Por ello es necesario realizar comprobaciones entre diferentes métodos con el objeto de establecer el más acertado.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El químico actualmente utilizado es un inhibidor de incrustaciones para inyección continúa, no es para trabajo tipo “squeeze”. Por tanto no tiene las propiedades necesarias para este tipo de desplazamiento forzado a la formación.
- En la completación de algunos pozos existen reducciones y expansiones innecesarias, tal vez por la poca disponibilidad de material. Casos como estos son: SSFD 65, SSF 84, SSF28 y SSF20, lo cual origina caídas de presión y por consiguiente la formación de incrustaciones, además de restricción del aporte de la arena productora.
- De los análisis del componente activo de las diferentes compañías, se observa que el producto utilizado por la compañía contratista es 12%, mientras que los químicos de las otras empresas tienen un componente

activo del 30 al 60%, lo que influye directamente en su costo; por eso es necesario conocer la concentración de activo para realizar el seguimiento del residual de fosfonato, dato que es de gran importancia para la recomendación del nuevo tratamiento “squeeze” o la dosis apropiada en tratamientos continuos.

- Realizar ensayos de muestras sólidas periódicamente para saber como se ha producido la cristalización y así determinar la posibilidad de removerlo con herramientas de chorro a presión, para no recurrir a limpiezas ácidas. En estos casos la guía principal es el análisis de las propiedades físico-químicas del agua, consultar con la Sección Corrosión del Distrito y la compañía proveedora de servicios.
  
- Se recomienda que el agua a utilizarse en un tratamiento “squeeze” sea lo más compatible con el agua de formación para evitar hinchamiento de las arcillas. También que esté libre de sólidos suspendidos que provoquen taponamientos de los poros de la arenisca y de productos químicos que cambien las condiciones de humectabilidad de la roca.
  
- En pozos que tienen recirculación y tratamiento químico en forma continua se observa que esta operación es frecuentemente suspendida o mal regulada, ocasionando una acumulación de químico en la parte superior del



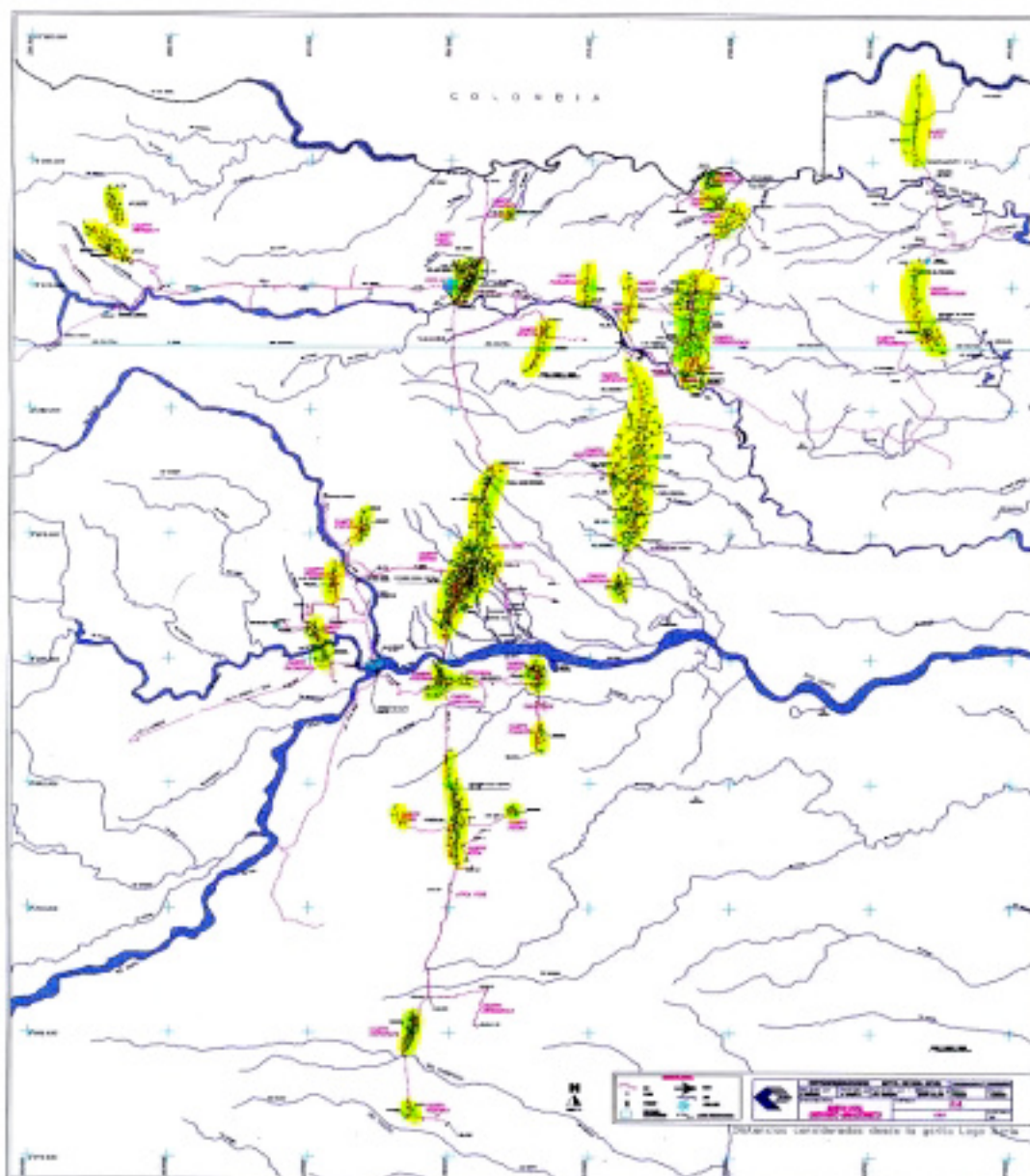
cabezal, sin llegar a niveles inferiores para que ocurra su mezcla con el fluido de producción.

- Debe obligarse a las compañías proveedoras a tener su laboratorio, reactivos y personal preparado para que realicen estudios específicos de investigación que tengan que ver con el uso de determinado producto para proceder con más certeza y confianza en su aplicación.
  
- Se observa que luego de los reacondicionamientos los pozos quedan sin inyección de químico. En este caso, una vez que se inicia el proceso de nucleación la incrustación se desarrolla con celeridad y después de formado no podrá ser eliminada con el producto inhibidor aunque se reinicie la inyección de químico. En ciertos pozos la depositación puede ser inmediata desde 30 lb/día a 200 lb/día aproximadamente de  $\text{CaCO}_3$ .
  
- En los pozos en que se ha indicado que existen reducciones innecesarias en las líneas superficiales, debe trazarse un programa de cambio de estos accesorios a la brevedad posible.
  
- Se recomienda que las compañías proveedoras presenten o formulen un químico específico para el campo Shushufindi, tomando en cuenta las

características físico-químicas del agua y las facilidades de producción del campo.

- En los pozos en los que el tratamiento se realiza vía recirculación, cada 15 días deberá abrirse totalmente esta línea por un tiempo de dos horas, con el fin de asegurar una verdadera homogenización de químico y su presencia en las partes inferiores de la tubería. Este trabajo puede realizarlo el ingeniero de Petróleos al chequear los niveles de fluido.
  
- Para los pozos con levantamiento eléctrico, en el diseño de la bomba debe considerarse que la presión del “intake” no sea menor de 100 psi sobre la presión de burbuja, con lo que se previene efectivamente la depositación de escala. Esto se debe a que con una presión menor al punto de burbuja se produce un desprendimiento del  $\text{CO}_2$  y en consecuencia la precipitación del  $\text{CaCO}_3$ .
  
- No realizar tratamientos tipo “squeeze” si la dureza del agua de formación excede de 3500 ppm de ión calcio. Si la concentración de iones calcio es mayor de este valor puede producirse un precipitado de fosfonato de calcio.

- De los resultados conseguido se obtuvo que un producto con una eficiencia superior al 90%, garantiza el proceso inicial de adsorción del químico en los poros de la roca y su posterior desorción en función del tiempo y con un adecuado residual de fosfonato en el agua de formación para garantizar la inhibición de los depósitos incrustantes.
  
- Se recomienda realizar un programa sistemático de inspección de tubería con la unidad de "wireline", a fin de disminuir las pérdidas de producción por cierres imprevistos de los pozos debido a depósito de escala.
  
- Se observó daño de formación resultado de la precipitación del fosfonato. Sin embargo el daño es pequeño con respecto al resultado de la vida del tratamiento. Aproximadamente el 80% de la permeabilidad es restaurada durante la 1/ 10 parte del tratamiento. Los cambios de permeabilidades no fueron reelevantes.
  
- Los supervisores del taladro, deben comprobar que se realicen las mezclas de químicos, el volumen y la calidad de agua que se recomiendan en los programas; además que exista la homogenización durante la realización y terminación del trabajo.

**Gráfico 1** Mapa del Distrito Amazónico

UBICACIÓN DE POZOS Y ESTACIONES EN EL AREA SHUSHUFINI

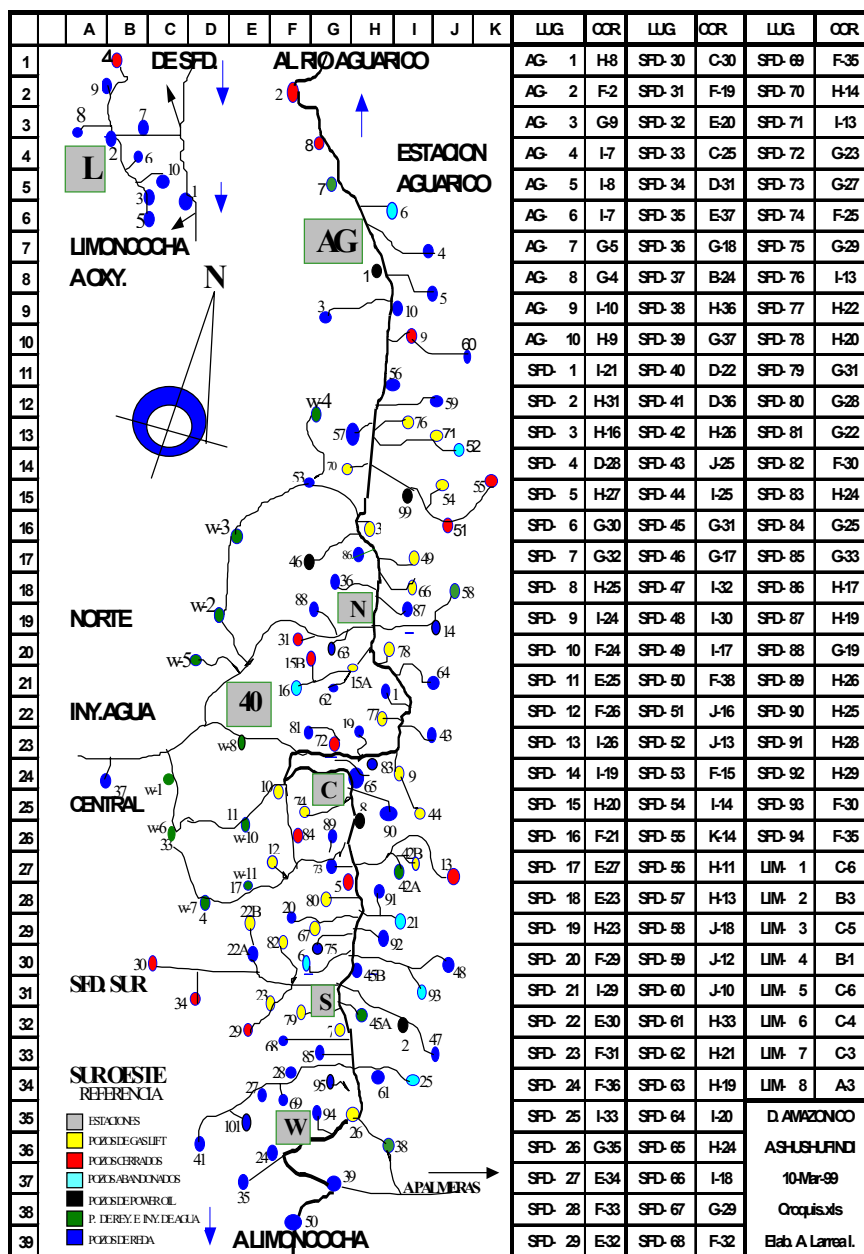
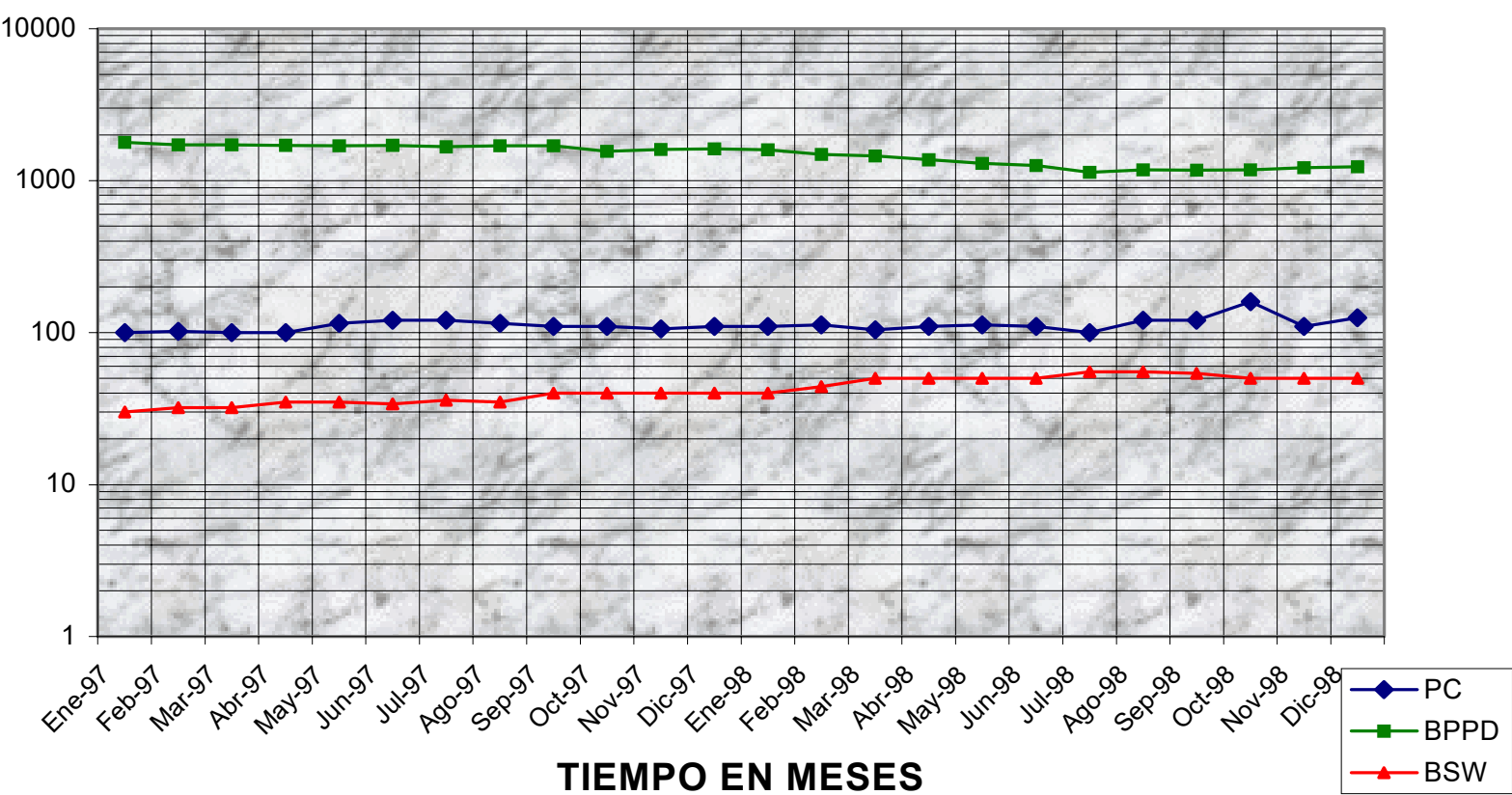
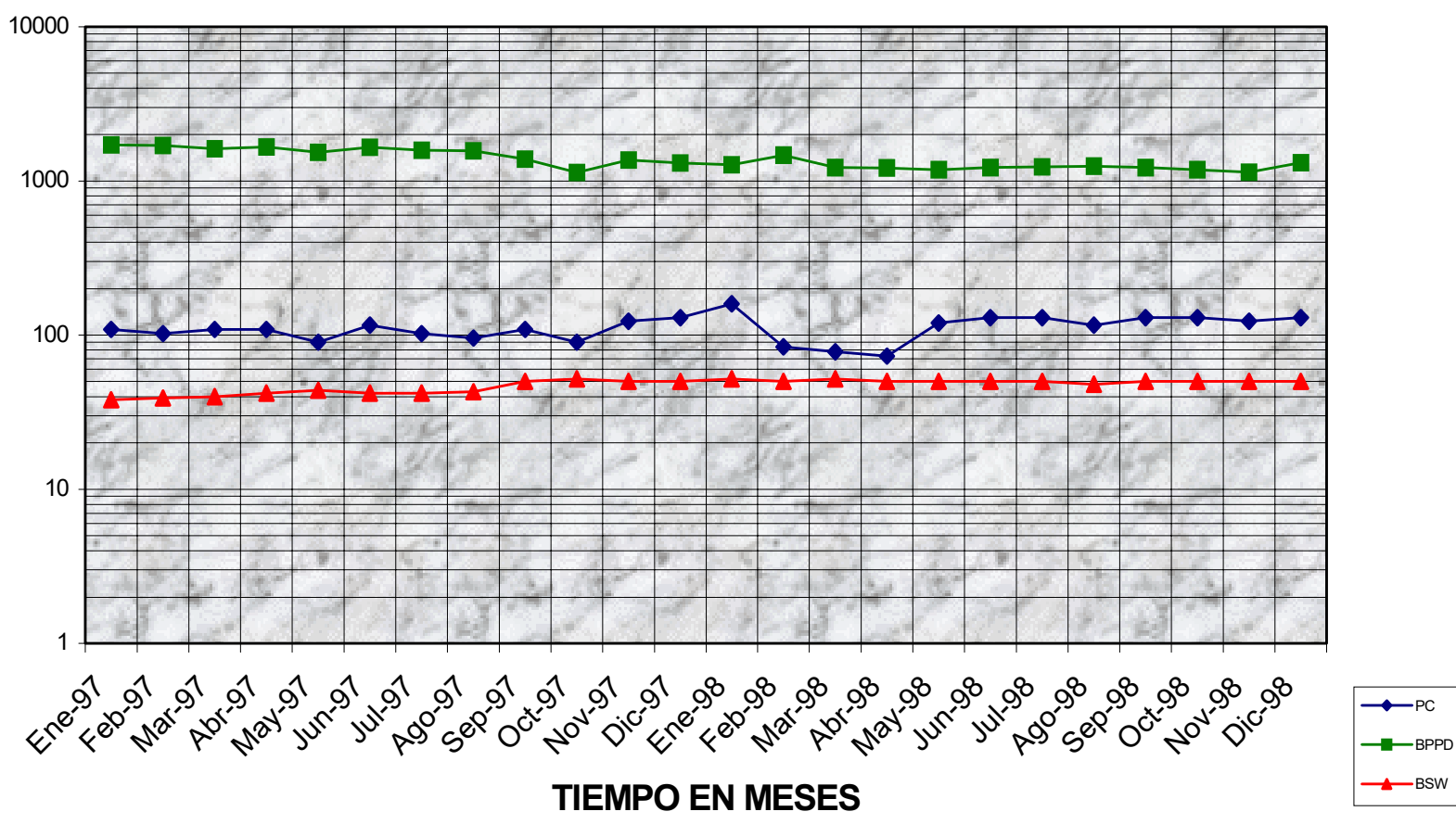


Gráfico 2 Mapa de Ubicación del campo SSFD con pozos y estaciones de producción

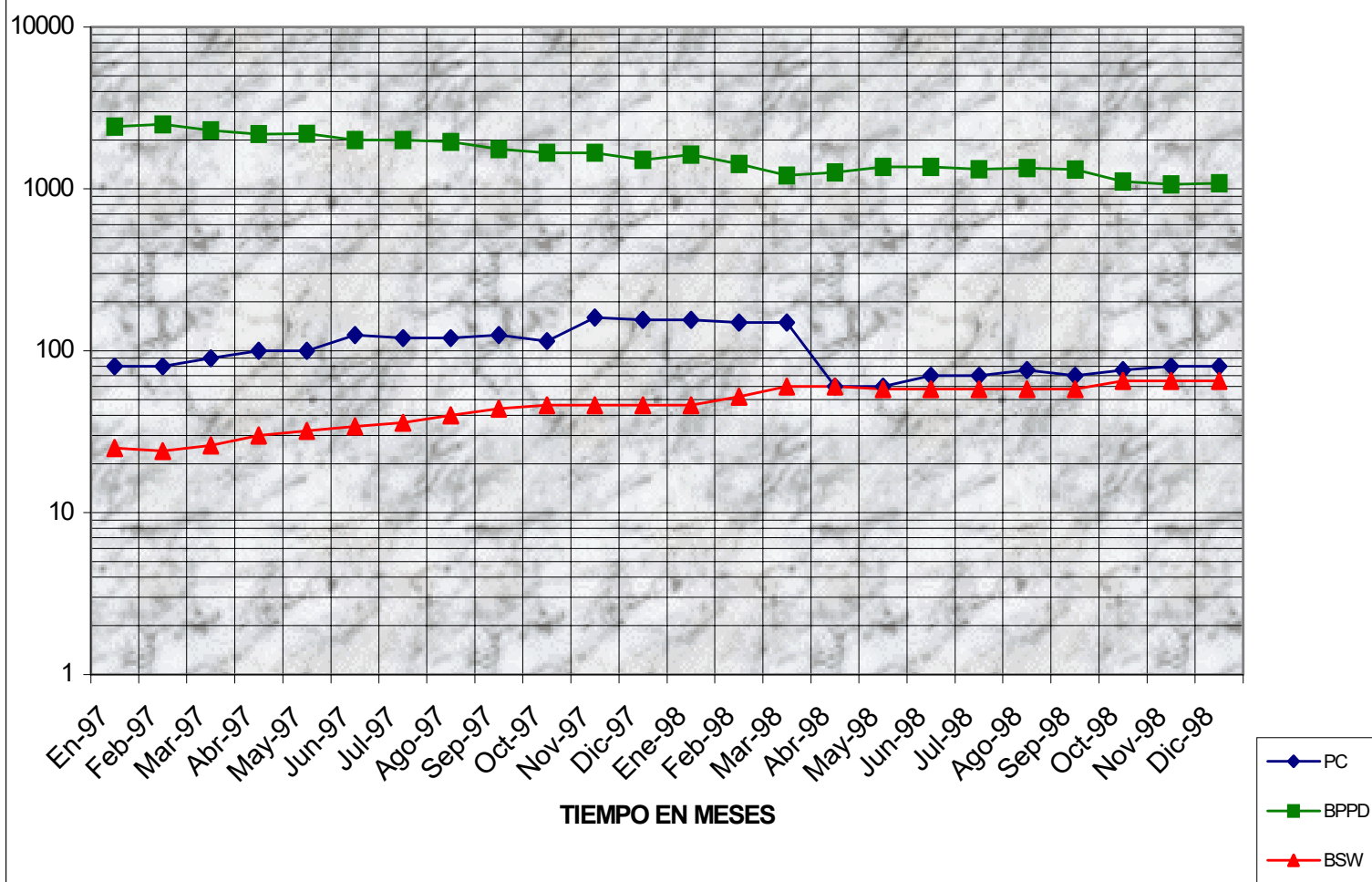
## PRODUCCION DE CRUDO, CORTE DE AGUA, Y PRESION DE CABEZAL DEL POZO SSF-06B



## PRODUCCION DE CRUDO, CORTE DE AGUA Y PRESION DE CABEZAL DEL POZO SSF-22A

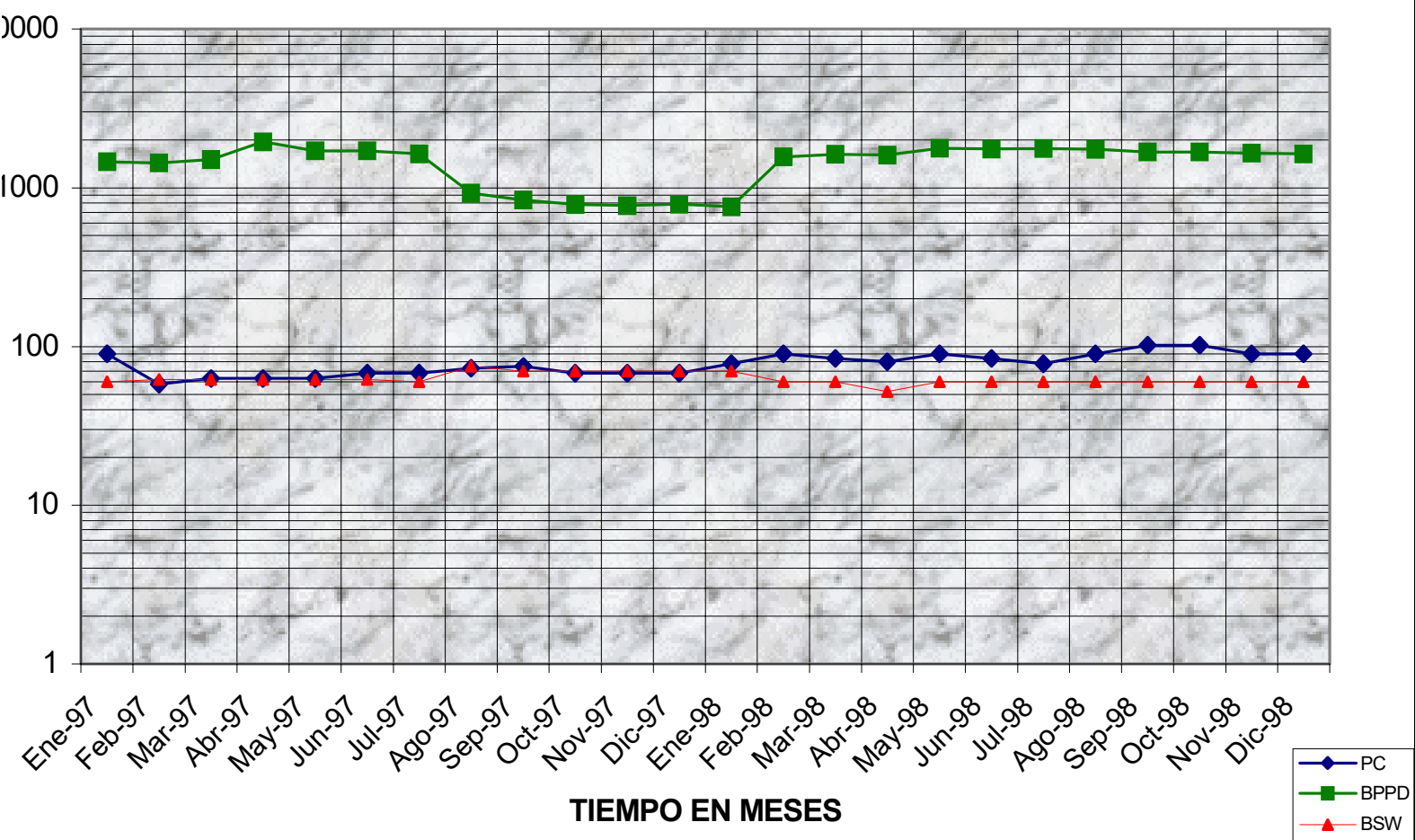


## PRODUCCION DE CRUDO, CORTE DE AGUA Y PRESION DE CABEZAL DEL POZO SSF-84





## PRODUCCION DE CRUDO, CORTE DE AGUA Y PRESION DE CABEZAL DEL POZO SSF-74



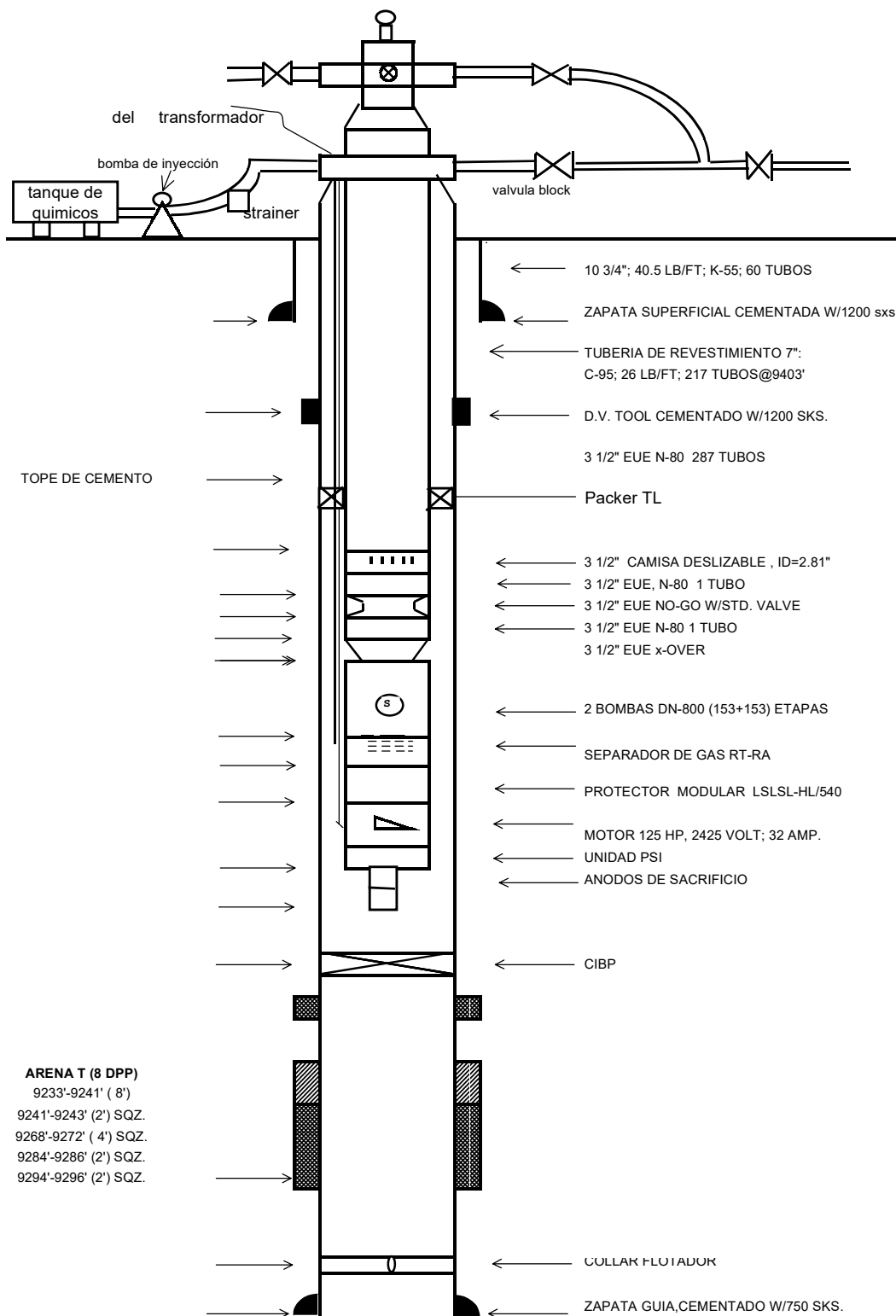
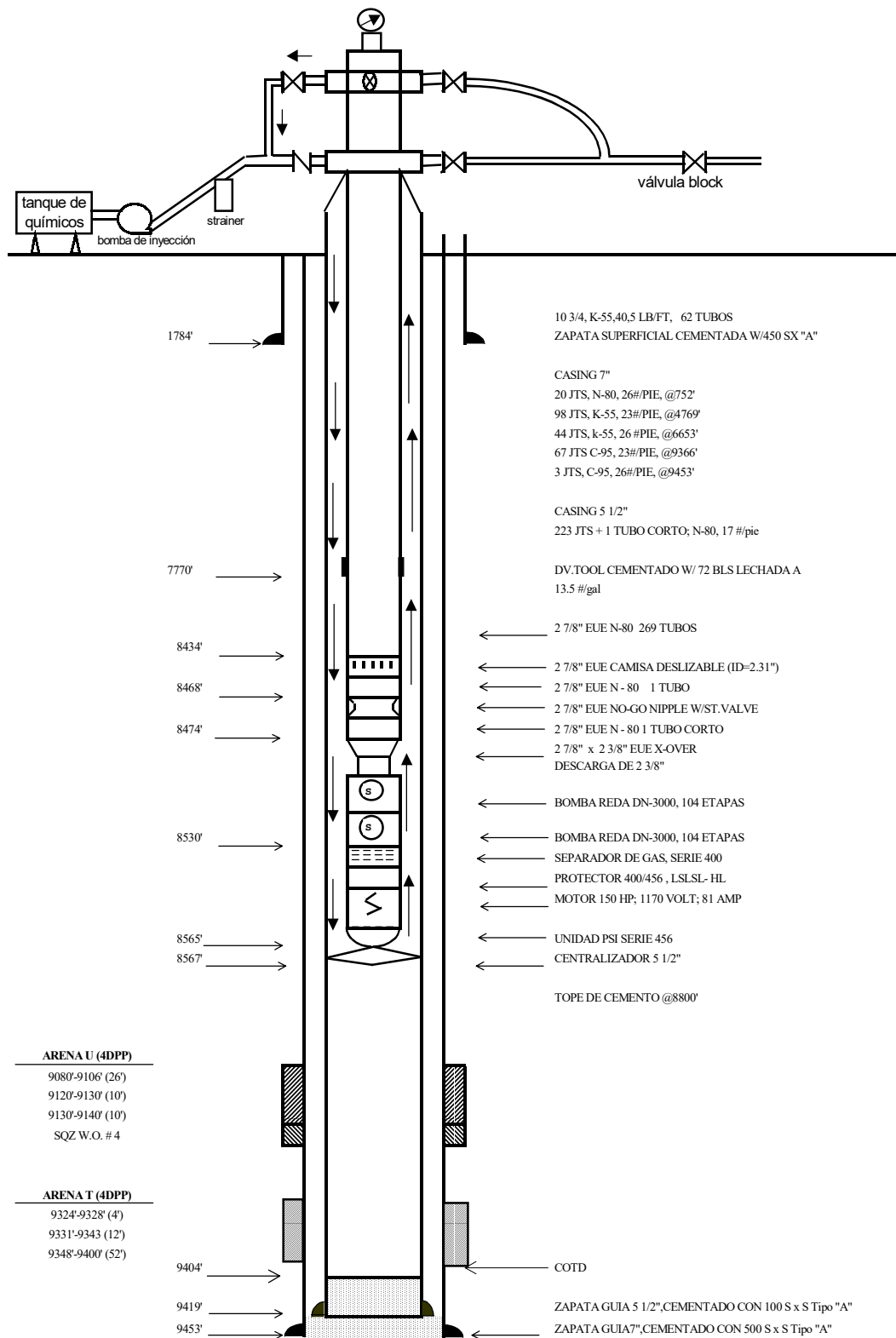
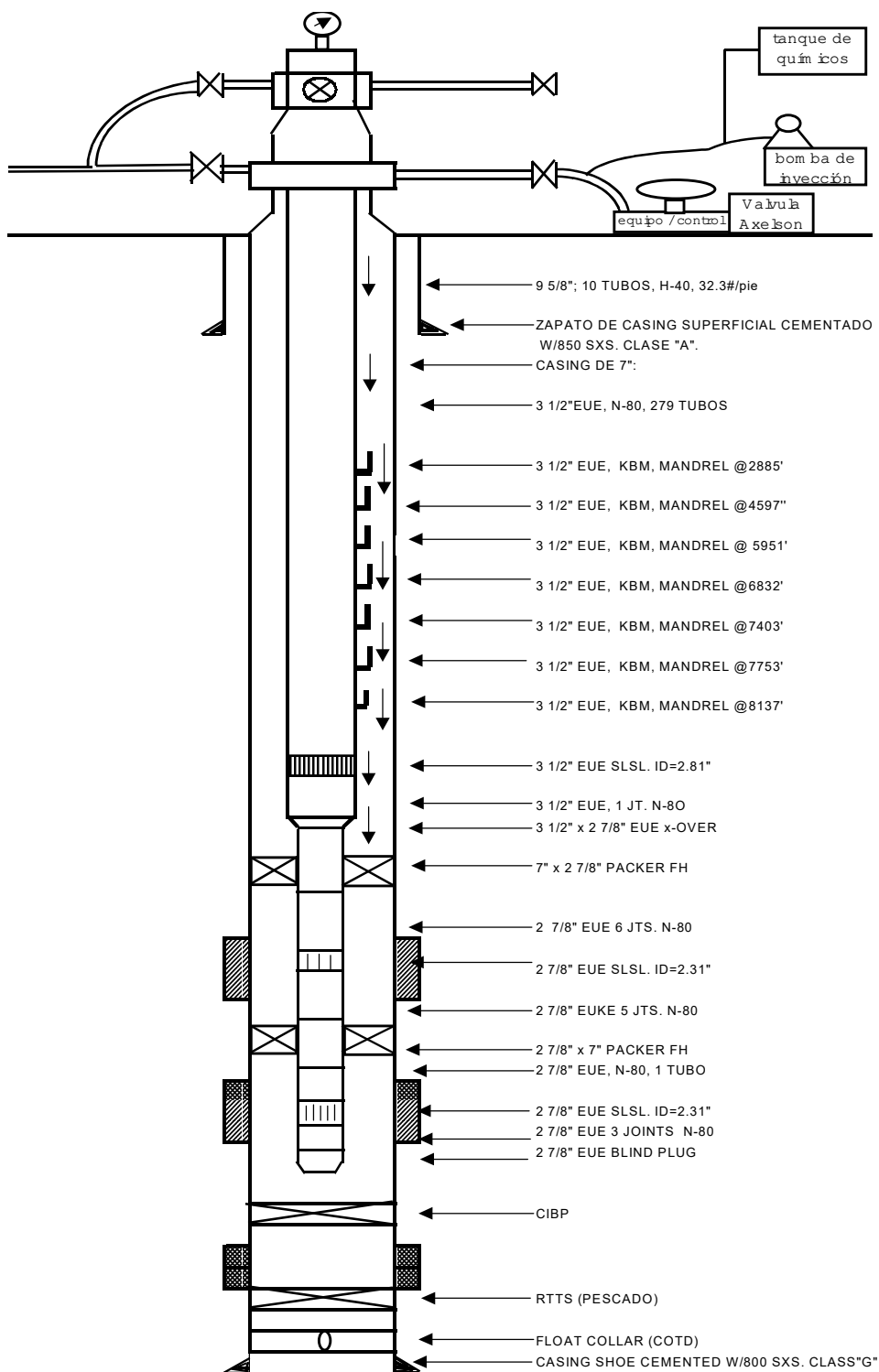


Diagrama esquemático en pozos de bombeo electrosumergible por vía capilar





**SHUSHUFND F22A**

W O # 06

COMPLETACION ORIGINAL : 14-VII-1990  
 W.O # 04: 02-06-92  
 W.O# 05: 26-01-97

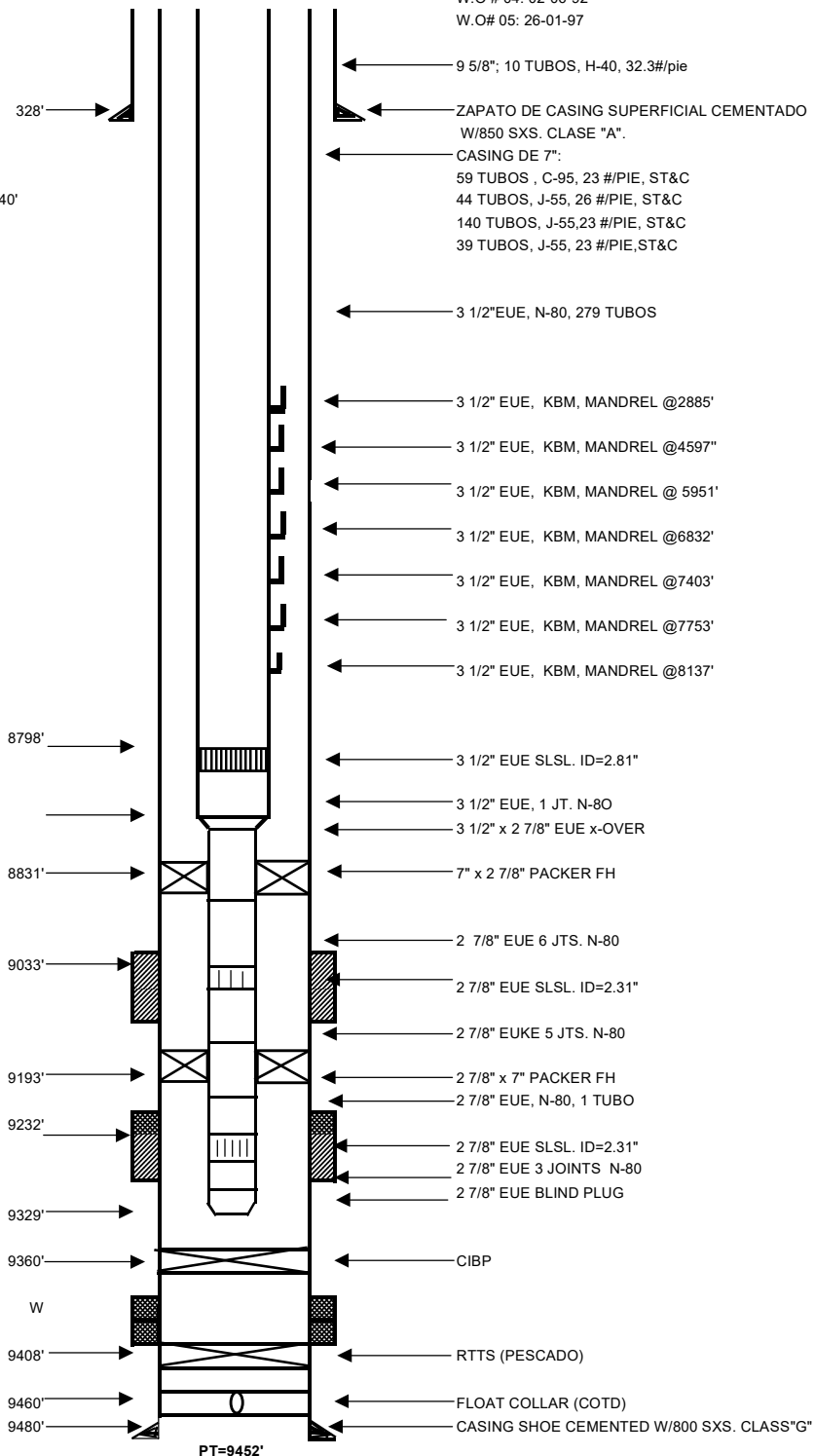
**RTE:801'**  
**GLE:789'**

C II-G-R  
 PRESENTA HUECOS @8898'-8914'  
 9066'-6275' CORROSION DESDE:1140'  
 HASTA SUPERFICIE.

**ARENA "U" (4 DPP)**  
 9063'-9073' (10')  
 9106'-9121' (15')

**ARENA "T" (4 DPP)**  
 9284'-9292' (8')  
 9292'-9300' (8')  
 9315'-9331' (16')  
 9337'-9354' (17')

9364'-9368' SQZ  
 9370'-9380' SQZ

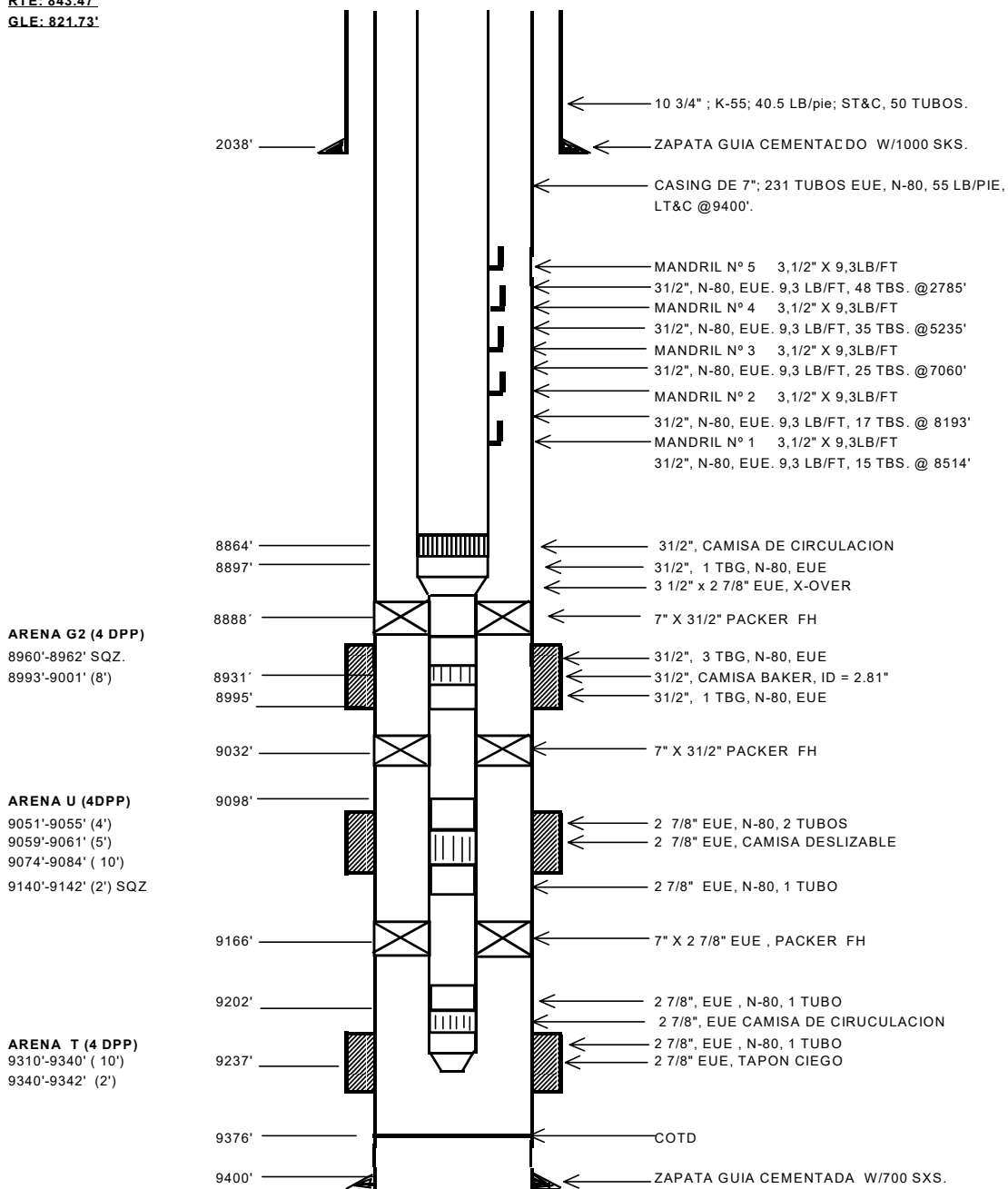


### SHUSHUFNDI-74

W.O -03

RTE: 843.47'

GLE: 821.73'

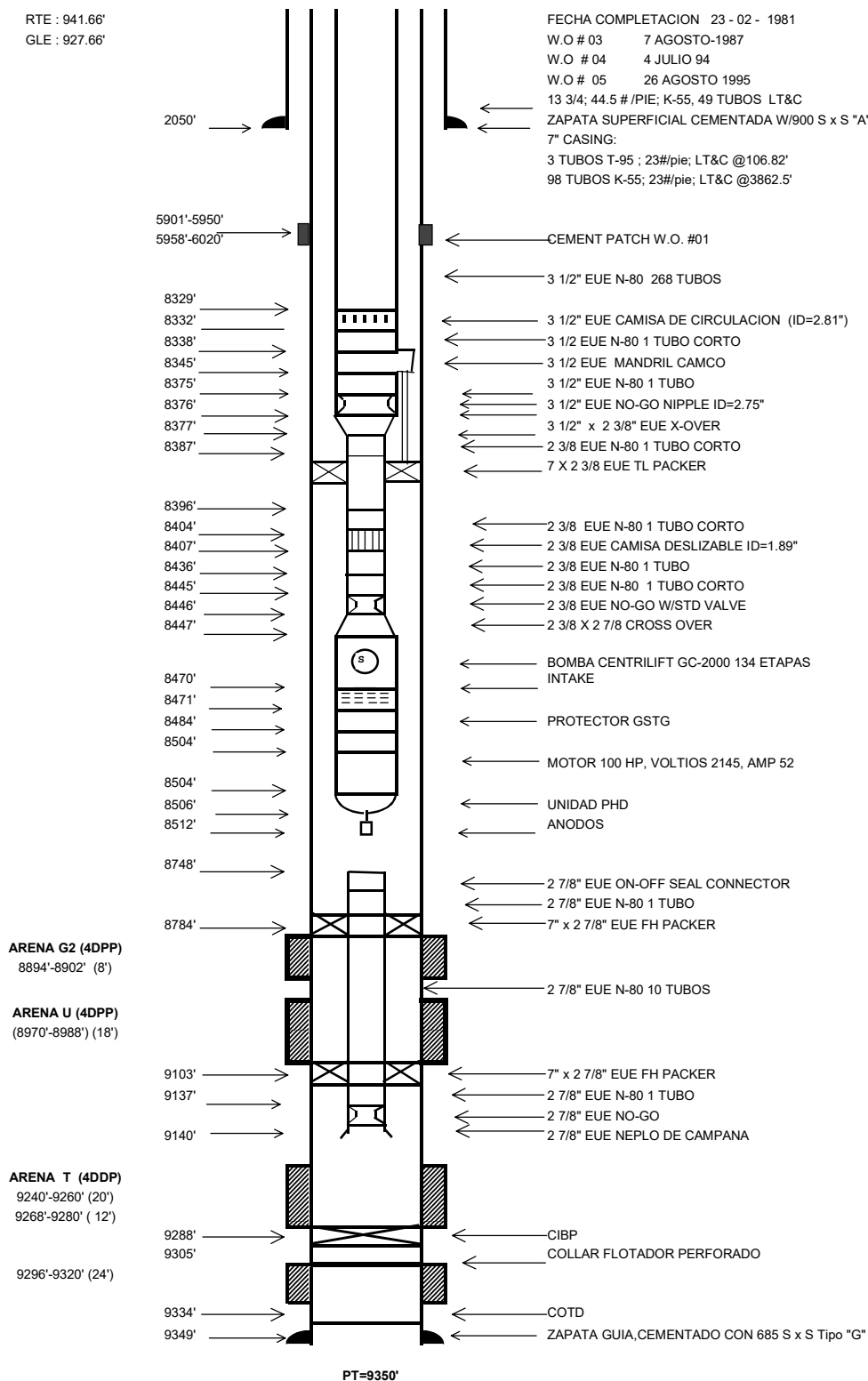


## SHUSHUFINDI -06B

W.O. # 05

RTE : 941.66'  
GLE : 927.66'

FECHA COMPLETACION 23 - 02 - 1981  
W.O # 03 7 AGOSTO-1987  
W.O # 04 4 JULIO 94  
W.O # 05 26 AGOSTO 1995  
13 3/4; 44.5 # /PIE; K-55, 49 TUBOS LT&C  
ZAPATA SUPERFICIAL CEMENTADA W/900 S x S "A"  
7" CASING:  
3 TUBOS T-95 ; 23#/pie; LT&C @106.82'  
98 TUBOS K-55; 23#/pie; LT&C @3862.5'

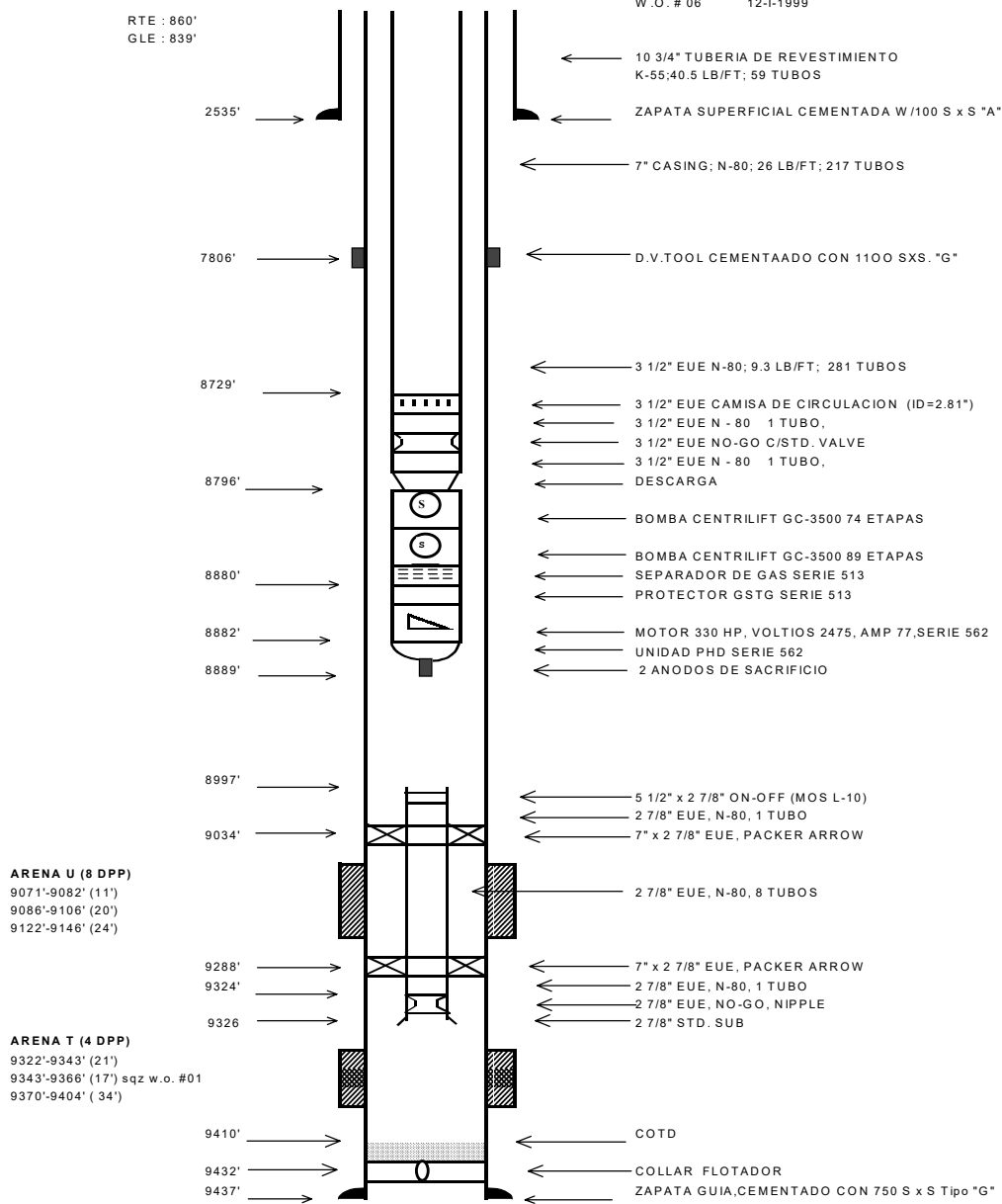


# SHUSHUFINDI-84

W.O # 06

FECHA COMPLETACION 19-VIII-1993  
 W.O. # 05 12-III-1998  
 W.O. # 06 12-I-1999

RTE : 860'  
 GLE : 839'





<b>NOMBRE DEL COMPUESTO</b>	<b>FORMULA QUIMICA</b>	<b>VARIABLES PRIMARIAS</b>
<b>CARBONATO DE CALCIO</b> (Calcio)	CaCO <sub>3</sub>	Presión parcial de CO <sub>2</sub> , Temperatura, Sales disueltas
<b>SULFATO DE CALCIO</b> Yeso (Más común) Hemi-hidrato Anhidrita	CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O CaSO <sub>4</sub> · 1/2 H <sub>2</sub> O CaSO <sub>4</sub>	Temperaturas, Sales disueltas totales, presión
<b>SULFATO DE BARIO</b> (Barita)	BaSO <sub>4</sub>	Temperatura, Presión Sales disueltas totales
<b>SULFATO DE ESTRONCIO</b> (Celestita)	SrSO <sub>4</sub>	Temperatura, Presión Sales disueltas totales
<b>COMPUESTOS DE HIERRO</b> Carbonato Ferroso Sulfuro Ferroso Hidroxido ferroso Hidroxido ferrico Oxido ferrico	FeCO <sub>3</sub> FeS Fe(OH) <sub>2</sub> Fe(OH) <sub>3</sub> Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Corrosión, Gases disueltas, pH

TABLA I INCRUSTACIONES MÁS COMUNES

### Puntos de Inyección de químicos anti-incrustacione

Pozo	Punto de Inyección
SSF-01	Recirculación
SSF-06B	Capilar con valvula CAMCO
SSF-09	Linea a Gas
SSF-14	Capilar
SSF-19	Recirculación
SSF-20	Capilar
SSF-22A	Linea a Gas
SSF-22B	Capilar
SSF-24	Recirculación
SSF-28	Capilar
SSF-35	Capilar
SSF-36	Recirculación
SSF-45B	Recirculación
SSF-53	Recirculación
SSF-56	Recirculación
SSF-59	Recirculación
SSF-61	Recirculación
SSF-63	Recirculación
SSF-65	Recirculación
SSF-66	Linea a Gas
SSF-67	Linea a Gas
SSF-68	Recirculación
SSF-69	Capilar
SSF-70	Linea a Gas
SSF-73	Capilar
SSF-75	Capilar
SSF-82	Linea a Gas
SSF-84	Recirculación
SSF-90	Recirculación
SSF-91	Recirculación
SSF-92	Recirculación

TABLA II PUNTOS DE INYECCION DE QUIMICOS ANTIINCRUSTANTES

TIPO	ESTERFOS	POLIMERO	FOSFONATO
COSTO	BAJO	ELEVADO	MEDIO
Facilmente Monitoreado	SI	NO	SI
Reacciona con la caldita en el sistema	NO	NO	SI
Estabilidad a la temperatura sobre 200°F	NO	SI	SI

TABLA III CARACTERISTICAS DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES

Los inhibidores más comunes son:

Fosfonatos	<b>PH</b>
Acido fosfino policarboxilato	<b>PPCA</b>
Acido poliaacrilato	<b>PAA</b>
Acido sulfonico polivinilico	<b>PVS</b>
Co-polimero poliacrilato sulfonado	<b>Vs-Co</b>

#### RENDIMIENTO DE INHIBIDORES

	T°C	Adsorción	Eficiencia	Tolerancia a Ca <sup>2+</sup>	En cabeza	En el fondo
<b>PH</b>	125	excelente	bueno	regular		Si
<b>PPCA</b>	250	bueno	excelente	excelente		Si
<b>PVS</b>	alto	pobre	excelente	excelente	Si	Si
<b>Vs-Co</b>	alto	regular	excelente	excelente	Si	Si
<b>PAA</b>	alto	regular	bueno	excelente	Si	

TABLA IV RENDIMIENTO DE INHIBIDORES

**AREA SHUSHUFINDI**  
**ANALISIS DE MUESTRAS DE AGUA DE POZOS**  
**AÑO 1999**  
**ESTACION CENTRAL**

POZO	ARENA	MET.	BSW	API	WHT	CO2	PRESION		ANALISIS FISICO-QUIMICO DEL AGUA (ppm)						
	PROD	LIFT	(%)	SECO	°F	(%v)	WHP	Pwf ó Pd	Cl-	T alk	T har	H Ca	H Mg	SO4=	Fe+
9	UT	PPG	39	29	118	5	100	1780	27250	1000	7500	6000	1500	254	0.8
19	UT	PPS	55	28	158	8	90	4974	19000	800	3400	2700	700	272	0.4
42B	T	PPS	38	27	120	7	100	3358	20500	1000	4800	3600	1200	188	2.83
44	UT	PPG	20	29	104	4	60	1440	68300	500	20800	18000	2800	7.5	2.1
65	UT	PPS	36	27	140	2	50	3756	64700	400	19700	16000	3700	7.5	4.02
72	T	PPS	36	30	134	8	50	3442	13500	1000	2300	1800	500	332	0.25
73	UT	PPS	70	28	176	6	185	3039	7300	500	2300	1300	1000	2.5	0.25
74	T	PPG	67	31	139	5	90	2460	8800	1100	1350	1100	250	202	0.26
77	T	PPG	46	30	124	6	102	1523	8100	900	910	710	200	14	0.1
80	T	PPG	56	30	142	10	165	2188	8300	1300	1700	1000	700	316	0.25
81	U	PPS	42	28	136	2	100	3826	50000	400	15400	11500	3900	10	0.23
83	UT	PPS	19	27	126	1.8	45	3358	51500	500	15200	12200	3000	53	0.27
84	T	PPS	60	32	174	10	60	4785	16000	900	3300	2400	900	265	0.33
89	U	PPG	44	31	142	4	110	2301	13350	500	30000	20000	10000	12.5	1.13
90	U	PPS	44	20	126	2.5	48	4165	60200	300	5200	2600	2600	55	27.5

TABLA V ANALISIS DE MUESTRA DE AGUA ESTACION CENTRAL

**AREA SHUSHUFINDI**  
**ANALISIS DE MUESTRAS DE AGUA DE POZOS**  
**AÑO 1999**  
**ESTACION NORTE**

POZO	ARENA	MET.	BSW	API	WHT	CO2	Presión (psi)		ANALISIS FISICO-QUIMICO DEL AGUA (ppm)						
			(%)	SECO	(%v)	WHP	Pwf ó Pd	Cl-	T alk	T har	H Ca	H Mg	SO4=	Fe	
14	UT	PPS	86	30	148	8	63	3839	12500	900	3100	2300	800	268	0.1
57	U	PPS	42	23	90	4	115	3325	72300	350	24600	18500	6100	18	90
62	U	PPS	30	25	120	2	170	4834	31000	550	9100	6600	2500	20	0.4
63	T	PPS	60	29	136	8	80	4003	10750	1100	2200	1700	500	282	0.1
70	T	PPG	20	31	125	11	160	2120	21750	1000	4900	4200	700	20	1.0
78	T	PPG	18	31.8	130	8	102	2160	28600	850	6300	5300	800	264	0.4
88	T	PPS	26	28	134	10	60	3866	27900	900	7000	6500	500	125	0.1

TABLA VI ANALISIS DE AGUA ESTACION NORTE

**ANALISIS DE MUESTRAS DE AGUA DE POZOS  
AÑO 1999  
ESTACION SUR**

POZO	ARENA	MET.	BSW	API	WHT	CO2	Presión (psi)		ANALISIS FISICO-QUIMICO DEL AGUA (ppm)						
		LIFT	(%)	SECO	(%v)	WHP	Pwf ó Pdescarga	Cl-	T alk	T har	H Ca	H Mg	SO4=	Fe	
6B	T	PPS	50	28	150	10	112	4669	4750	800	1200	700	500	108	0.
20	UT	PPS	27	28.1	144	4	130	3808	53800	400	16100	13900	2200	0	0.
22A	UT	PPG	50	32	154	13	120	2108	31550	1100	2604	2100	504	162	25
22B	UT	PPS	60	29	158	3	110	3076	17750	600	4400	3400	1000	22	0.
45B	T	PPS	29	31	158	10	82	2773	3200	950	950	700	250	34	0.
67	T	PPG	35	33	134	10	125	3582	5750	1000	1000	900	100	20	0.
75	T	PPS	65	32	156	10	120	3230	4750	800	1300	1200	100	12	0.
79	T	PPG	21	31	136	10	120	2160	16400	900	3900	3100	800	4	0.
91	T	PPS	60	32	164	10	130	3064	5750	1300	700	600	100	128	0.

TABLA VII ANALISIS DE MUESTRAS DE AGUA ESTACION SUR

**AREA SHUSHUFINDI  
ANALISIS DE MUESTRAS DE AGUA DE POZOS  
AÑO 1999  
ESTACION SUROESTE**

POZO	ARENA	MET.	BSW	API	WHT	CO2	Presión (psi)		ANALISIS FISICO-QUIMICO DEL AGUA (ppm)						
	PROD.	LIFT	(%)	SECO	°F	(%v)	WHP	Pdescar	Cl-	T alk	T har	H Ca	H Mg	SO4=	Fe++
24	T	PPS	60	31	158	10	123	4056	8750	1700	1300	800	500	258	0.3
28	UT	PPS	60	31	166	15	90	3778	14400	1100	2600	2000	600	227	0.24
61	T	PPS	80	31.6	178	16	100	4180	3000	700	600	350	250	10	0.49
69	U	PPS	56	29	174	2.5	90	4324	62400	450	19100	15700	3400	16	0.26

TABLA VIII ANALISIS DE MUESTRAS DE AGUA ESTACION SUROESTE



**POZOS DE PETROPRODUCCION  
CAMPO SHUSHUFINDI  
ARENA T**

<b>CORE DEPTH, FT WELL</b>	<b>9309'-9310' 74</b>	<b>9260'-9261' 77</b>	<b>9256'-9257' 86</b>
<b>MINERALES DE ARCILLA</b>			
<b>ILITA-ESMECTITA</b>	Tr	Tr	Tr
<b>LITA/ MICA</b>	ND	ND	ND
<b>CLORITA</b>	ND	ND	ND
<b>CAOLINITA</b>	3	ND	4
<b>MINERALES CARBONATOS</b>			
<b>SIDERITA (FeCO<sub>3</sub>)</b>	ND	ND	ND
<b>DOLOMITA</b>	ND	ND	ND
<b>OTROS MINERALES</b>			
<b>CUARZO (Qz)</b>	96	95	99
<b>PIRITA</b>	ND	ND	ND
<b>RUTILO</b>	ND	ND	ND
<b>TOTALES</b>			
<b>MINERALES ARCILLOSOS</b>	3	Tr	4
<b>CARBONATOS</b>	ND	ND	ND
<b>OTROS</b>	96	95	99

Tr= <1%      ND= NOT DETECTADO  
 LA ILITA ESMECTITA NO ESTA PRESENTADA EN UNA SUFICIENTE CANTIDAD PARA MEDIR EL GRADO DE EXPANDIBILIDAD Y NO ESTA PRESENTE EN UNA CANTIDAD SUFICIENTE PARA GARANTIZAR MEDIDAS RADICALES PARA MINIMIZAR DAÑOS DE FORMACION DEL CONTACTO DE AGUA FRESCA.

TABLA IX ANALISIS DE DIFRACCION DE RAYOS X DE MUESTRAS DE ARENA T

**POZOS DE PETROPRODUCCION  
CAMPO SHUSHUFINDI  
ARENA U**

<b>CORE DEPTH, FT WELL</b>	<b>9041'-9042' 77</b>	<b>9127'-9128' 86</b>	<b>9031'-9032' 90</b>
<b>MINERALES DE ARCILLA</b>			
<b>ILITA-ESMECTITA</b>	Tr	Tr	Tr
<b>LITA/ MICA</b>	ND	ND	ND
<b>CLORITA</b>	ND	Tr	ND
<b>CAOLINITA</b>	2	2	3
<b>GLAUCONITA</b>	ND	ND	ND
<b>MINERALES CARBONATOS</b>			
<b>SIDERITA (FeCO<sub>3</sub>)</b>	ND	ND	ND
<b>DOLOMITA</b>	Tr	ND	Tr
<b>OTROS MINERALES</b>			
<b>CUARZO (Qz)</b>	97	97	96
<b>PIRITA</b>	Tr	Tr	Tr
<b>RUTILO</b>	ND	ND	ND
<b>TOTALES</b>			
<b>MINERALES ARCILLOSOS</b>	2	2	3
<b>CARBONATOS</b>	Tr	ND	Tr
<b>OTROS</b>	97	97	96

Tr= <1%      ND= NOT DETECTADO  
 LA ILITA ESMECTITA NO ESTA PRESENTADA EN UNA SUFICIENTE CANTIDAD PARA MEDIR EL GRADO DE EXPANDIBILIDAD Y NO ESTA PRESENTE EN UNA CANTIDAD SUFICIENTE PARA GARANTIZAR MEDIDAS RADICALES PARA MINIMIZAR DAÑOS DE FORMACION DEL CONTACTO DE AGUA FRESCA.

TABLA X ANALISIS DE DIFRACCION DE RAYOS X DE MUESTRAS DE ARENA U

<b>ARENA</b>	<b>DEPTH (ft)</b>	<b>FIELD WELL</b>	<b>POROSITY %</b>	<b>N<sub>2</sub>, PERMEABILIDAD md</b>	<b>DEN M (g)</b>
T	9309'-9310'	SSF-74	21	2554	2
T	9260'-9261'	SSF-77	17.7	412	2
T	9256'-9257'	SSF-86	15.9	749	2
U	9041'-9042'	SSF-77	17.9	451	2
U	9127'-9128'	SSF-86	18.2	833	2
U	9031'-9032'	SSF-90	18.6	907	2

TABLA XI ANALISIS PETROFISICOS DE MUESTRAS SELECCIONADOS PARA EL ESTUDIO

**CAPACIDAD DE DISOLUCION DE ALGUNOS REMOVEDORES**

<b>DISOLVENTE</b>	<b>CaCO<sub>3</sub> disuelto en (lb/1000gal)</b>
U105 puro	840
HCl al 15%	1883
Acido Fórmico al 9%	726
Acido Acético al 10%	422

TABLA XII CAPACIDAD DE DISOLUCION DE ALGUNOS REMOVEDORES





**CUADRO COMPARATIVO DE EFICIENCIA DE QUIMICOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES  
USADOS EN EL DISTRITO AMAZONICO Y PRODUCTOS SELECCIONADOS**

QUIMICO		DOSIS EN PPM	CONCENTR. INICIAL	CONCENTR. FINAL	PORCENTAJE DE EFICIENCIA (%)	APARIENCIA
MUESTRA	BOTELLA					
L-7218	1	10	2800	2400	66.66	PRECIPITADA
	2	40	2800	2750	91.66	PRECIPITADA
U-105*	3	10	2800	2600	33.33	PRECIPITADA
	4	40	2800	2750	91.66	PRECIPITADA
L-047	5	10	2800	2775	95.83	PRECIPITADA
	6	40	2800	2775	95.83	PRECIPITADA
L-049	7	10	2800	2575	62.5	PRECIPITADA
	8	40	2800	2775	95.83	PRECIPITADA
CALNOX 3095	9	10	2800	2550	58.33	PRECIPITADA
	10	40	2800	2725	87.5	PRECIPITADA
Scaletrol 9C	11	10	2800	2700	83.33	PRECIPITADA
	12	40	2800	2730	88.33	PRECIPITADA
HV Acid	13	10	2800	2650	75	PRECIPITADA
	14	40	2800	2680	80	PRECIPITADA
BLANCO	11	0	2800	2200	0	PRECIPITADA

\* = ESTE SOLVENTE ACTUA COMO INHIBIDOR

TABLA XIV CUADRO COMPARATIVO DE EFICIENCIA DE QUIMICOS

**COMPATIBILIDAD CON SALMUERA SINTETICA**

<b>QUIMICO</b>	<b>DILUCIÓN</b>	<b>COMPATIBLE</b>	<b>A TEMPER. DE 70°F</b>	<b>A TEMPE DE 212°</b>
<b>L-7218</b>	01:01	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>
<b>U-105</b>	01:01	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>
<b>L-049</b>	01:01	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>
<b>L-O49</b>	10PPM	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>
<b>L- 049</b>				
<b>L-O47</b>	01:01	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>
<b>CALNOX 3095</b>	01:01	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>
<b>Scaletrol 9C</b>	10 PPM	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>
<b>H V Acid</b>	10 PPM	<b>SI</b>	<b>SI</b>	<b>SI</b>

TABLA XV COMPATIBILIDAD CON SALMUERAS SINTETICAS



## ESTABILIDAD TERMICA DE LOS QUIMICOS

QUIMICO	FLUIDEZ	COLOR	COQUEO	OBSERVACIONES
L-7218	SI	SI	NO	Transparente liviano
U-105	SI	SI	NO	Transparente liviano
L-049	SI	SI	NO	Color ambar claro, ligeramente viscoso.
L-047	SI	SI	NO	Color ambar ligeramente oscuro, viscoso.
CALNOX 3095	SI	SI	NO	Transparente liviano
SCALETROL 9C	SI	SI	NO	Color ambar ligeramente oscuro, viscoso.
H V Acid	SI	SI	NO	Transparente liviano

**TABLA XVI ESTABILIDAD TERMICA DE QUIMICOS**

<b>Concent. (ppm)</b>	<b>Ph</b>	<b>P. Inicial (grms)</b>	<b>P. Final (grms)</b>	<b>Diferencia (wt. Loss)</b>	<b>M P Y mills per year</b>	<b>Observaciones</b>
10	1.847	1.5469	1.5341	0.0128	85.63	Quimico antiincrustantes para inyección continua
10	7.373	1.5094	1.5061	0.0033	22.07	Quimico antiincrustantes para inyección continua
10	5.029	1.5756	1.5722	0.0034	22.74	Quimico antiincrustantes para inyección continua
10	1.473	1.6947	1.692	0.0054	36.25	Quimico antiincrustantes para tratamiento squeeze
10	1.46	1.563	1.5595	0.0035	23.41	Quimico antiincrustantes para tratamiento squeeze
10	1.61	1.5218	1.5168	0.005	33.45	Quimico antiincrustantes para tratamiento squeeze

TABLA XVII CORROSIVIDAD DE QUIMICOS

TABLA XVIII INCIDENCIA DE LA INCRUSTACIÓN EN FUNCION DE LA PROFUNDIDAD

PROFUNDIDAD.	POZOS																	
	06B	9	14	19	20	22A	22B	24	28	42B	44	45B	57	61	62	63	65	67
000'-199'	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X
200'-399'	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X
400'-599'		X	X		X	X	X	X	X		X	X	X				X	X
600'-799'		X	X			X	X	X	X		X	X	X				X	X
800'-999'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	X
1000'-1199'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	
1200'-1399'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	
1400'-1599'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	
1600'-1799'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	
1800'-1999'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	
2000'-2199'		X				X	X	X	X		X	X	X				X	
2200'-2399'		X				X	X		X		X	X	X				X	
2400'-2599'		X				X	X				X		X				X	
2600'-2799'		X				X	X				X		X				X	
2800'-2999'		X				X	X				X		X				X	
3000'-3199'		X				X	X				X		X				X	
3200'-3399'		X				X	X				X		X				X	
3400'-3599'		X				X	X				X		X				X	
3600'-3799'		X				X	X				X		X				X	
3800'-3999'		X				X	X				X		X				X	
4000'-4199'		X				X	X				X		X				X	
4200'-4399'		X				X	X				X		X				X	
4400'-4599'		X				X	X				X		X				X	
4600'-4799'		X				X	X				X	X	X				X	
4800'-4999'		X				X	X				X	X	X				X	
5000'-5199'		X				X	X				X	X	X				X	
5200'-5399'		X				X	X				X	X	X				X	
5400'-5599'		X				X	X				X	X	X				X	
5600'-5799'		X				X	X				X	X	X				X	
5800'-5999'		X				X	X	X			X	X	X				X	
6000'-6199'		X				X	X	X			X	X	X				X	
6200'-6299'		X				X	X	X			X	X	X				X	
6300'-6399'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
6400'-6599'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
6600'-6799'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
6800'-6999'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
7000'-7199'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
7200'-7399'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
7400'-7599'		X				X	X	X		X	X	X	X				X	
7600'-7799'		X				X	X	X	X	X	X	X	X				X	
7800'-7999'		X	X			X	X	X	X	X	X	X	X				X	X
8000'-8199'		X	X			X	X	X	X	X	X	X	X				X	X
8200'-8399'		X	X			X	X	X	X	X	X	X	X				X	X
8400'-8599'		X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X				X	X
8600'-8799'		X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X
8800'-8999'		X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X

TABLA XIX INCIDENCIA DE LA INCRUSTACIÓN EN FUNCION DE LA PROFUNDIDAD

PROFUNDIDAD	POZOS																
	69	70	72	73	74	75	77	78	79	80	81	83	84	88	89	90	91
000'-199'	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
200'-399'	X		X	X	X	X		X	X	X	X	X	X		X		X
400'-599'	X			X	X	X			X		X	X	X		X		X
600'-799'	X			X	X	X			X			X	X		X		X
800'-999'	X			X	X	X						X			X		X
1000'-1199'	X			X	X	X						X			X		X
1200'-1399'	X			X	X							X			X		X
1400'-1599'	X			X	X							X			X		X
1600'-1799'	X			X	X							X			X		X
1800'-1999'	X			X	X							X			X		X
2000'-2199'	X			X	X							X			X		X
2200'-2399'	X			X	X							X			X		X
2400'-2599'	X			X	X							X			X		X
2600'-2799'	X			X	X							X			X		X
2800'-2999'	X			X	X							X			X		X
3000'-3199'	X			X	X							X			X		X
3200'-3399'	X			X	X							X			X		X
3400'-3599'	X			X	X							X			X		X
3600'-3799'	X			X	X							X			X		X
3800'-3999'	X			X	X							X			X		X
4000'-4199'	X			X	X							X			X		X
4200'-4399'	X			X	X							X			X		X
4400'-4599'	X			X	X							X			X		X
4600'-4799'	X			X	X							X			X		X
4800'-4999'	X			X	X							X			X		X
5000'-5199'	X			X	X							X			X		X
5200'-5399'	X			X	X							X			X		X
5400'-5599'	X			X	X							X			X		X
5600'-5799'	X			X	X							X			X		X
5800'-5999'	X			X	X						X	X			X		X
6000'-6199'	X	X		X	X						X	X			X		X
6200'-6299'	X	X		X	X		X	X			X	X			X		X
6400'-6599'	X	X		X	X		X	X			X	X			X		X
6600'-6799'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
6800'-6999'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
7000'-7199'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
7200'-7399'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
7400'-7599'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
7600'-7799'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
7800'-7999'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X			X		X
8000'-8199'	X	X		X	X	X	X	X		X	X	X		X	X		X
8200'-8399'	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X		X	X		X
8400'-8599'	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X		X	X		X
8600'-8799'	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X		X	X		X
8800'-8999'	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X		X

**LIMPIEZAS ACIDAS SIN TORRE (COILED TUBING)  
DE POZOS CANDIDATOS 1998  
SSFD - 84**

**1998**

<b>Tipo de trabajo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Costo</b>	<b>Dias paralizados</b>	<b>Resultado</b>
Limpieza al tubing con 500 gls de HCl @15% y solventes.	28- IV -98	US\$ 7386	1	Exitoso
Limpieza al tubing con 1000 gls de HCl @15%	8- VI-98	US\$ 8182	1	Exitoso
			2	

TABLA XXIII LIMPIEZAS ACIDAS DEL SSF-84

**LIMPIEZAS ACIDAS SIN TORRE (COILED TUBING)  
DE POZOS CANDIDATOS 1998  
SSFD - 06B**

**1998**

<b>Tipo de Trabajo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Costo</b>	<b>Días Parados</b>	<b>Resultado</b>
Limpieza al tubing con HCl.	25-II-98	US\$ 20001	1	Exitoso
Limpieza al tubing con JP-1 y HCl	5-VI-98	US\$ 7728	1	Exitoso
Limpieza al tubing con HCl @ 15%	31-VII-98	US\$ 9306	1	Exitoso
Limpieza al tubing con solventes y ácido	31-X-98	US\$ 9166	1	Exitoso
			4	

XX LIMPIEZAS ACIDAS EN EL SSF-06B

**LIMPIEZAS ACIDAS SIN TORRE (COILED TUBING)  
DE POZOS CANDIDATOS 1998**

**SSFD-22A**

**1998**

<b>Tipo de Trabajo</b>	<b>Fecha</b>	<b>Costo</b>	<b>Días Paralizados</b>	<b>Resultado</b>
Limpieza al tubing con 750 gls	3-I-98	US\$ 9529	1	Exitoso
Limpieza a la camisa de la arena T con solventes y HCl @15%	16-II-98	US\$ 17317	1	Exitoso
Limpieza a la tubería con solventes y HCl	10-IV-98	US\$ 11965	1	Exitoso
Limpieza al tubing con solventes y ácido	2-VI-98	US\$ 17042	1	Exitoso
Limpieza a la camisa de la arena T	4-VIII-98	US\$ 11749	1	Exitoso
			5	

TABLA XXI LIMPIEZAS ACIDAS DEL SSF-22A

## LIMPIEZAS ACIDAS SIN TORRE (COILED TUBING) DE POZOS CANDIDATOS 1998

SSF-74

1998

Tipo de Trabajo	Fecha	Costo	Días Paralizados	Resultado
Limpieza al tubing con 500gs de HCl @15%	18-II-98	US\$ 7800	1	Exitoso
Limpieza al tubing con 500gs de HCl @15%	29-IV-98	US\$ 6467	1	Exitoso
Limpieza al tubing con 500gs de HCl @15%	21-V-98	US\$ 8683	1	Exitoso
Limpieza al tubing más carisa de la arena T con HCl @15%	29-VI-98	US\$ 11612	1	Exitoso
			4	

TABLA XXII LIMPIEZAS ACIDAS DEL SSF-74



**Consumo de químicos inhibidores de incrustaciones  
Periodo 1998**

	<b>SSF-06B</b>	<b>SSF-22A</b>	<b>SSF-74</b>	<b>SSF-84</b>
<b>Ene-98</b>	57	0	0	87
<b>Feb-98</b>	57	0	0	83
<b>Mar-98</b>	47	49	0	73
<b>Abr-98</b>	42	18	0	60
<b>May-98</b>	43	25	14	61
<b>Jun-98</b>	63	20	29	101.5
<b>Jul-98</b>	51	7	21	50
<b>Ago-98</b>	44	24	30.5	49
<b>Sep-98</b>	76.5	18	36	41.5
<b>Oct-98</b>	52	26	19	47
<b>Nov-98</b>	69	37	30	12
<b>Dic-98</b>	45	43	17	30
<b>TOTAL DE Gal.</b>	646.5	267	196.5	695
<b>BWPA</b>	470226	461267	416031	667280
<b>Costo (US\$/Gal)</b>	9	9	9	9
<b>Rendimiento (BWPA/Galones)</b>	727.34	1727.6	2117	960
<b>Rendimiento (BWPA/US\$)</b>	80.81	193.2	235.24	106.68
<b>Costo total tratam (US\$/año)</b>	5818.5	2403	1768.5	6255

TABLA XXIV CONSUMO DE QUIMICOS ANTIINCRUSTANTES

**Site Information**

Company	Petroproducción
Field	SSFD
Point	Well 74 (T)
Date	August 9.1999

**Water Analysis (mg/L)**

Component	mg/L	mM
Calcio	440	11
Magnesio	60	2.5
Bario	0	0
Estroncio	0	0
Sodio*	5691	247.5
Alcalinidad Bicarbonato	1342	22
Sulfato	202	2.1
Cloruro	8800	248.2

\* -Valor calculado

**Synthetic Brine**

"Cation" Brine	"Anion" Brine
Weigh out and dissolve up to 0.5 liters	Weigh out and dissolve up to 0.5 liters
1.61 gr of CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	1.85 gr of NaHCO <sub>3</sub>
0.5 gr of MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	0.3 gr of Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
6.47 gr of NaCl	6.47 gr of NaCl

**Site Information**

Company	Petroproducción
Field	SSFD
Point	Well 90 (U)
Date	August 9.1999

**Water Analysis (mg/L)**

Component	mg/L	mM
Calcio	6200	154.7
Magnesio	624	25.7
Bario	0	0
Estroncio	0	0
Sodio*	30912	1344.6
Alcalinidad Bicarbonato	366	6
Sulfato	55	0.6
Cloruro	60200	1698.2

\* -Valor calculado

**Synthetic Brine**

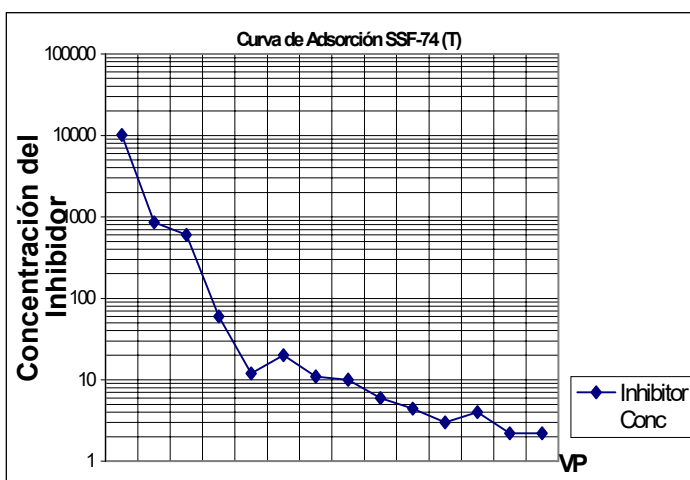
"Cation" Brine	"Anion" Brine
Weigh out and dissolve up to 0.5 liters	Weigh out and dissolve up to 0.5 liters
22.74 gr of CaCl <sub>2</sub> *2H <sub>2</sub> O	0.5 gr of NaHCO <sub>3</sub>
5.22 gr of MgCl <sub>2</sub> *6H <sub>2</sub> O	0.08 gr of Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
39.08 gr of NaCl	39.08 gr of NaCl

**Tabla XXV** Salmueras sintéticas para Evaluación en cores

**TABLA XXVI**  
Perfiles de Adsorción de Fosfonatos en cores seleccionados

**Curva de Adsorción para SSF-74 arena T**

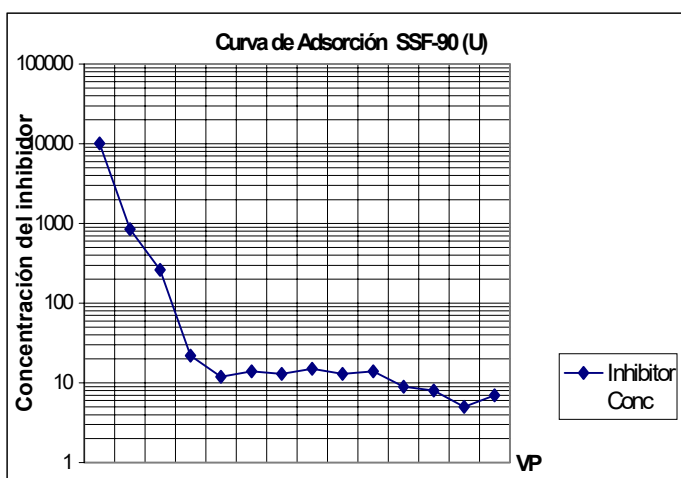
Inhibitor Conc (ppm)	Pore Volumes
10100	1
860	2
600	3
60	5
12	10
20	20
11	25
10	30
6	40
4.4	50
3	70
4	85
2.2	100
2.2	130



Solución supersaturada de pH=1.49 @ 10100 ppm, tiempo de cierre= 1 día  $q=1$  mL/min.

**Curva de adsorción para SSF-90 arena U**

Inhibitor Conc	Pore Volumes
10100	1
850	2
262	3
22	5
12	10
14	20
13	25
15	30
13	40
14	50
9	70
8	85
5	100
7	130



Solución supersaturada pH=1.49 @ 10100 ppm tiempo de cierre 1 día  $q=1$  mL/min



Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

## Section 1: Well Completion

Packer Depth ..... 8390.0 ft  
 Completion Type ..... PERFS  
 Treatment Path ..... TUBING  
 Displacement Volume ..... 103.4 bbl

### Perforations

Entrance Diameter ..... 0.36 in  
 .....  
 Phasing ..... 30 deg

### Gravel Pack

Gravel Pack Top (MD) ..... 7604.0 ft  
 Gravel Pack Bottom (MD) ..... 7650.0 ft  
 Gravel Pack Screen OD ..... 4.000 in  
 Gravel Pack Permeability ..... 100000 md

### Coiled Tubing

Total Length ..... 12000.0 ft  
 End Depth ..... 8445.0 ft  
 Inside Diameter ..... 1.264 in  
 Outside Diameter ..... 1.500 in  
 Weight ..... 1.742 lb/ft

### Tubulars

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.3	2.990	8377.0
2.375	5.8	1.867	8445.0

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
7.000	26.0	6.276	9288.0

## Section 2: Hole Survey

Deviated Hole ..... NO



Dowell

Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Hole Survey						
MD (ft)	TVD (ft)	Deviation Angle (deg)	Deviation Build Rate (deg/100ft)	Azimuth Angle (deg)	Azimuth Build Rate (deg/100ft)	Dogleg Severity (deg/100ft)
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9340.0	9340.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

### Section 3: Reservoir Fluid

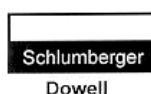
Well Type ..... OIL  
 Reservoir Temperature ..... 225 degF  
 Oil Gravity ..... 28.0 degAPI  
 Initial Gas/Oil Ratio (GOR) ..... 374 scf/bbl  
 Bubble Point Pressure ..... 2826 psi

### Section 4: Reservoir

Reservoir Pressure ..... 2800 psi  
 Well Spacing ..... 160 acres  
 Wellbore Diameter ..... 8.50 in

### Saturations

Oil Saturation ..... 50.0 %  
 Gas Saturation ..... 0.0 %  
 Water Saturation ..... 50.0 %



Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

## Section 5: Zones Properties

Zone		
Zone Number	1	2
Zone Name	ZONE 1	ZONE 2
Top MD (ft)	9240.0	9268.0
Bottom MD (ft)	9260.0	9280.0

### Properties

Permeability (md)	400	400
Kh/Kv ( )	10.00	10.00
Porosity (%)	17.0	17.0
Damage Penetration (in)	6.000	6.000
Gradient (psi/ft)	0.700	0.700

### Formation Lithology

Quartz (%)	92.0	92.0
Mica (%)	0.0	0.0
Calcite (%)	1.0	1.0
Dolomite (%)	0.0	0.0
K-Feld (%)	0.0	0.0
Na-Feld (%)	0.0	0.0
Kaolinite(%)	5.0	5.0
Mixed Layer(%)	1.0	1.0
Smectite (%)	0.0	0.0
Illite (%)	1.0	1.0
Glauconite (%)	0.0	0.0
Chlorite (%)	0.0	0.0
Zeolites (%)	0.0	0.0

### Formation Damage Lithology

Non-Soluble (%)	0.0	0.0
HCl Soluble Scales (%)	100.0	100.0
HCl Sol Polymer (%)	0.0	0.0
Silica Scale (%)	0.0	0.0
Quartz (%)	0.0	0.0
Mica (%)	0.0	0.0
K-Feld (%)	0.0	0.0
Na-Feld (%)	0.0	0.0
Kaolinite(%)	0.0	0.0
Smectite/Bentonite (%)	0.0	0.0
Illite (%)	0.0	0.0
Glauconite (%)	0.0	0.0
Chlorite (%)	0.0	0.0
Zeolites (%)	0.0	0.0

### Perforations

Top MD (ft)	9240.0	9268.0
Bottom MD (ft)	9260.0	9280.0



Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Formation Damage Type	
Zone Name	Damage Type
ZONE 1	Scale - Calcite (CaCO <sub>3</sub> )
ZONE 2	Scale - Calcite (CaCO <sub>3</sub> )

### Section 6: Pre-Treatment Skin Analysis (Acid Placement)

Total Production ..... 2474 STB/D  
 Bottom Hole Flowing Pressure ..... 2267 psi

Zone No.	Deviation & Partial Completion Skin	Perf. & Gravel Pack Skin	Damage Skin	Total Skin	Production (%)	Porosity (%)
1	0.0	-1.1	11.1	10.0	63.0	17.0
2	0.0	-1.1	11.5	10.4	37.0	17.0

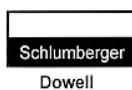
<b>All</b>	-0.0	-1.1	11.3	10.2		
------------	------	------	------	------	--	--

Note: Production Data has been used to compute the Damage Skin.

### Section 7: Pumping Schedule (Acid Placement)

Sandface Pumping Schedule							
Step No.	Step Name	Fluid Name	Rate (bbl/min)	Volume (bbl)	# of Balls	N <sub>2</sub> (scf/bbl)	Post Step Shut-in (min)
1	PF: Preflush	CLEAN SWEEP	1.00	19.0	0	0	0.0
2	PF: Preflush	HCl 15%	1.00	19.0	0	0	0.0
3	MF: Main Fluid	HCl 5%+Inhibitor	1.00	38.0	0	0	0.0
4	OF: Overflush	NH <sub>4</sub> Cl BRINE	1.00	95.0	0	0	0.0

Displacement Volume ..... 103.4 bbl



Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Surface Pumping Schedule								
Time (min)	Step Name	Fluid Name	Liq Rate (bbl/min)	Liq Vol (bbl)	Cum Liq Vol (bbl)	N2 Rate Insitu (bbl/min)	N2 Rate Stand (scf/min)	Cum N2 Vol (Mscf)
19.0	PF: Preflush	CLEAN SWEEP I (Circ.)	1.00	19.0	19.0	0.00	0	0.0
38.0	PF: Preflush	HCl 15% (Circ.)	1.00	19.0	38.0	0.00	0	0.0
76.0	MF: Main Fluid	HCl 5%+Inhibitor (Circ.)	1.00	38.0	76.0	0.00	0	0.0
103.4	OF: Overflush	NH4Cl BRINE (Circ.)	1.00	27.4	103.4	0.00	0	0.0
171.7	OF: Overflush	NH4Cl BRINE	0.85	67.6	171.0	0.00	0	0.0
181.8	DS: Displacement	NH4Cl BRINE	0.99	10.0	181.0	0.00	0	0.0

### Section 8: Fluid Placement (Acid Placement)

Final Skin ..... 0.80  
 Total Pump Time ..... 172.0 min

### Fluid Volume per Zone per Step

The following table gives the fluid volume distribution per zone and per step.

Fluid Name	#1 (gal/ft)	#2 (gal/ft)
CLEAN SWEEP I	29.46	17.93
HCl 15%	25.53	24.50
HCl 5%+Inhibitor	49.82	51.07
NH4Cl BRINE	122.80	120.87

### Total Fluid Volume and Fluid Volume per Zone

The following table gives the total volume pumped of each fluid and the total fluid volume distribution per zone.

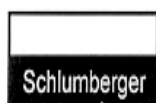
Fluid Name	Volume (bbl)	#1 (gal/ft)	#2 (gal/ft)
CLEAN SWEEP I	19.0	29.46	17.93
HCl 15%	19.0	25.53	24.50
HCl 5%+Inhibitor	38.0	49.82	51.07
NH4Cl BRINE	95.0	122.80	120.87
** TOTAL **	171.0		

### Post-Treatment Damage Skin per Zone

The following table gives the damage skin evolution per zone and per step.

Fluid Name	#1	#2
CLEAN SWEEP I	2.17	4.40
HCl 15%	0.82	0.84





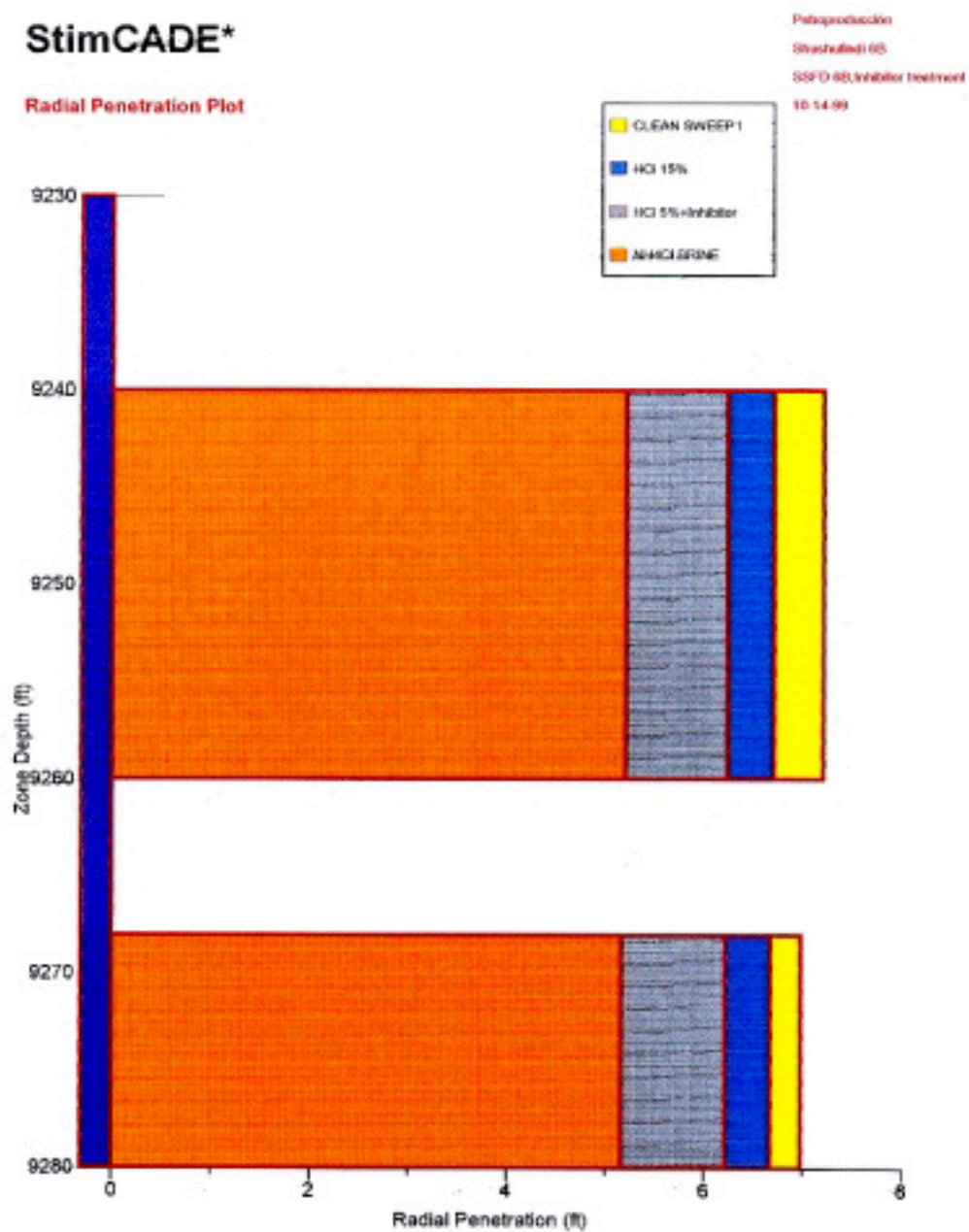
Dowell

Client : Petroproducción  
Well : Shushufindi 6B  
Formation : Napo  
District : QEC  
Country : Ecuador  
Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Fluid Name	#1	#2
HCl 5%+Inhibitor	0.80	0.80
NH4Cl BRINE	0.80	0.80

# StimCADE\*

Radial Penetration Plot



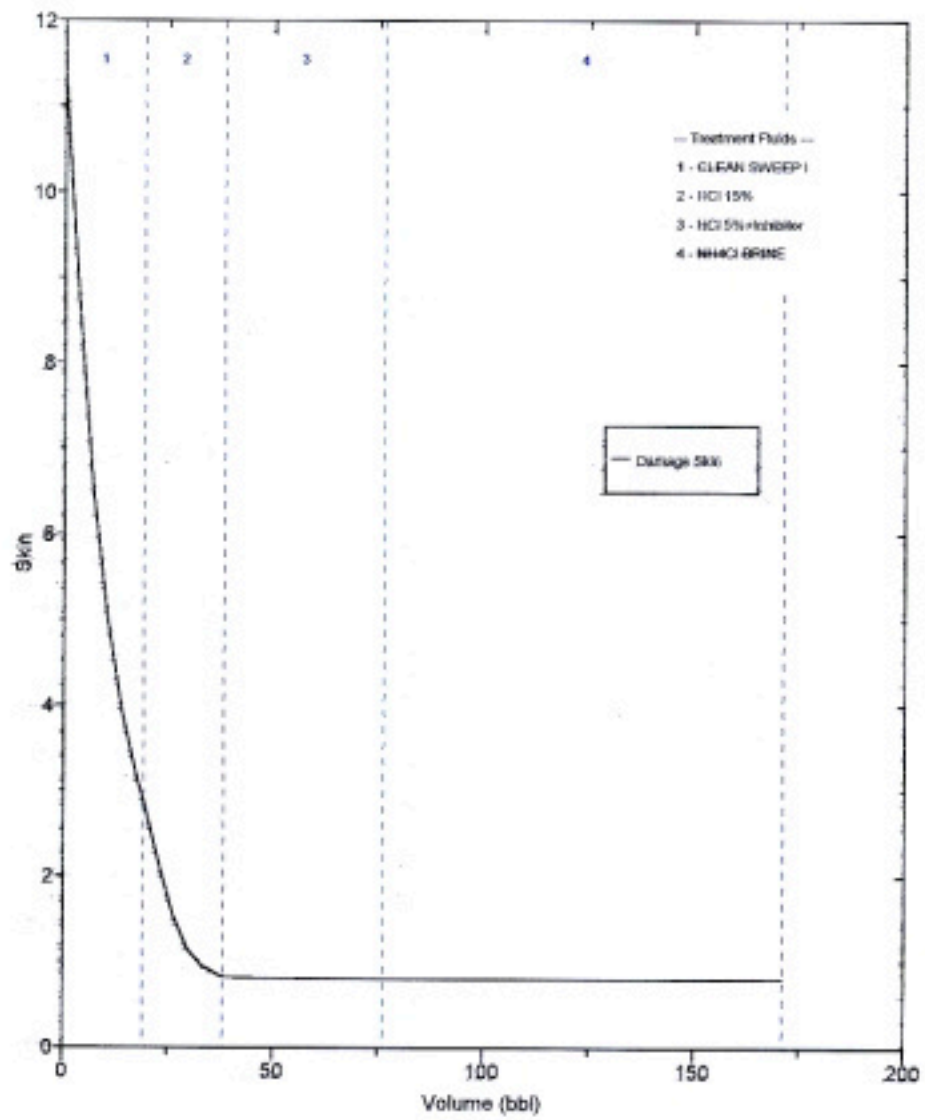
\*Mark of Schlumberger



# StimCADE\*

Acid Placement: Skin vs. Volume

Petroprodacade  
Sheshalrat 99  
SOPD 64L Inhibitor treatment  
10-14-99



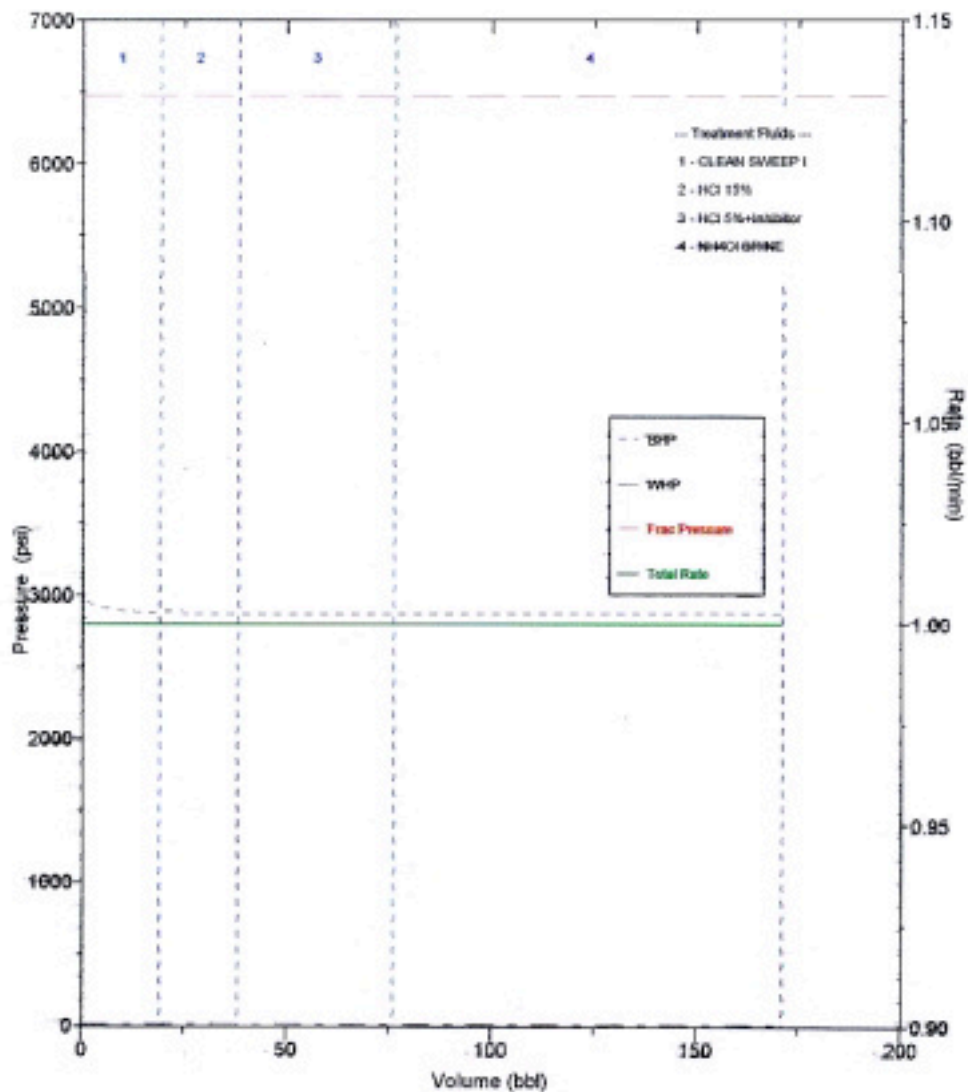
\*Mark of Schlumberger



# StimCADE\*

Petroprocesso  
 Chesapeake E&P  
 SDFD 62, Inhibitor Treatment  
 10-14-09

Acid Placement: Pressures & Rate vs. Volume



\*Mark of Schlumberger



# **ANEXOS**

**ANEXO 1**

**IONES SELECCIONADOS, COMPUESTOS Y  
PESOS EQUIVALENTES**

<b>CATIONES</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Peso Equivalente</b>
<b>Bario</b>	Ba <sup>++</sup>	68.7
<b>Calcio</b>	Ca <sup>++</sup>	20
<b>Hidrógeno</b>	H <sup>+</sup>	1
<b>Hierro</b>		
<b>Ferroso</b>	Fe <sup>++</sup>	27.9
<b>Ferrico</b>	Fe <sup>+++</sup>	18.6
<b>Magnesio</b>	Mg <sup>++</sup>	12.2
<b>Sodio</b>	Na <sup>+</sup>	23
<b>Estroncio</b>	Sr <sup>++</sup>	48.6

<b>ANIONES</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Peso Equivalente</b>
<b>Bicarbonato</b>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	61
<b>Carbonato</b>	CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	30
<b>Cloruros</b>	Cl <sup>-</sup>	35.5
<b>Hidroxilo</b>	OH <sup>-</sup>	17
<b>Oxido</b>	O <sup>=</sup>	8
<b>Fosfato</b>	PO <sub>4</sub> <sup>= -</sup>	31.6
<b>Sulfato</b>	SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	48
<b>Sulfidro</b>	S <sup>=</sup>	16
<b>Sulfito</b>	SO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	40

<b>COMPUESTOS Y GASES</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Valencia</b>	<b>PESO EQUIVALENTE</b>
<b>SULFATO DE BARIO</b>	Ba SO <sub>4</sub>	2	117
<b>CARBONATO DE CALCIO</b>		2	50
<b>SULFATO DE CALCIO</b>		2	68
<b>DIOXIDO DE CARBONO</b>		2	22
<b>CLORO</b>		2	35.5
<b>CARBONATO FERROSO</b>		2	58
<b>OXIDO FERRICO</b>		6	26.6
<b>OXIGENO</b>		4	8
<b>BICARBONATO DE SODIO</b>		1	84
<b>CLORURO DE SODIO</b>		1	58.5

**ANEXO 2**

**FACTORES DE CONVERSION DEL CARBONATO DE CALCIO**

<b>Para Convertir de</b>	<b>a</b>	<b>Ión</b>	<b>multiplicar por</b>
ppm como CaCO <sub>3</sub>	ppm del ión	Ca <sup>++</sup>	0.4
		Mg <sup>++</sup>	0.243
		K <sup>+</sup>	0.782
		Na <sup>+</sup>	0.46
		Ba <sup>++</sup>	1.374
		Sr <sup>++</sup>	0.876
		Fe <sup>++</sup>	0.558
		Fe <sup>+++</sup>	0.372
		Cl <sup>-</sup>	0.709
		HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	1.22
		OH <sup>-</sup>	0.34
		SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	0.96
		CO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	0.6

**Factor de Conversión=**  $\frac{\text{Peso equivalente del ión}}{\text{Peso equivalente del CaCO}_3}$

**Factor de Conversión=**  $\frac{\text{Peso equivalente del ión}}{50}$

### Anexo 3

#### Propiedades principales del ácido clorhídrico y productos de reacción

	7,5% HCL	15% HCL	20% HCL	25% HCL	28% HCL
Densidad del ácido en lb/pg	8,644	8,961	9,169	9,385	9,521
Peso específico del ácido a 60°F	1,037	1,075	1,1	1,126	1,142
Galones de agua en ácido	959	914	879	845	822
Libras de gas HCl en ácido	648	1344	1834	2346	2666
Lbs de CaCO3 disuelto (como calcita)	888	1843	2512	3213	3652
Pie3 de CaCO3 disuelto	5,25	10,9	14,9	19	21,6
Lbs de dolomita disuelta	824	1700	2315	2960	3367
Pie3 de dolomita disuelta	4,6	9,5	12,93	16,56	18,8
Lbs de CO2	391	811	1105	1414	1607
Pie3 de CO2 a presión y temperatura standard	3190	6620	9015	11540	13115
Lbs de H2O formada	160	331	452	579	657
Galones de H2O formados	19,2	39,7	54,2	69,5	78,8
Galones aproximados de agua en el ácido gastado	1011	1020	1025	1032	1035
Viscosidad del ácido gastado (agua=1.0)	1,35	1,94	2,69	3,4	3,9
Peso específico del ácido gastado	1,096	1,175	1,233	1,295	1,340
Densidad el ácido gastado en lbs/gal	9,14	9,79	10,280	10,79	11,170
Concentración del ácido gastado como cloruro de calcio	11%	20%	26%	32%	36%

Basado en 1000 gal de ácido



## ANEXO 4

### CARACTERISTICAS TECNICAS DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

#### REDA

TIPO DE BOMBA	RANGO OPT. EFIC.	PRODUCCION	PIE/ETAPA	HP/ ETAPA
DN260	100-450	350	15	0.093
DN450	350-550	500	15.8	0.129
DN800	500-1000	800	23	0.24
DN1000	700-1250	1000	21	0.27
DN1300	960-1240	1400	18.3	0.32
DN1350	950-1800	1500	18.7	0.36
DN3000	2100-3700	3500	14.5	0.62
GN2000	1500-2500	2000	38.8	0.98
GN2100	1650-2500	2100	41.5	1.06
GN2500	1800-3100	2500	42	1.3
GN4000	3200-4800	4000	34.4	1.48
GN5200	3900-6600	5500	28	1.73

#### CENTRILIFIT

TIPO DE BOMBA	RANGO OPT. EFIC.	PRODUCCION	PIE/ETAPA	HP / ETAPA
FC300	180-460	320	19.5	0.105
FC470	350-570	470	20.5	0.19
FC650	450-850	650	26	0.22
FC925	500-1150	1200	24	0.27
FC1200	950-1640	1200	24.5	0.34
FC1600	1600-2100	1600	24	0.46
FC2200	1500-2800	2200	24	0.65
FC2700	1800-3500	2700	22.5	0.75
FC4300	3000-5200	4300	20	0.9
FC6000	3600-6800	6000	19.7	1.3
GC1200	800-1560	1200	43.5	0.725
GC1700	1300-2200	1700	48	0.97
GC2200	1500-3000	2200	47	1.25
GC3000	2200-3600	3000	41	1.375
GC3500	2200-4700	3500	46	1.8
GC4100	2800-5600	4100	43	1.9
GC6100	3600-8000	6100	37	2.5

**OPERACIÓN DE BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES  
DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

<b>POZO</b>	<b>BOMBA</b>	<b>MARCA</b>	<b>No. ETAPAS</b>	<b>Prof. descarga(ft)</b>
<b>SSF-06B</b>	GC2200	C	134	8451
<b>SSF-14</b>	FC4300	C	216	8690
<b>SSF-19</b>	DN2150	R	217	8756
<b>SSF-20</b>	GN4000	R	146	8318
<b>SSF-22B</b>	DN3000	R	208	8274
<b>SSF-24</b>	DN1300	R	256	8745
<b>SSF-28</b>	GC4100	C	129	8958
<b>SSF-42B</b>	GC3500	C	112	8480
<b>SSF-45B</b>	DN3000	R	266	8655
<b>SSF-57</b>	DN280	R	346	8122
<b>SSF-61</b>	GN2000	R	154	8597
<b>SSF-62</b>	GC3500	C	164	8930
<b>SSF-63</b>	GN2500	R	154	8521
<b>SSF-65</b>	DN800	C	306	8680
<b>SSF-67</b>	GC6100	C	142	8138
<b>SSF-69</b>	GC2200	C	103	8714
<b>SSF-72</b>	DN800	R	306	8680
<b>SSF-73</b>	GC1700	C	123	8480
<b>SSF-75</b>	GN5200	R	118	8582
<b>SSF-80</b>	GC6100	C	130	7970
<b>SSF-81</b>	FC1200	C	260	8818
<b>SSF-83</b>	DN1000	C	306	8490
<b>SSF-84</b>	GC3500	C	163	8718
<b>SSF-88</b>	FC925	C	228	8652
<b>SSF-89</b>	GN2500	R	154	8485
<b>SSF-90</b>	DN800	R	306	8695
<b>SSF-91</b>	GN2100	R	99	8784

*C: CENTRILIFT*

*R: REDA SCHLUMBERGER*

**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

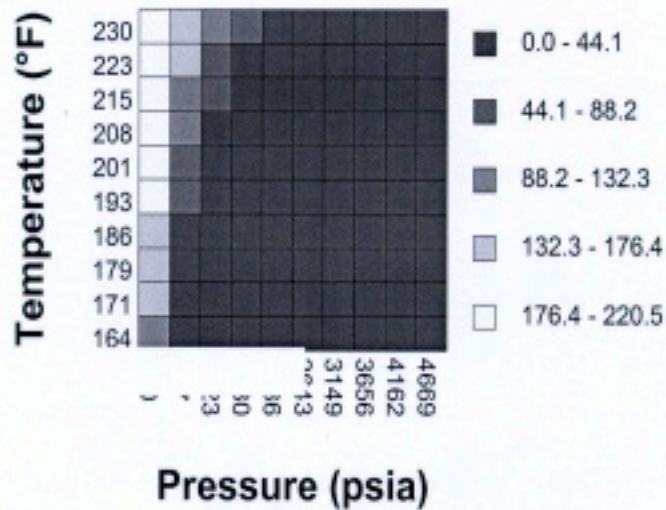
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 06B (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		110	617	1123	1630	2136	2643	3149	3656	4162	4669
Temperature (°F)	164	118.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	171	135.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	179	153	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	186	167.4	17.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	193	179.8	45.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	201	191.3	72.7	3.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	208	200.8	93.7	30.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	215	208.5	114.8	57.4	11.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	223	215.2	135.8	84.2	42.1	7.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	230	220.5	151.1	105.2	66.9	34.4	5.7	N/A	N/A	N/A	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

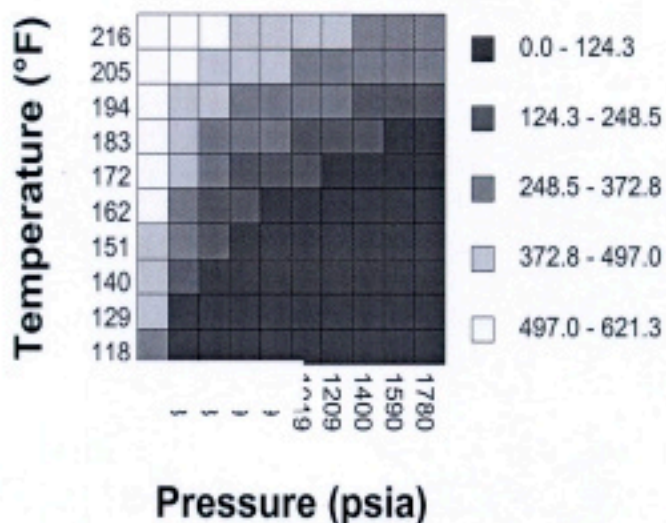
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 09 (U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		68	258	448	639	829	1019	1209	1400	1590	1780
Temperature (°F)	118	317.5	21.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	129	380.5	120.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	140	432.5	208	71.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	151	473.5	281.9	164.2	76.6	5.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	162	509.1	344.9	246.3	169.7	109.5	54.7	N/A	N/A	N/A	N/A
	172	539.2	396.9	312	240.9	186.1	136.9	98.5	54.7	21.9	N/A
	183	565.2	446.2	372.3	312	262.8	224.4	180.7	147.8	115	87.6
	194	587.1	484.5	421.5	372.3	331.2	295.6	260	227.2	202.5	175.2
	205	604.9	520.1	462.6	421.5	383.2	353.1	328.5	298.3	273.7	251.8
	216	621.3	547.4	500.9	465.3	435.2	407.8	380.5	361.3	339.4	317.5

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

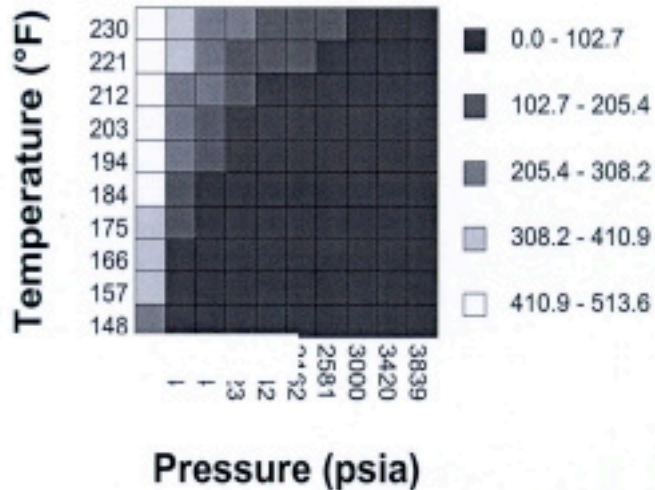
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 14 (U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		65	484	904	1323	1742	2162	2581	3000	3420	3839
Temperature (°F)	148	285.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	157	320.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	354.7	49.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	175	384.3	108.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	184	411.4	162.6	44.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	194	439.7	216.8	108.4	29.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	203	460.7	261.1	162.6	93.6	34.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	212	480.4	298.1	211.9	147.8	93.6	49.3	4.9	N/A	N/A	N/A
	221	497.6	335	256.2	197.1	147.8	103.5	69	34.5	N/A	N/A
	230	513.6	367.1	293.1	241.4	197.1	160.1	123.2	93.6	64	34.5

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

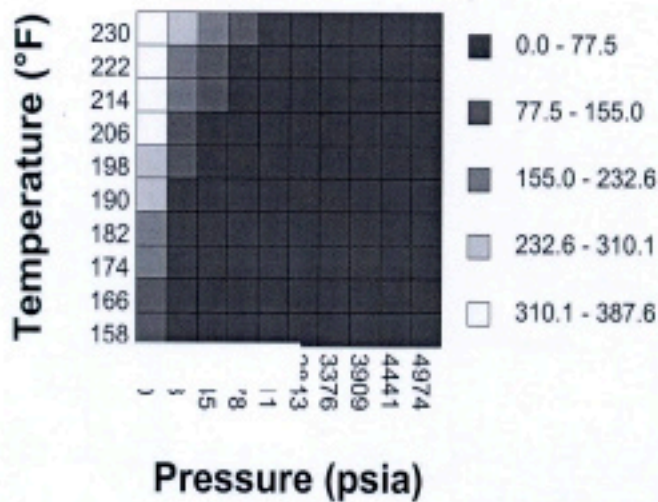
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 19(U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		180	713	1245	1778	2311	2843	3376	3909	4441	4974
Temperature (°F)	158	96.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	140.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	174	183.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	182	223.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	190	256.2	35	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	198	289	87.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	206	317.5	131.4	26.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	214	343.8	177.4	78.8	4.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	222	365.7	214.6	124.8	56.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	230	387.6	247.4	166.4	105.1	52.6	4.4	N/A	N/A	N/A	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

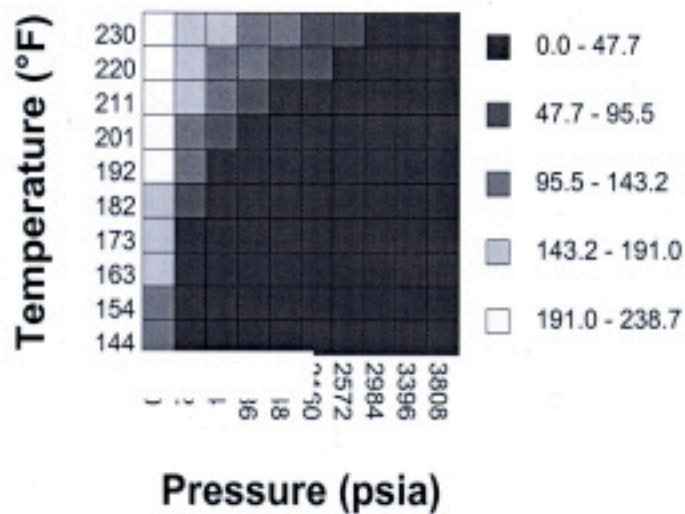
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 20 (U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		100	512	924	1336	1748	2160	2572	2984	3396	3808
Temperature (°F)	144	107.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	154	134.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	163	154.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	173	174.1	43.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	182	188.3	76.6	6.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	192	202.5	105.1	46	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	201	212.9	129.2	78.8	37.2	4.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	211	223.9	153.3	107.3	74.5	43.8	15.3	N/A	N/A	N/A	N/A
	220	231.6	169.7	131.4	100.7	76.6	50.4	30.7	8.8	N/A	N/A
	230	238.7	187.2	154.4	127	105.1	85.4	65.7	46	30.7	15.3

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

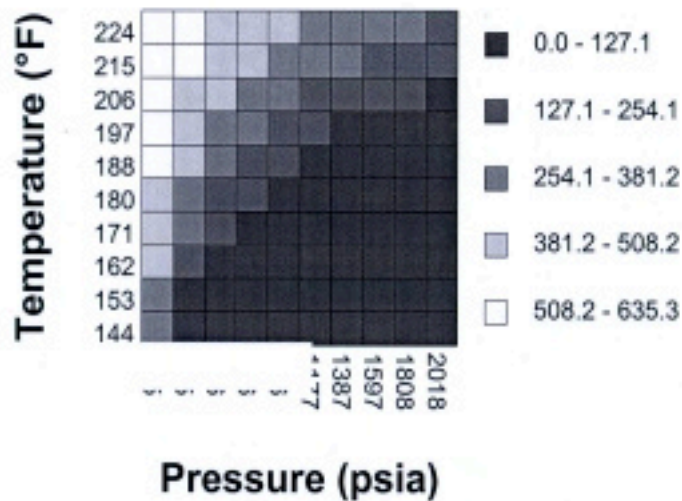
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 22A (U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		125	335	546	756	966	1177	1387	1597	1808	2018
Temperature (°F)	144	289	30.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	153	349.3	120.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	162	409.5	204.7	66.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	171	454.6	274	156.6	54.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	180	496.8	337.2	228.8	144.5	72.3	6	N/A	N/A	N/A	N/A
	188	526.9	388.4	289	216.8	150.5	96.3	36.1	N/A	N/A	N/A
	197	563	439.6	349.3	283	225.8	174.6	126.5	90.3	48.2	6
	206	590.1	481.7	403.5	346.2	295.1	246.9	210.8	174.6	132.5	102.4
	215	614.2	520.9	451.6	400.4	355.3	313.1	277	240.9	216.8	186.7
	224	635.3	551	493.8	448.6	409.5	373.3	337.2	307.1	277	252.9

# Calcite PTB





**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

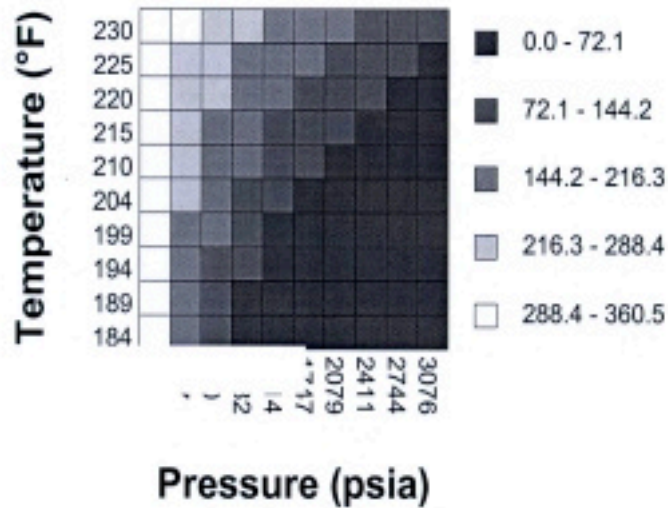
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 22B (U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		85	417	750	1082	1414	1747	2079	2411	2744	3076
Temperature (°F)	184	297.3	165.9	88.7	32.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	189	305.5	183.9	111.7	59.1	13.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	194	314.5	200.4	131.4	82.1	39.4	3.3	N/A	N/A	N/A	N/A
	199	323.5	215.1	154.4	105.1	65.7	32.8	N/A	N/A	N/A	N/A
	204	330.1	229.9	174.1	126.5	92	59.1	26.3	N/A	N/A	N/A
	210	339.1	246.3	193.8	151.1	118.2	85.4	62.4	36.1	13.1	N/A
	215	344.9	259.5	208.6	170.8	138	111.7	85.4	62.4	39.4	16.4
	220	350.6	272.6	226.6	187.2	157.7	131.4	108.4	85.4	65.7	42.7
	225	355.6	282.5	239.8	203.6	175.7	151.1	128.1	108.4	88.7	69
	230	360.5	293.1	252.9	220.1	193.8	170.8	149.4	128.1	108.4	92

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

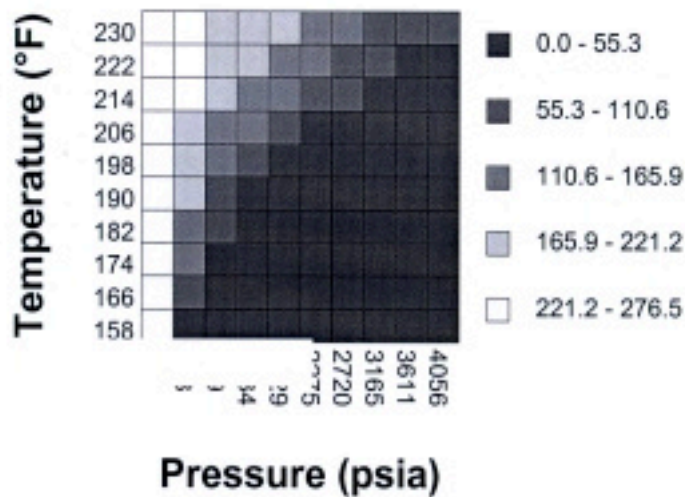
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 24 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		48	493	939	1384	1829	2275	2720	3165	3611	4056
Temperature (°F)	158	244.8	39.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	252.5	80.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	174	259	118	21.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	182	263.4	148.7	63.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	190	267.2	174.9	104.9	41.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	198	270.3	194.6	135.5	83.1	39.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	206	272.4	212	161.8	118	80.9	43.7	8.7	N/A	N/A	N/A
	214	274.1	226.3	185.8	148.7	115.9	83.1	56.8	26.2	N/A	N/A
	222	275.5	238.3	203.3	174.9	144.3	118	94	65.6	43.7	21.9
	230	276.5	247	220.8	194.6	170.5	148.7	126.8	104.9	83.1	63.4

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

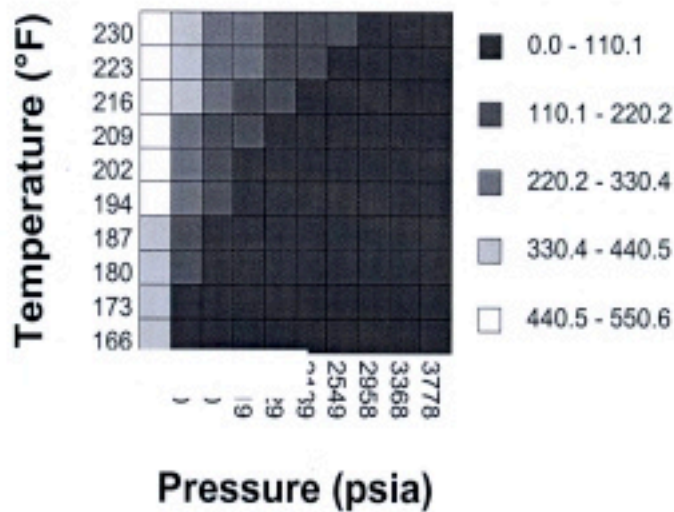
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 28(U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		90	500	910	1319	1729	2139	2549	2958	3368	3778
Temperature (°F)	166	349.8	49.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	173	379.8	101.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	180	409.9	147.6	16.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	187	434.5	191.3	71	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	194	456.3	235	120.2	32.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	202	482.3	278.7	169.4	98.4	32.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	209	501.4	311.5	213.1	142.1	87.4	32.8	N/A	N/A	N/A	N/A
	216	519.2	344.3	251.4	188.5	131.2	87.4	43.7	5.5	N/A	N/A
	223	535.6	374.4	289.7	229.5	174.9	131.2	92.9	54.7	21.9	N/A
	230	550.6	401.7	322.4	267.8	218.6	174.9	139.4	103.8	76.5	43.7

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

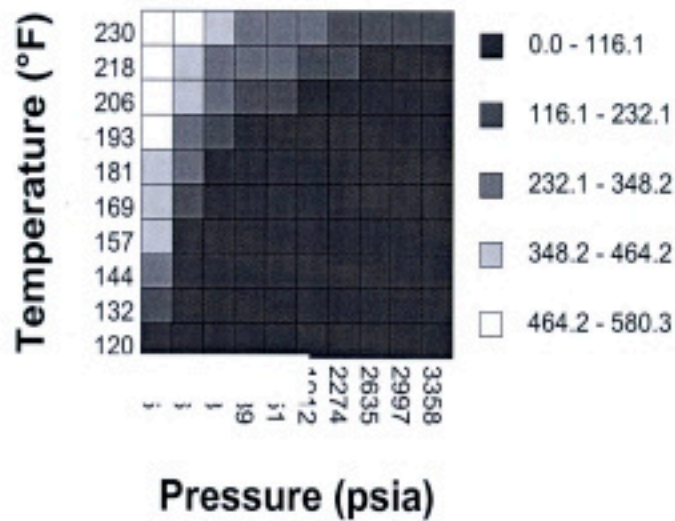
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 42B (U+T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		105	466	828	1189	1551	1912	2274	2635	2997	3358
Temperature (°F)	120	109.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	132	202.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	144	279.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	157	350.4	54.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	169	402.4	153.3	10.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	181	451.6	232.7	109.5	16.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	193	489.9	301.1	197.1	115	49.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	206	528.3	369.5	279.2	210.8	153.3	98.5	54.7	16.4	N/A	N/A
	218	557	418.8	342.1	284.7	232.7	186.1	147.8	109.5	76.6	49.3
	230	580.3	465.3	396.9	344.9	301.1	262.8	229.9	197.1	169.7	136.9

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

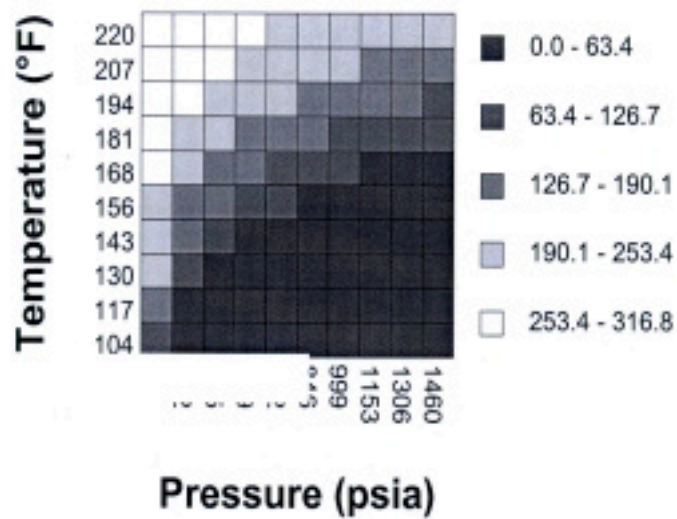
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 44 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		78	232	385	539	692	846	999	1153	1306	1460	
Temperature (°F)	104	117.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	117	161.5	30.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	130	199.8	93.1	21.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	143	229.9	142.3	84.9	38.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	156	253.2	182	134.1	98.5	65.7	32.8	8.2	N/A	N/A	N/A	N/A
	168	270.3	213.5	175.2	142.3	115	93.1	71.2	46.5	30.1	10.9	
	181	286	239.5	208	182	158.8	139.6	123.2	106.7	87.6	76.6	
	194	298.3	261.4	236.8	214.9	197.1	180.7	167	150.5	139.6	125.9	
	207	308.6	279.2	257.3	240.9	227.2	213.5	199.8	188.9	177.9	168.3	
	220	316.8	292.2	275.1	261.4	249.1	238.1	229.9	219	212.1	203.9	

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

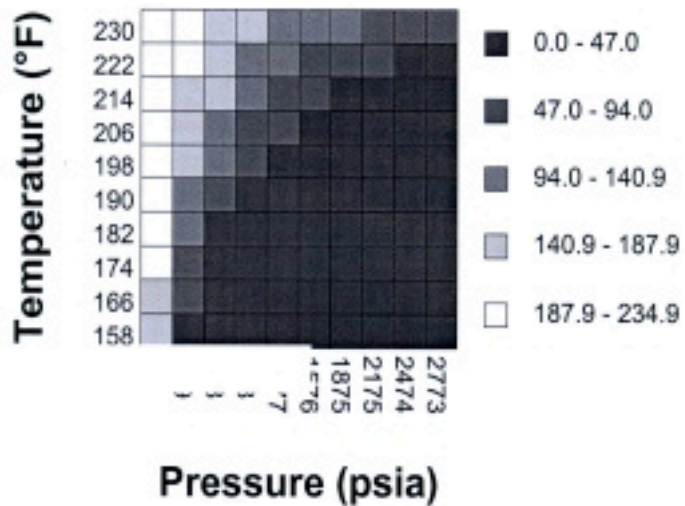
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 45B (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		80	379	678	978	1277	1576	1875	2175	2474	2773	
Temperature (°F)	158	164.5	15.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	179.8	49.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	174	192.2	82.3	9.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	182	202.8	107.1	45.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	190	211.4	130.1	74.6	30.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	198	218.1	149.2	103.3	65	30.6	3.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	206	224.3	167.4	124.3	91.8	61.2	36.3	11.5	N/A	N/A	N/A	N/A
	214	228.6	180.8	145.4	116.7	91.8	66.9	45.9	24.9	7.7	N/A	N/A
	222	232.2	194.1	162.6	137.7	114.8	93.7	74.6	59.3	42.1	24.9	24.9
	230	234.9	203.7	178.8	154.9	135.8	118.6	103.3	86.1	72.7	57.4	57.4

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

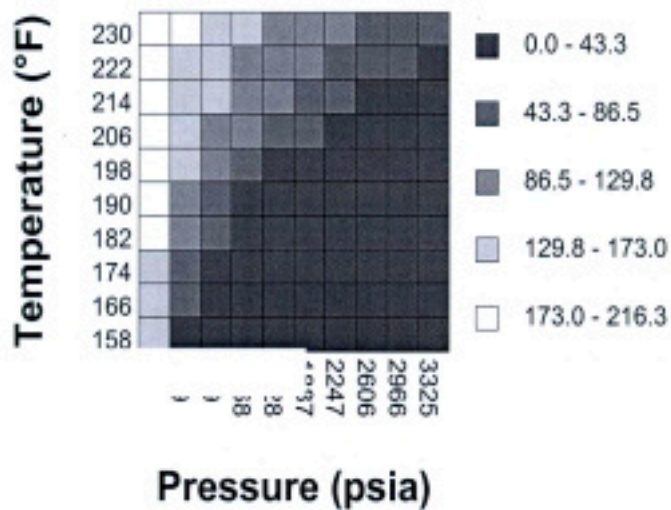
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 57 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		90	449	809	1168	1528	1887	2247	2606	2966	3325
Temperature (°F)	158	149.4	34.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	160.9	57.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	174	171.5	82.4	26.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	182	181.1	103.5	53.6	15.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	190	188.7	119.7	76.6	42.2	13.4	N/A	N/A	N/A	N/A	
	198	196.4	136	97.7	69	42.2	19.2	N/A	N/A	N/A	
	206	202.1	148.5	115	90.1	67.1	47.9	28.7	11.5	N/A	
	214	207.4	160.9	132.2	107.3	88.1	70.9	53.6	38.3	23	7.7
	222	212.2	171	145.6	125.5	107.3	92	76.6	63.2	49.8	36.4
	230	216.3	180.6	158.1	139.9	124.5	109.2	95.8	84.3	72.8	61.3

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

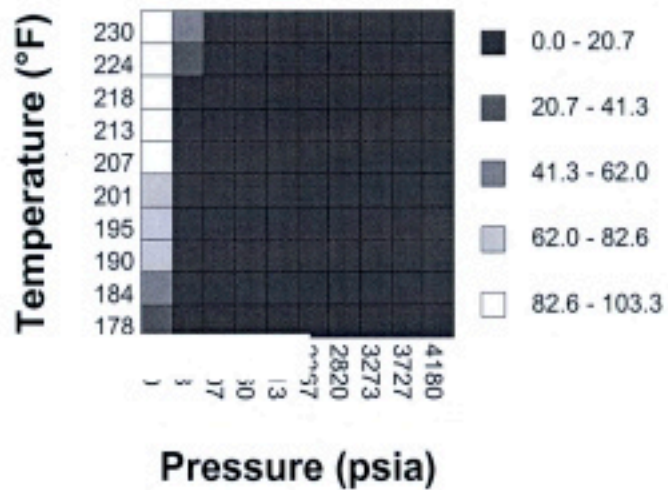
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 61(T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		100	553	1007	1460	1913	2367	2820	3273	3727	4180
Temperature (°F)	178	40.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	184	52.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	190	63.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	195	69.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	201	77.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	207	84.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	213	90.4	1.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	218	94.7	14.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	224	99.5	28.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	230	103.3	42.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

# Calcite PTB





**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

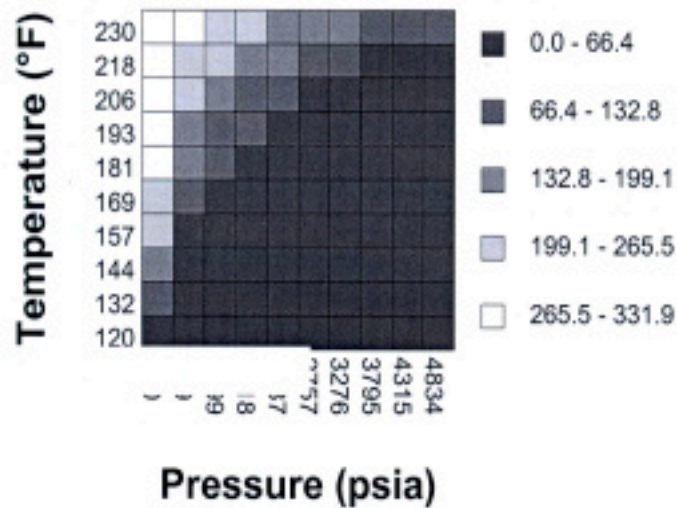
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 62(U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		160	679	1199	1718	2237	2757	3276	3795	4315	4834
Temperature (°F)	120	63.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	132	120.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	144	168.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	157	209.3	36.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	169	239.4	96.3	9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	181	266.5	144.5	72.3	12	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	193	286.8	186.7	123.4	75.3	30.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	206	305.6	224.3	171.6	132.5	96.3	63.2	36.1	9	N/A	N/A
	218	319.9	251.4	209.3	171.6	143	117.4	90.3	66.2	45.2	27.1
	230	331.9	274.7	239.4	209.3	183.7	159.6	141.5	120.4	99.4	81.3

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

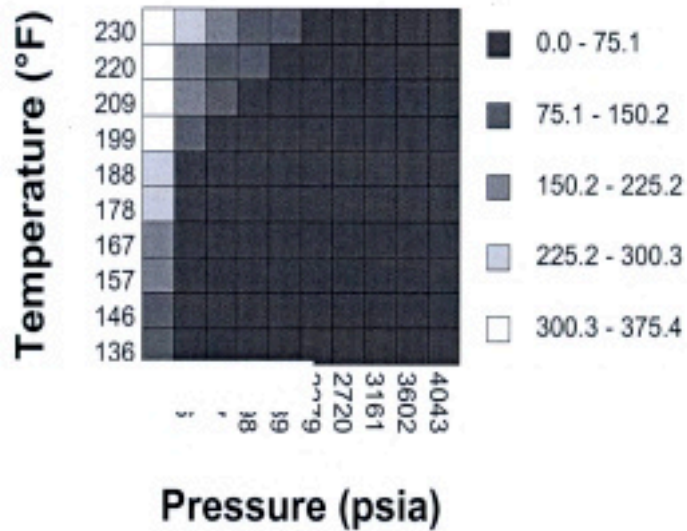
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 63(T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		75	516	957	1398	1839	2279	2720	3161	3602	4043
Temperature (°F)	136	103.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	146	143.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	157	188.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	167	225	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	178	260.1	18.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	188	289.6	73.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	199	315.4	127.3	29.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	209	336.6	167.8	84.8	22.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	220	357.8	210.3	132.8	77.5	36.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	230	375.4	241.6	177.1	125.4	84.8	51.6	18.4	N/A	N/A	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

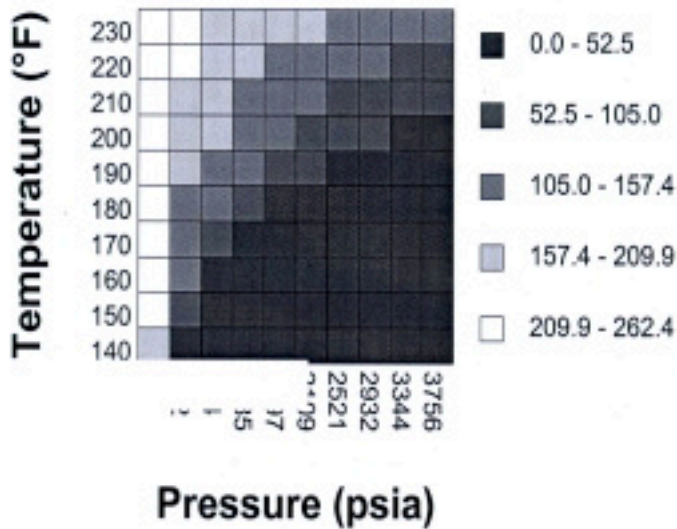
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 65 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		50	462	874	1285	1697	2109	2521	2932	3344	3756
Temperature (°F)	140	199.8	41.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	150	212.4	76.6	4.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	160	222.3	107.3	43.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	170	231.6	134.7	81	39.4	4.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	180	239.2	156.6	109.5	74.5	43.8	17.5	N/A	N/A	N/A	N/A
	190	245.2	174.1	135.8	105.1	78.8	56.9	35	15.3	N/A	N/A
	200	251	191.6	157.7	131.4	107.3	89.8	70.1	54.7	39.4	21.9
	210	255.4	204.7	175.2	153.3	133.6	117.1	100.7	85.4	70.1	59.1
	220	259.2	216.2	191.6	171.9	156.6	141.2	127	113.9	101.8	89.8
	230	262.4	225.5	205.3	188.3	174.1	162	148.9	138	128.1	117.1

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

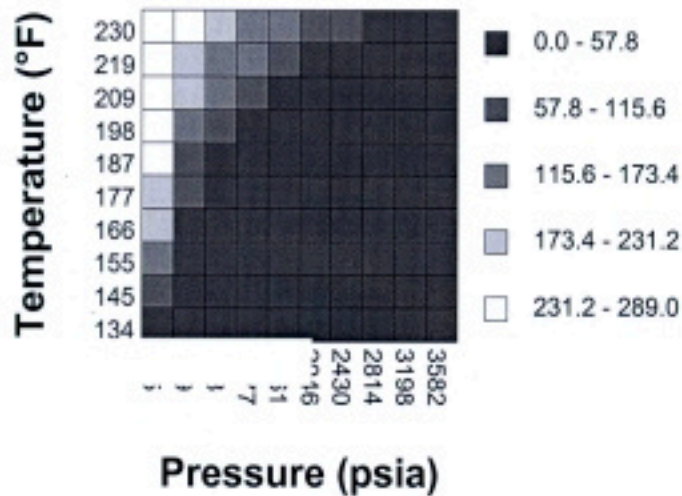
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SSHUSHUFINDI
Point	WELL 67
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		125	509	893	1277	1661	2046	2430	2814	3198	3582
Temperature (°F)	134	54.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	145	103.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	155	142.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	179.5	4.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	177	209	59	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	187	232.4	105.8	24.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	198	252.1	145.1	78.7	24.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	209	268.1	180.8	123	78.7	39.3	4.9	N/A	N/A	N/A	N/A
	219	279.1	209	159.9	120.5	86.1	54.1	24.6	N/A	N/A	N/A
	230	289	232.4	190.6	157.4	127.9	103.3	78.7	56.6	34.4	14.8

# Calcite PTB





**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

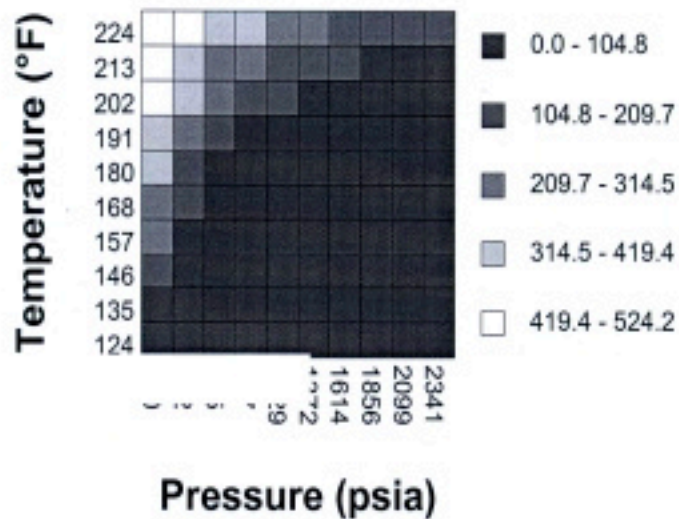
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 70 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		160	402	645	887	1129	1372	1614	1856	2099	2341	
Temperature (°F)	124	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	135	60.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	146	153.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	157	229.9	10.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	168	298.3	109.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	180	361.3	197.1	93.1	5.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	191	410.6	268.2	175.2	104	38.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	202	454.4	333.9	246.3	180.7	131.4	82.1	38.3	N/A	N/A	N/A	N/A
	213	492.7	385.9	312	257.3	208	169.7	125.9	93.1	54.7	27.4	N/A
	224	524.2	432.5	369.5	323	279.2	240.9	208	172.4	147.8	120.4	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

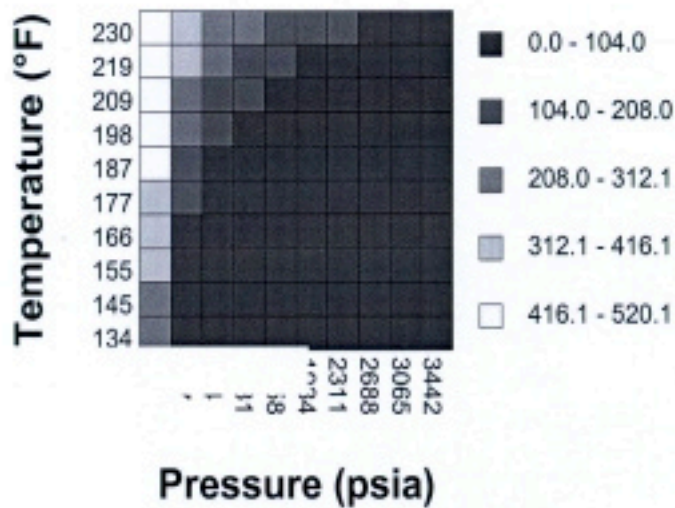
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 72 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		50	427	804	1181	1558	1934	2311	2688	3065	3442	
Temperature (°F)	134	228.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	145	280.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	155	319.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	364	34.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	177	398.4	108.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	187	427.9	172.2	49.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	198	455	228.7	123	44.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	209	480.8	280.4	186.9	118	59	9.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	219	500.5	319.7	236.1	174.6	123	78.7	39.3	4.9	N/A	N/A	N/A
	230	520.1	361.5	285.3	228.7	186.9	147.6	113.1	78.7	49.2	24.6	N/A

## Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

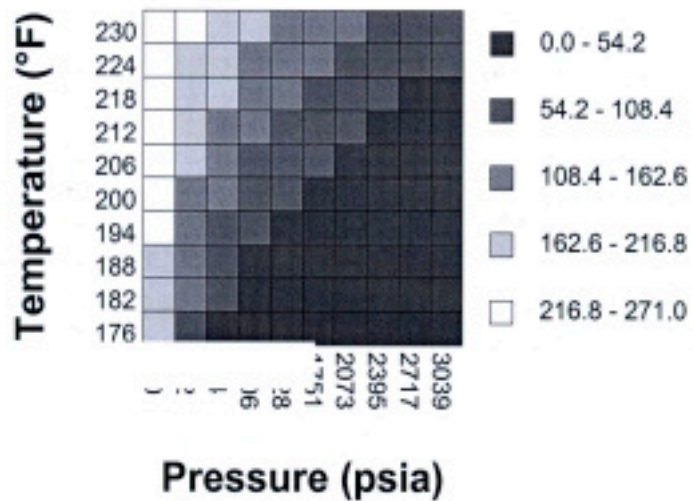
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 73(U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		140	462	784	1106	1428	1751	2073	2395	2717	3039
Temperature (°F)	176	187.5	95.8	41.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	182	199.8	115	60.2	21.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	188	210.8	130	82.1	46.5	16.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	194	221.7	146.4	101.3	68.4	38.3	13.7	N/A	N/A	N/A	N/A
	200	231.3	161.5	117.7	87.6	60.2	38.3	16.4	N/A	N/A	N/A
	206	240.2	175.2	135.5	106.7	79.4	58.8	38.3	21.9	5.5	N/A
	212	249.1	187.5	151.9	123.2	99.9	79.4	60.2	43.8	27.4	13.7
	218	257.3	199.1	165.6	139.6	116.3	98.5	79.4	65.7	52	35.6
	224	263.4	210.8	179.3	153.3	134.1	115	99.9	84.9	71.2	58.8
	230	271	221.7	190.2	168.3	147.8	131.4	116.3	101.3	89	78

# Calcite PTB





**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

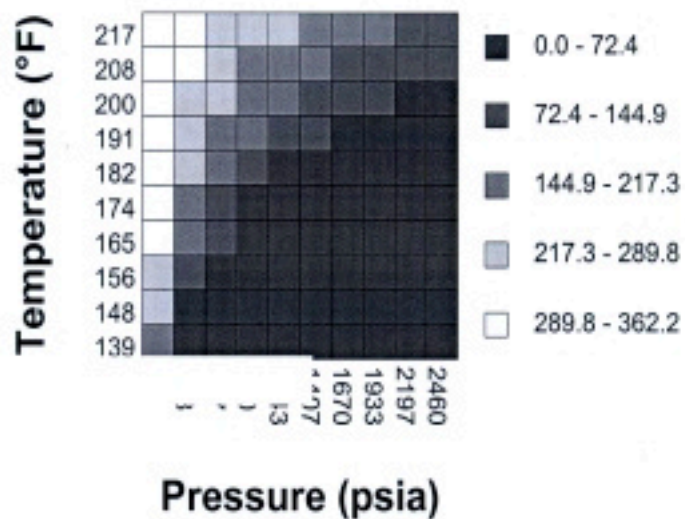
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 74 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		90	353	617	880	1143	1407	1670	1933	2197	2460
Temperature (°F)	139	214.9	21	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	148	246.5	72.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	156	267.5	117.2	24	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	165	290.1	159.3	78.2	12	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	174	309.6	195.4	123.2	66.1	21	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	182	323.1	225.4	159.3	111.2	66.1	30.1	N/A	N/A	N/A	N/A
	191	336.7	252.5	195.4	153.3	114.2	81.2	54.1	24	N/A	N/A
	200	347.2	276.5	226.9	189.4	156.3	126.2	99.2	78.2	54.1	36.1
	208	355.1	294.6	252.5	216.4	189.4	162.3	138.3	117.2	96.2	78.2
	217	362.2	312.6	276.5	246.5	219.4	198.4	175.8	159.3	138.3	120.2

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

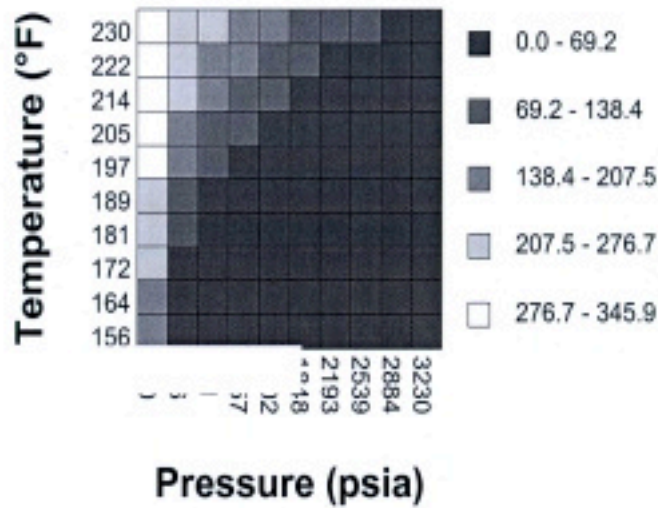
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 75 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		120	466	811	1157	1502	1848	2193	2539	2884	3230
Temperature (°F)	156	162.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	164	191.8	16.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	172	219.7	59	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	181	245.9	101.7	19.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	189	267.2	132.8	59	3.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	197	285.3	164	98.4	45.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	205	303.3	193.5	131.2	82	45.9	6.6	N/A	N/A	N/A	N/A
	214	319.7	223	164	121.3	85.3	55.7	26.2	N/A	N/A	N/A
	222	332.8	245.9	191.8	154.1	121.3	91.8	65.6	45.9	23	N/A
	230	345.9	265.6	219.7	183.6	150.8	127.9	104.9	82	62.3	39.3

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

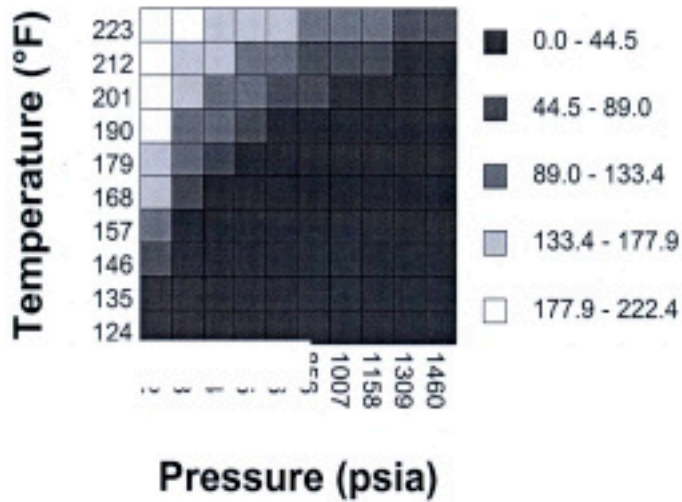
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 77 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		102	253	404	555	706	856	1007	1158	1309	1460	
Temperature (°F)	124	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	135	38.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	146	80.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	157	114.8	15.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	168	143.5	61.2	3.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	179	168.3	97.6	49.7	9.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	190	186.5	130.1	89.9	55.5	26.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	201	201.8	156.8	122.4	93.7	68.9	45.9	26.8	9.6	N/A	N/A	N/A
	212	213.3	177.9	151.1	126.2	105.2	88	68.9	53.6	38.3	24.9	N/A
	223	222.4	195.1	173.1	153	135.8	118.6	105.2	91.8	76.5	65	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

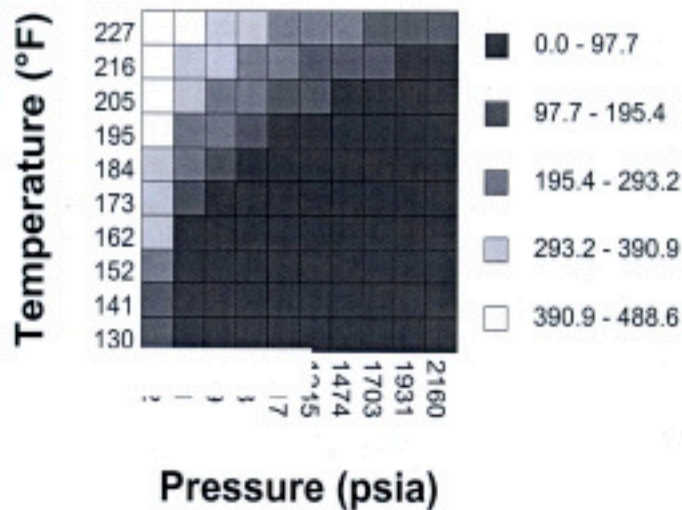
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 78 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		102	331	559	788	1017	1245	1474	1703	1931	2160
Temperature (°F)	130	111.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	141	186.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	152	246.6	9.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	162	297.8	93.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	173	344.3	167.5	55.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	184	383.9	228	134.9	60.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	195	417.6	286.2	204.7	134.9	83.8	37.2	N/A	N/A	N/A	N/A
	205	442	330.4	258.2	200.1	148.9	107	74.5	37.2	4.7	N/A
	216	467.6	372.3	311.8	260.6	218.7	181.5	144.2	116.3	88.4	60.5
	227	488.6	407.1	353.6	311.8	274.5	244.3	214	186.1	162.9	134.9

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

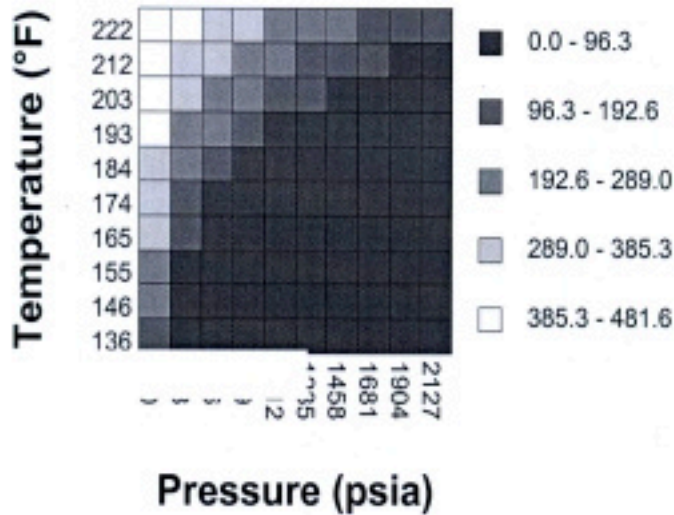
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 79 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		120	343	566	789	1012	1235	1458	1681	1904	2127	
Temperature (°F)	136	133	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	146	197.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	155	246.3	44.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	165	295.6	118.2	4.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	174	335	177.4	73.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	184	372	234	145.3	73.9	14.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	193	404	280.8	202	138	83.8	39.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	203	436	325.2	251.3	202	152.7	113.3	73.9	44.3	9.9	N/A	N/A
	212	459.4	359.7	295.6	246.3	204.5	167.5	138	108.4	78.8	54.2	N/A
	222	481.6	394.1	337.5	295.6	261.1	226.6	197.1	172.4	145.3	123.2	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

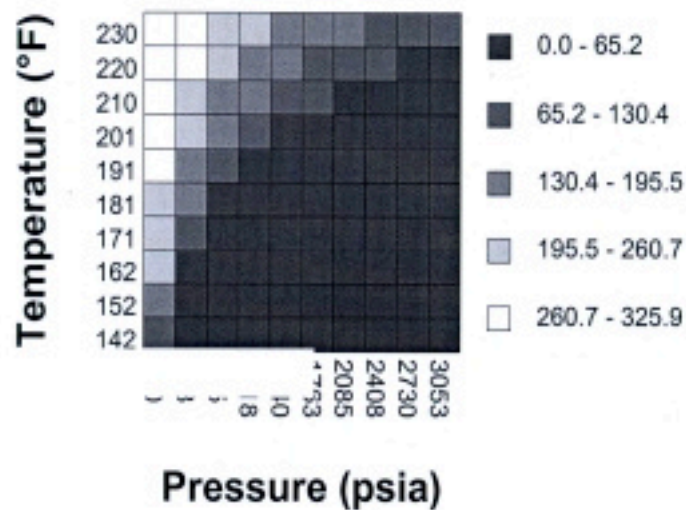
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 80 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		150	473	795	1118	1440	1763	2085	2408	2730	3053
Temperature (°F)	142	109.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	152	155.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	162	196.7	32.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	171	226.8	82	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	181	252.8	131.2	51.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	191	276	174.9	103.8	49.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	201	293.8	210.4	150.3	101.1	60.1	21.9	N/A	N/A	N/A	N/A
	210	306	237.7	185.8	144.8	109.3	76.5	43.7	13.7	N/A	N/A
	220	317.7	262.3	220	183.1	153	125.7	98.4	71	49.2	27.3
	230	325.9	284.2	248.7	218.6	191.3	166.7	144.8	120.2	101.1	82

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

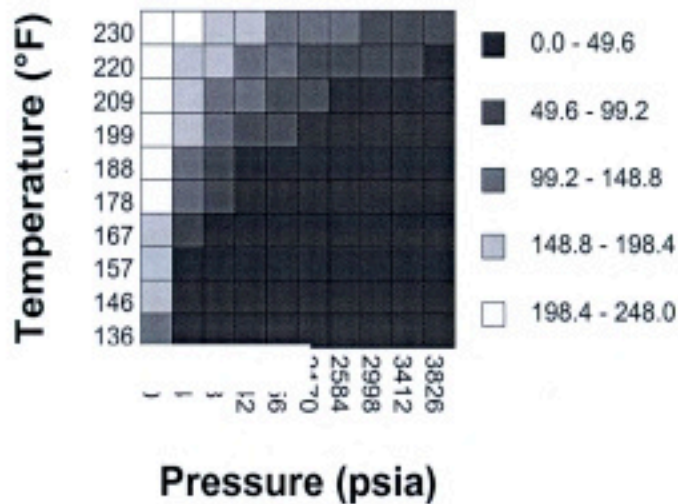
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 81 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		100	514	928	1342	1756	2170	2584	2998	3412	3826
Temperature (°F)	136	124.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	146	150	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	157	170.8	37.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	167	188.3	74.5	6.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	178	203.6	109.5	50.4	6.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	188	215.1	133.6	83.2	46	13.1	N/A	N/A	N/A	N/A	
	199	226.1	157.7	116.1	83.2	56.9	30.7	6.6	N/A	N/A	
	209	234.3	176.3	140.1	112.8	87.6	65.7	46	26.3	8.8	
	220	242	193.8	164.2	139	118.2	98.5	81	65.7	50.4	
	230	248	206.4	180.7	159.8	142.3	124.8	111.7	96.3	83.2	70.1

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

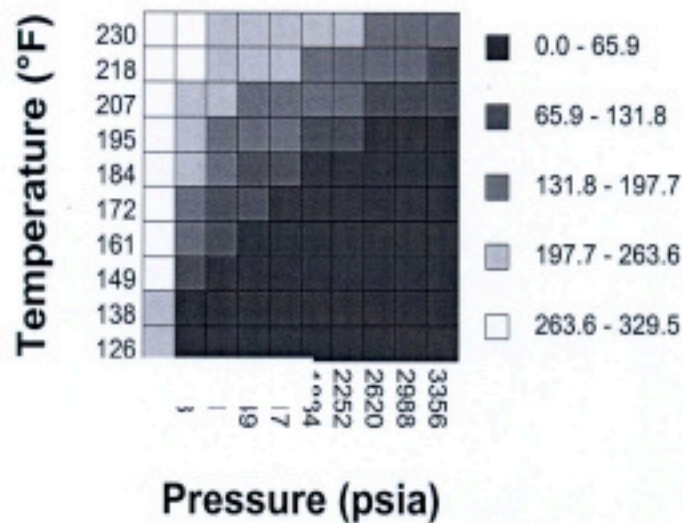
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 83 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		45	413	781	1149	1517	1884	2252	2620	2988	3356
Temperature (°F)	126	231.3	5.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	138	253.2	63	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	149	269.6	109.5	27.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	161	284.7	153.3	82.1	30.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	172	295.6	186.1	125.9	79.4	41.1	8.2	N/A	N/A	N/A	N/A
	184	305.5	214.9	164.2	125.9	93.1	65.7	41.1	16.4	N/A	N/A
	195	313.1	238.1	195.7	162.9	136.9	109.5	87.6	65.7	46.5	30.1
	207	319.6	257.3	223.1	195.7	172.4	151.9	134.1	115	98.5	82.1
	218	324.9	273	243.6	221.7	201.2	183.4	167	151.9	138.2	123.2
	230	329.5	286.7	262.8	243.6	227.2	212.1	199.8	186.1	172.4	162.9

# Calcite PTB





**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

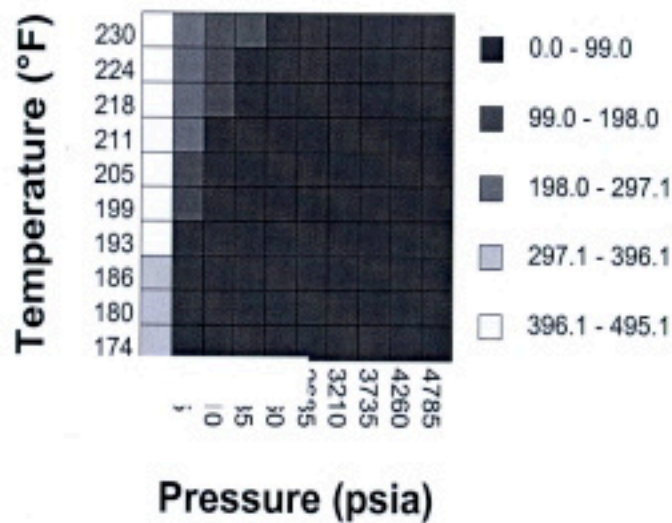
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 84 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		60	585	1110	1635	2160	2685	3210	3735	4260	4785
Temperature (°F)	174	342.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	180	364.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	186	384.3	44.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	193	405.2	93.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	199	423.7	133	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	205	439.7	167.5	39.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	211	455.7	202	83.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	218	470.5	236.5	128.1	44.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	224	482.8	266.1	162.6	88.7	24.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	230	495.1	290.7	197.1	123.2	64	14.8	N/A	N/A	N/A	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

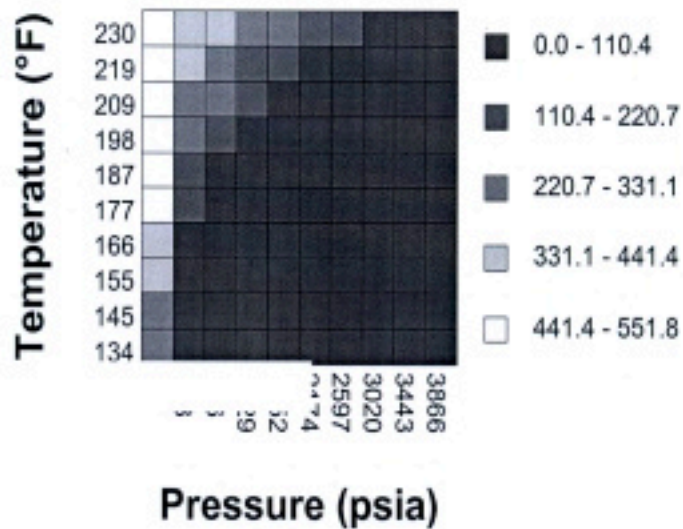
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 88 (T)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)										
		60	483	906	1329	1752	2174	2597	3020	3443	3866	
Temperature (°F)	134	266.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	145	322.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	155	369.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	166	411.4	54.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	177	445.9	142.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	187	473	211.9	73.9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	198	498.8	275.9	157.7	69	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	209	519.8	330.1	231.6	152.7	83.8	24.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	219	537	374.4	285.8	216.8	157.7	103.5	59.1	19.7	N/A	N/A	N/A
	230	551.8	415.1	340	275.9	231.6	187.2	142.9	103.5	73.9	39.4	N/A

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

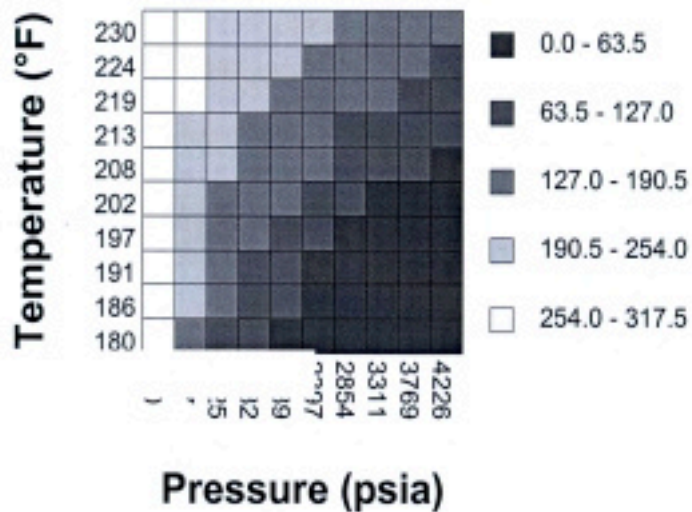
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL 89 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		110	567	1025	1482	1939	2397	2854	3311	3769	4226
Temperature (°F)	180	275.1	180.7	123.2	76.6	38.3	5.5	N/A	N/A	N/A	N/A
	186	281.9	195.7	145.1	101.3	65.7	32.8	5.5	N/A	N/A	N/A
	191	287.4	208	160.1	120.4	84.9	57.5	30.1	5.5	N/A	N/A
	197	293.6	221.7	176.5	142.3	112.2	82.1	57.5	38.3	16.4	N/A
	202	298	232.7	190.2	158.8	128.6	104	79.4	57.5	38.3	19.2
	208	303.1	242.2	205.3	175.2	147.8	127.3	106.7	84.9	68.4	49.3
	213	306.6	250.4	216.2	190.2	164.2	145.1	125.9	106.7	84.9	71.2
	219	311	260.7	229.9	203.9	182	161.5	145.1	127.3	112.2	95.8
	224	314.1	267.6	239.5	214.9	195.7	176.5	160.1	145.1	127.3	115
	230	317.5	275.8	249.1	228.6	208	191.6	176.5	161.5	146.4	134.1

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

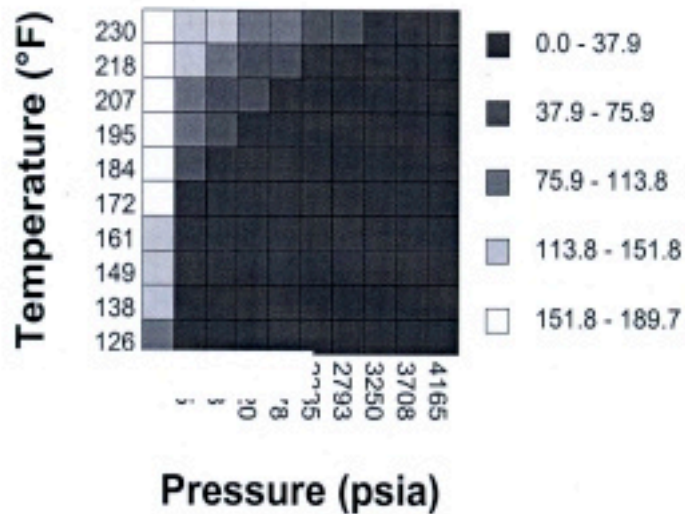
**Site Information**

Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL90 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		48	505	963	1420	1878	2335	2793	3250	3708	4165
Temperature (°F)	126	93.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	138	115	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	149	131.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	161	146.2	3.3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	172	156.8	36.1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	184	165.9	69	16.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	195	173.7	92	46	11.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	207	180.2	113.3	75.5	46	23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	218	185.4	129.7	97.7	73.9	52.6	32.8	16.4	N/A	N/A	N/A
	230	189.7	143.7	117.4	97.7	79.7	64	47.6	34.5	19.7	9.9

# Calcite PTB



**Ranged Data**  
Champion Technologies, Inc.

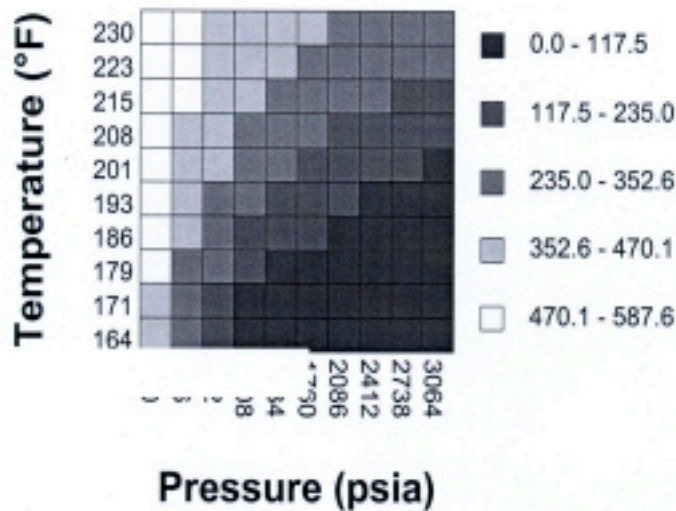
**Site Information**

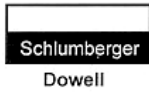
Company	PETROPRODUCCION
Field	SHUSHUFINDI
Point	WELL91 (U)
Date	9/01/1999

**Calcite PTB Results**

		Pressure (psia)									
		130	456	782	1108	1434	1760	2086	2412	2738	3064
Temperature (°F)	164	427.6	250	140	60	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	171	452.6	287.5	185	115	55	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	179	480.1	327.5	240	175	115	65	25	N/A	N/A	N/A
	186	500.1	365	280	220	165	120	80	40	10	N/A
	193	517.6	395	317.5	260	210	170	135	95	65	35
	201	537.6	425.1	355	302.5	260	220	185	155	125	95
	208	551.3	450.1	390	337.5	300	260	230	200	175	150
	215	565.1	472.6	417.6	370	330	300	270	245	220	190
	223	577.6	497.6	445.1	402.5	370	337.5	315	287.5	265	240
	230	587.6	515.1	467.6	430.1	400	370	345	320	300	280

# Calcite PTB





Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

### Section 1: Well Completion

Packer Depth ..... 8390.0 ft  
 Completion Type ..... PERFS  
 Treatment Path ..... TUBING  
 Displacement Volume ..... 103.4 bbl

### Perforations

Entrance Diameter ..... 0.36 in  
 .....  
 Phasing ..... 30 deg

### Gravel Pack

Gravel Pack Top (MD) ..... 7604.0 ft  
 Gravel Pack Bottom (MD) ..... 7650.0 ft  
 Gravel Pack Screen OD ..... 4.000 in  
 Gravel Pack Permeability ..... 100000 md

### Coiled Tubing

Total Length ..... 12000.0 ft  
 End Depth ..... 8445.0 ft  
 Inside Diameter ..... 1.264 in  
 Outside Diameter ..... 1.500 in  
 Weight ..... 1.742 lb/ft

### Tubulars

Tubing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
3.500	9.3	2.990	8377.0
2.375	5.8	1.867	8445.0

Casing Data			
OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Depth (ft)
7.000	26.0	6.276	9288.0

### Section 2: Hole Survey

Deviated Hole ..... NO



Dowell

Client : Petroproducción  
Well : Shushufindi 6B  
Formation : Napo  
District : QEC  
Country : Ecuador  
Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Hole Survey						
MD (ft)	TVD (ft)	Deviation Angle (deg)	Deviation Build Rate (deg/100ft)	Azimuth Angle (deg)	Azimuth Build Rate (deg/100ft)	Dogleg Severity (deg/100ft)
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9340.0	9340.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

### Section 3: Reservoir Fluid

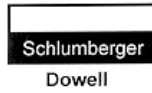
Well Type ..... OIL  
Reservoir Temperature ..... 225 degF  
Oil Gravity ..... 28.0 degAPI  
Initial Gas/Oil Ratio (GOR) ..... 374 scf/bbl  
Bubble Point Pressure ..... 2826 psi

### Section 4: Reservoir

Reservoir Pressure ..... 2800 psi  
Well Spacing ..... 160 acres  
Wellbore Diameter ..... 8.50 in

### Saturations

Oil Saturation ..... 50.0 %  
Gas Saturation ..... 0.0 %  
Water Saturation ..... 50.0 %



Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

### Section 5: Zones Properties

Zone		
Zone Number	1	2
Zone Name	ZONE 1	ZONE 2
Top MD (ft)	9240.0	9268.0
Bottom MD (ft)	9260.0	9280.0

#### Properties

Permeability (md)	400	400
Kh/Kv ( )	10.00	10.00
Porosity (%)	17.0	17.0
Damage Penetration (in)	6.000	6.000
Gradient (psi/ft)	0.700	0.700

#### Formation Lithology

Quartz (%)	92.0	92.0
Mica (%)	0.0	0.0
Calcite (%)	1.0	1.0
Dolomite (%)	0.0	0.0
K-Feld (%)	0.0	0.0
Na-Feld (%)	0.0	0.0
Kaolinite(%)	5.0	5.0
Mixed Layer(%)	1.0	1.0
Smectite (%)	0.0	0.0
Illite (%)	1.0	1.0
Glaucanite (%)	0.0	0.0
Chlorite (%)	0.0	0.0
Zeolites (%)	0.0	0.0

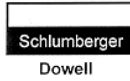
#### Formation Damage Lithology

Non-Soluble (%)	0.0	0.0
HCl Soluble Scales (%)	100.0	100.0
HCl Sol Polymer (%)	0.0	0.0
Silica Scale (%)	0.0	0.0
Quartz (%)	0.0	0.0
Mica (%)	0.0	0.0
K-Feld (%)	0.0	0.0
Na-Feld (%)	0.0	0.0
Kaolinite(%)	0.0	0.0
Smectite/Bentonite (%)	0.0	0.0
Illite (%)	0.0	0.0
Glaucanite (%)	0.0	0.0
Chlorite (%)	0.0	0.0
Zeolites (%)	0.0	0.0

#### Perforations

Top MD (ft)	9240.0	9268.0
Bottom MD (ft)	9260.0	9280.0





Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Formation Damage Type	
Zone Name	Damage Type
ZONE 1	Scale - Calcite (CaCO3)
ZONE 2	Scale - Calcite (CaCO3)

### Section 6: Pre-Treatment Skin Analysis (Acid Placement)

Total Production ..... 2474 STB/D  
 Bottom Hole Flowing Pressure ..... 2267 psi

Zone No.	Deviation & Partial Completion Skin	Perf. & Gravel Pack Skin	Damage Skin	Total Skin	Production (%)	Porosity (%)
1	0.0	-1.1	11.1	10.0	63.0	17.0
2	0.0	-1.1	11.5	10.4	37.0	17.0

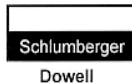
<b>All</b>	-0.0	-1.1	11.3	10.2		
------------	------	------	------	------	--	--

Note: Production Data has been used to compute the Damage Skin.

### Section 7: Pumping Schedule (Acid Placement)

Sandface Pumping Schedule							
Step No.	Step Name	Fluid Name	Rate (bbl/min)	Volume (bbl)	# of Balls	N2 (scf/bbl)	Post Step Shut-in (min)
1	PF: Preflush	CLEAN SWEEP	1.00	19.0	0	0	0.0
2	PF: Preflush	HCl 15%	1.00	19.0	0	0	0.0
3	MF: Main Fluid	HCl 5%+Inhibitor	1.00	38.0	0	0	0.0
4	OF: Overflush	NH4Cl BRINE	1.00	95.0	0	0	0.0

Displacement Volume ..... 103.4 bbl



Client : Petroproducción  
 Well : Shushufindi 6B  
 Formation : Napo  
 District : QEC  
 Country : Ecuador  
 Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Surface Pumping Schedule								
Time (min)	Step Name	Fluid Name	Liq Rate (bbl/min)	Liq Vol (bbl)	Cum Liq Vol (bbl)	N2 Rate Insitu (bbl/min)	N2 Rate Stand (scf/min)	Cum N2 Vol (Mscf)
19.0	PF: Preflush	CLEAN SWEEP I (Circ.)	1.00	19.0	19.0	0.00	0	0.0
38.0	PF: Preflush	HCl 15% (Circ.)	1.00	19.0	38.0	0.00	0	0.0
76.0	MF: Main Fluid	HCl 5%+Inhibitor (Circ.)	1.00	38.0	76.0	0.00	0	0.0
103.4	OF: Overflush	NH4Cl BRINE (Circ.)	1.00	27.4	103.4	0.00	0	0.0
171.7	OF: Overflush	NH4Cl BRINE	0.85	67.6	171.0	0.00	0	0.0
181.8	DS: Displacement	NH4Cl BRINE	0.99	10.0	181.0	0.00	0	0.0

### Section 8: Fluid Placement (Acid Placement)

Final Skin ..... 0.80  
 Total Pump Time ..... 172.0 min

### Fluid Volume per Zone per Step

The following table gives the fluid volume distribution per zone and per step.

Fluid Name	#1 (gal/ft)	#2 (gal/ft)
CLEAN SWEEP I	29.46	17.93
HCl 15%	25.53	24.50
HCl 5%+Inhibitor	49.82	51.07
NH4Cl BRINE	122.80	120.87

### Total Fluid Volume and Fluid Volume per Zone

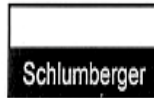
The following table gives the total volume pumped of each fluid and the total fluid volume distribution per zone.

Fluid Name	Volume (bbl)	#1 (gal/ft)	#2 (gal/ft)
CLEAN SWEEP I	19.0	29.46	17.93
HCl 15%	19.0	25.53	24.50
HCl 5%+Inhibitor	38.0	49.82	51.07
NH4Cl BRINE	95.0	122.80	120.87
** TOTAL **	171.0		

### Post-Treatment Damage Skin per Zone

The following table gives the damage skin evolution per zone and per step.

Fluid Name	#1	#2
CLEAN SWEEP I	2.17	4.40
HCl 15%	0.82	0.84



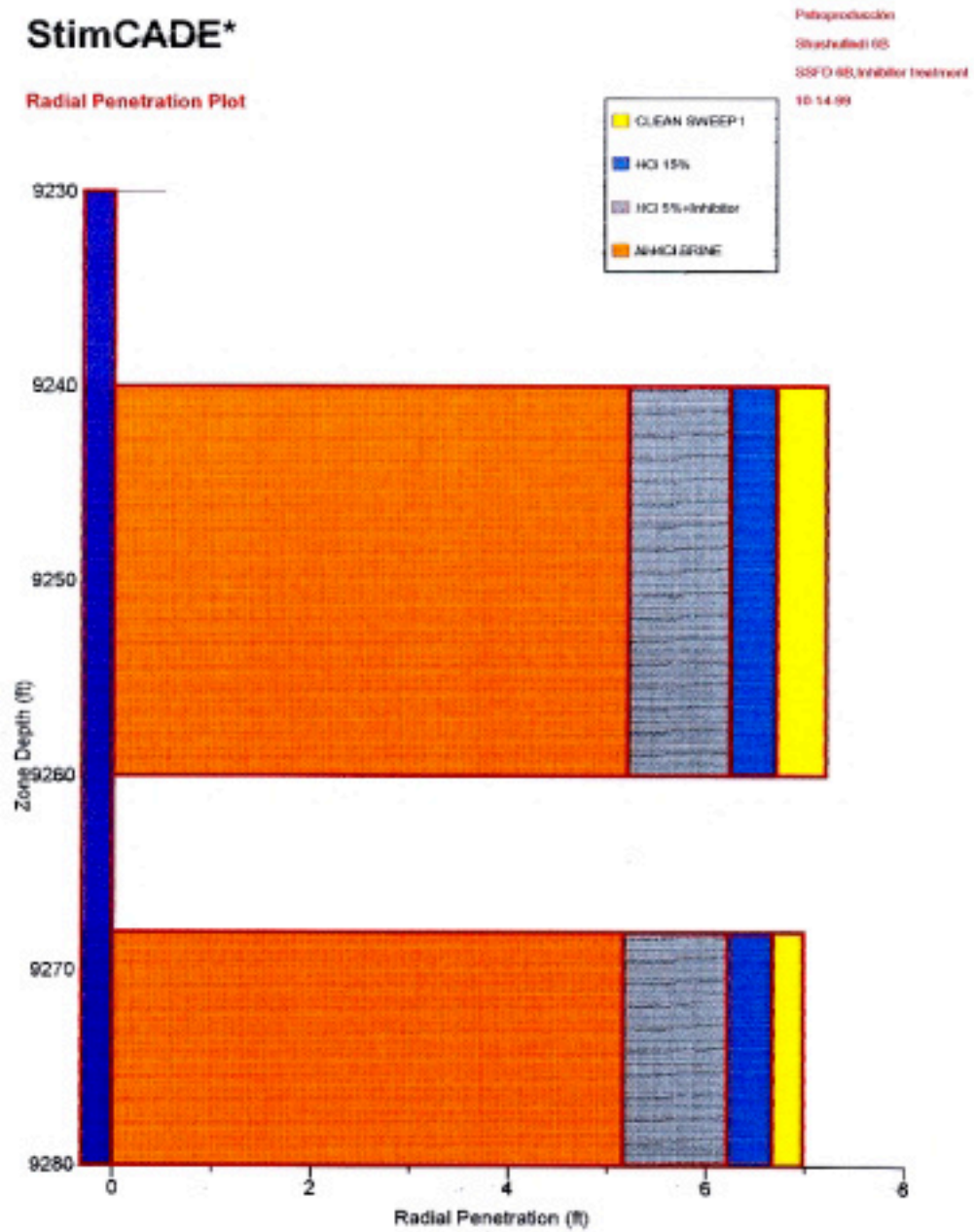
Dowell

Client : Petroproducción  
Well : Shushufindi 6B  
Formation : Napo  
District : QEC  
Country : Ecuador  
Loadcase : SSFD 6B, Inhibitor treatment

Fluid Name	#1	#2
HCl 5%+Inhibitor	0.80	0.80
NH4Cl BRINE	0.80	0.80

# StimCADE\*

## Radial Penetration Plot



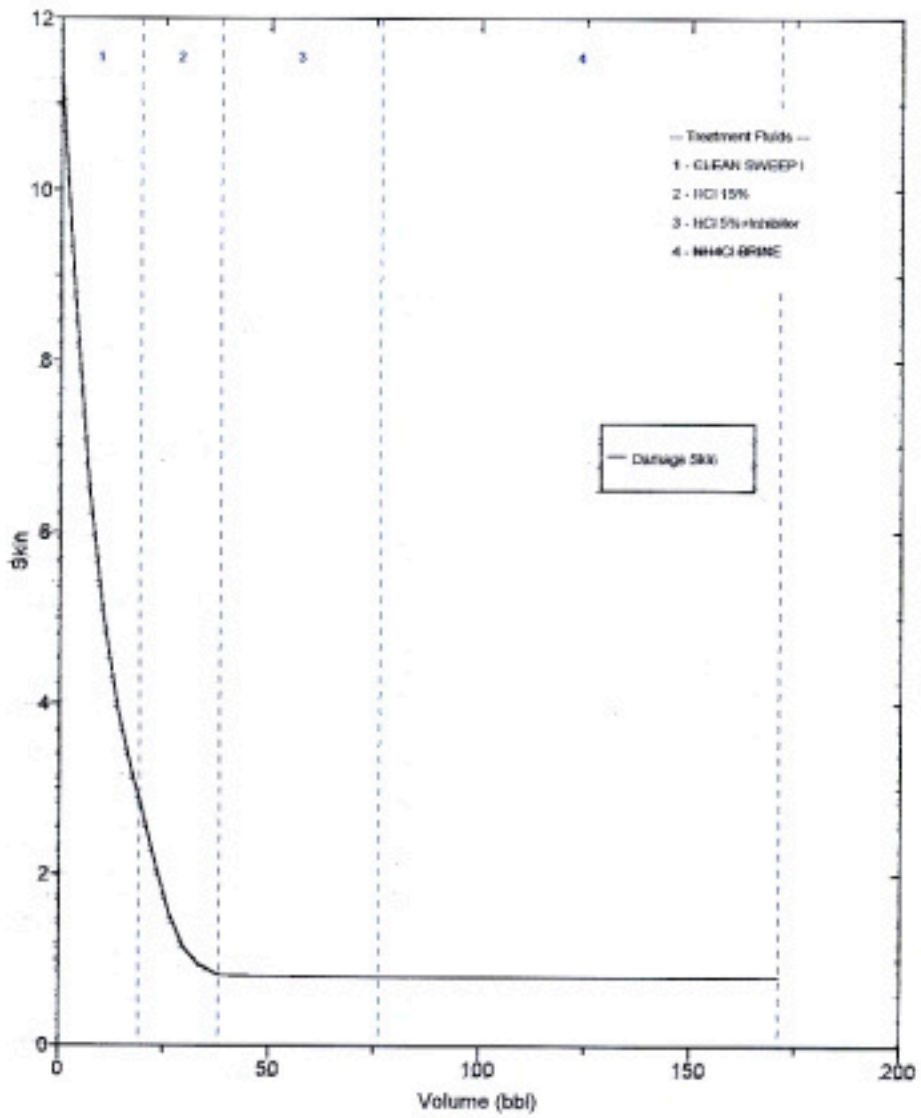
\*Mark of Schlumberger



# StimCADE\*

## Acid Placement: Skin vs. Volume

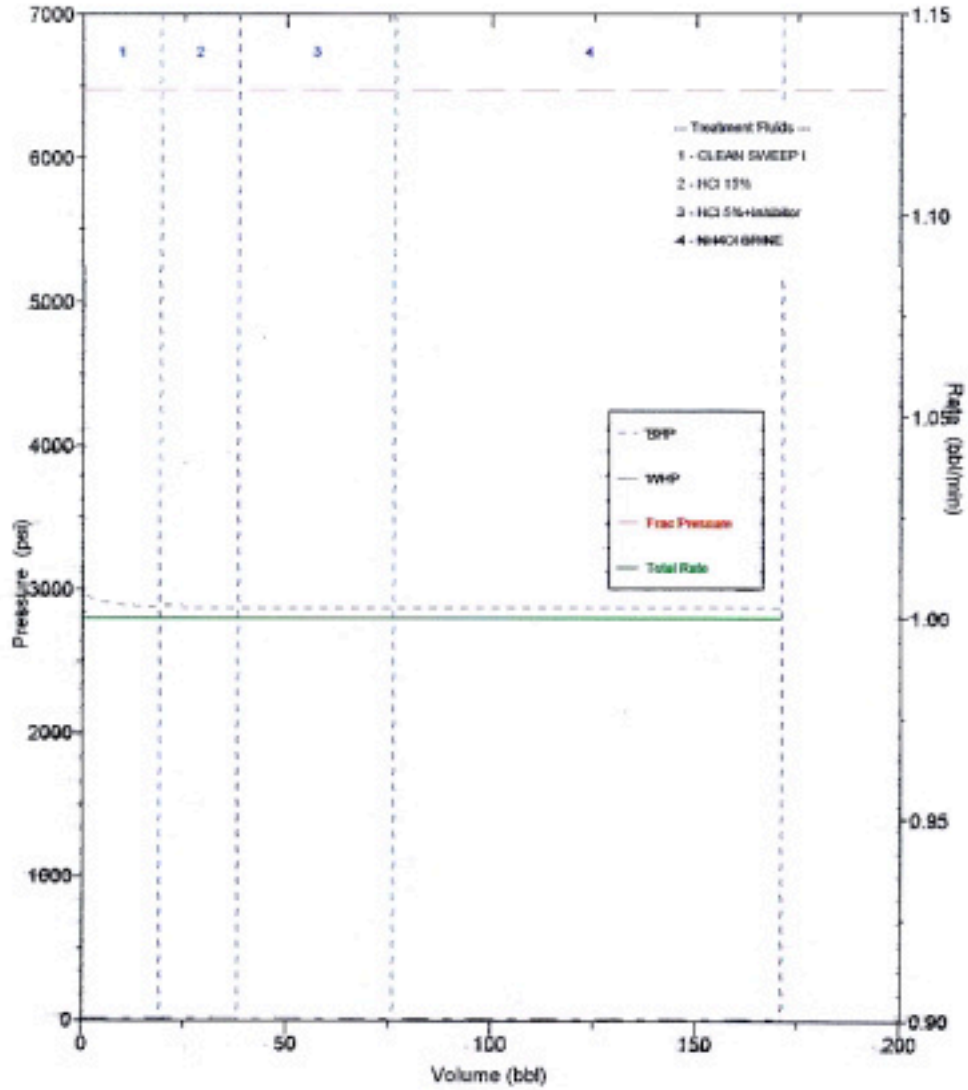
Preproduction  
Sheshel 03  
SDFI 01, Inhibitor treatment  
10-14-99



# StimCADE\*

## Acid Placement: Pressures & Rate vs. Volume

Petrobras  
Gustafsd 5D  
SSPD 65, 1st/2nd treatment  
10-14-00



\*Mark of Schlumberger

ARCO

Schlumberger

Service

# BIBLIOGRAFIA

1. CHARLES PATTON, "Water Applied Technology", Gulf Publishing, 1996.
2. ODDO Y TOMSON, "Calculo del Indice de Saturación del  $\text{CaCO}_3$ ". Julio 1982 .
3. C. RIOS, C. CHAVEZ, L. NARVAEZ "Estudio del problema de incrustaciones y corrosión en SSFD", Petroamazonas, 1989.
4. IR COLLINS, LG GOWIE, M NICOL "The field application of a scale inhibitor squeeze enhancing additive", SPE 38765, 1997.
5. CAROLYN DE VINE, "Rock Characterización, Evaluation, oil properties, and flow testing, "T" sand SSFD and Sacha Fields, "U" sand SSFD and Sacha Fields, Hollin sand and Sacha field, Ecuador", Nov. 1998.
6. DOWELL SCHLUMBERGER, "Coiled Tubing Engineering Manual", Sep 1993.
7. NORWEGIAN SOCIETY OF CHARTERED ENGINEERS, " Extended Scale Inhibitor Squeeze life in pH sensitive Sandstone Cores", Marzo 1991.
8. HERVE PERTHUAIS, RON THOMAS, JACQUES BERTUAIX, "Fluid selection guide for matrix treatments, Dowell Schlumberger , 1990.
9. M.I. CARLOS ISLAS SILVA, "Manual de Estimulación Matricial de pozos petroleros", Colegio de Ingenieros Petroleros de Mexico, A.C., Marzo 1991.

10. J. L. PRZBYLINSKI, Petrolite Corp, "Adsorption and Desorption Characteristic of Mineral Scale Inhibitors as related to the Design of Squeeze Treatments", SPE 18486, 1989.
11. F. H. BROWING, H. S. FLOGGER "Precipitation and dissolution of calcium phosphonates for the enhancement of squeeze lifetimes", SPE Production & Facilities, August 1995.
12. G. D. FIELDER, BAKER PETROLITE, "Developing a fieldwide scale inhibitor squeeze program: Simulation and Optimization, Nace, 1998.