

**DISEÑO DEL SISTEMA DE ESTIMULACION APLICADO A LA FORMACION  
HONDA EN EL CAMPO RIO CEIBAS**

**INGRID NATALIA BERVEO ZÚÑIGA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**NEIVA**

**2009**

**DISEÑO DEL SISTEMA DE ESTIMULACION APLICADO A LA FORMACION  
HONDA EN EL CAMPO RIO CEIBAS**

**INGRID NATALIA BERVEO ZÚÑIGA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para  
Optar al título de ingeniera de petróleos.**

**Director**

**OSCAR JULIAN JARAMILLO PELAEZ**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**NEIVA**

**2009**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

**Presidente del Jurado**

---

**Jurado**

---

**Jurado**

## **DEDICATORIA**

Dedico el esfuerzo de este proyecto a Dios por bendecirme, a mi madre Maria Silvia por ser mi fuerza y ejemplo, a Hugo mi padre, guardián y apoyo, a mis hermanas Francy, Mabel y Shirley por su fe, a mis sobrinos por la alegría y esperanza que me brindan. A Carlos José por su amor e incondicional compañía.

A mi familia y amigos quienes me acompañaron en el trayecto de este sueño.

## **AGRADECIMIENTOS**

- A PETROBRAS B.V. Distrito Sur, por permitirme participar en el proyecto.
- A la Universidad Surcolombiana
- Ing. Oscar Julián Jaramillo, Director del proyecto.
- Ing. Jairo Antonio Sepúlveda. Asesor del proyecto.
- Ing. Hernando Mayorga.
- Ing. Julio Cesar vera
- Ing. Germán Lucuara.
- Ing. Luis Humberto Orduz
- Ing. Ferney Castro
- Ing. Martín Mesa.
- Agradezco a la familia del Campo Río Ceibas por su colaboración y comprensión.
- A todas las personas que de una u otra forma contribuyeron a la culminación de esta meta.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN.....	12
INTRODUCCIÓN.....	13
OBJETIVOS.....	14
<b><u>1. GENERALIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS.....</u></b>	<b>15</b>
1.1 LOCALIZACIÓN Y MARCO REGIONAL .....	16
1.2. ESTATIGRAFÍA GENERAL.....	17
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS .....	18
1.4 ARENAS PRODUCTORAS.....	22
1.5 MODELO DE DEPOSITACIÓN.....	24
1.6 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO.....	24
1.6.1 Porosidad.....	25
1.6.2 Permeabilidad.....	25
1.6.3 Saturación de agua.....	26
1.6.4 Presiones de formación.....	26
1.6.5 Reservas de petróleo y gas.....	26
1.6.6 Factores de recobro.....	27
1.7 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO RÍO CEIBAS.....	28
<b><u>2. FUNDAMENTO TEÓRICO.....</u></b>	<b>30</b>
2.1 DAÑO DE FORMACIÓN.....	30
2.2 MECANISMOS DE DAÑO DE LA FORMACIÓN.....	31
2.2.1 Interacción roca/fluidos.....	31

2.2.2 Migración/taponamiento por partículas finas.....	32
2.2.3 Interacciones fluido/fluido.....	36
2.2.4 Fenómenos interfaciales.....	36
2.2.5 Bloqueo por emulsiones.....	37
2.2.6 Taponamiento por incrustación de carbonatos.....	38
2.2.7 Contaminación de la formación por bacterias.....	38
2.2.8 Precipitación de asfaltenos.....	39
2.3 ESTIMULACIÓN.....	39
2.3.1 Estimulación matricial.....	39
2.3.2 Fracturamiento hidráulico.....	40
2.3.3 Lavado – agitación.....	42
2.4 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LA ACIDIFICACIÓN EN ARENISCAS..	43
2.4.1 Formación de precipitados por reacciones químicas.....	47
<b><u>3. HISTORIAL DE ESTIMULACIONES.....</u></b>	<b>49</b>
<b><u>4. ESTUDIOS Y ANALISIS DE LABORATORIO REALIZADOS.....</u></b>	<b>52</b>
4.1 ANÁLISIS MINERALÓGICO.....	52
4.2 ESTUDIO DE PETROGRAFÍA.....	57
4.2.1 Diagénesis - Soterramiento.....	58
4.2.2 Porosidad - Permeabilidad.....	59
4.2.3 Remoción de Cemento Calcáreo.....	60
4.3 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD.....	62
4.3.1 Compatibilidad con Agua de Inyección.....	62
4.3.2 Compatibilidad con Salmuera de Control .....	63
4.3.3 Compatibilidad con Fluidos de Estimulación .....	64
<b><u>5. EVALUACION DE LOS DISEÑOS ACIDOS PROPUESTOS.....</u></b>	<b>65</b>
5.1 CASO I. ÁCIDO DÉBIL ORGÁNICO.....	66

5.1.1 Pruebas realizadas.....	67
5.1.2 Planteamiento del tren de fluidos.....	69
5.1.3 Ejecución del trabajo.....	70
5.1.4 Comportamiento de producción.....	71
5.1.5 Conclusiones.....	72
5.1.6 Recomendaciones.....	73
5.2 CASO II. ÁCIDO FUERTE INORGÁNICO.....	73
5.2.1 Pruebas realizadas.....	74
5.2.2 Planteamiento del tren de fluidos.....	75
5.2.3 Ejecución del trabajo.....	76
5.2.4 Comportamiento de producción.....	77
5.2.5 Conclusiones.....	78
5.2.6 Recomendaciones.....	79
5.3 CASO III. ÁCIDO DÉBIL INORGÁNICO.....	80
5.3.1 Pruebas realizadas.....	81
5.3.2 Planteamiento del tren de fluidos.....	82
5.3.3 Ejecución del trabajo.....	89
5.3.4 Comportamiento de producción.....	90
5.3.5 Conclusiones.....	91
5.3.6 Recomendaciones.....	92
<b><u>6. POZOS CANDIDATOS A ESTIMULAR</u></b> .....	<b>93</b>
<b><u>CONCLUSIONES</u></b> .....	<b>95</b>
<b><u>RECOMENDACIONES</u></b> .....	<b>96</b>
<b><u>BIBLIOGRAFÍA</u></b> .....	<b>97</b>



## LISTA DE FIGURAS Y GRAFICOS

	<b>Pág.</b>
<b><u>CAPÍTULO 1</u></b>	
Figura 1 .Ubicación geográfica del campo.....	18
Figura 2. Columna estatigráfica generalizada.....	19
Figura 3. Distribución de los pozos en el Campo Río Ceibas.....	29
<b><u>CAPÍTULO 2</u></b>	
Figura 4. Imagen de Caolinita.....	33
Figura 5. Imagen de Esmectita.....	34
Figura 6. Imagen de Illita.....	34
Figura 7. Imagen de Clorita.....	35
Figura 8. Imagen de presencia conjunta de Illita y Esmectita.....	35
Figura 9. Ingreso de ácido.....	41
Figura 10. Fractura en el interior de formación de calizas.....	41
<b><u>CAPÍTULO 3</u></b>	
Figura 11. Efecto tratamiento orgánico Nov. 2005.....	50
<b><u>CAPÍTULO 4</u></b>	
Figura 12. Correlación % de arcillas vs profundidad.....	53
Figura 13. Análisis DRX.....	54
Figura 14. Baja Diagénesis primaria.....	58
Figura 15. Arenisca fina de grano grueso, conglomerática.....	59
Figura 16. Arenisca lítica de grano grueso, conglomerática.....	59
Figura 17. Fragmentos volcánicos.....	60
Figura 18. Evaluación de fluidos de control formación basal muestra RC575831.5.....	63

Figura 19. Evaluación de fluidos de control superior muestra RC57.4635.42..... 64

## **CAPÍTULO 5**

Figura 20. Movimientos de producción pozo RC003.....	67
Foto 1. Compatibilidades preflujo orgánico/crudo RIC-03.....	67
Foto 2. Compatibilidades tratamiento principal/crudo RIC-03.....	68
Figura 21. Comportamiento de presión y tasa durante bombeo.....	71
Figura 22. Comportamiento de producción después de estimulación.....	72
Figura 23. Estimulación pozo RIC-095.....	74
Figura 24. Tratamiento tipo bulheading.....	76
Figura 25. Comportamiento de producción.....	77
Figura 26. Gráfica producción histórica de RIC-067.....	80
Figura 27. Filtrado de la mezcla.....	81
Figura 28. Respuesta de presión.....	83
Figura 29. Bombeo de estimulación ácida RIC-04 arena B2.....	84
Figura 30. Bombeo de estimulación ácida RIC-08 arena B2.....	86
Figura 31. Bombeo de estimulación ácida RIC-08 arena B2.....	87
Figura 32. Estimulación método bulheading .....	89
Figura 33. Comportamiento producción.....	89

## LISTADO DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>CAPITULO 1</b>	
<b>Tabla 1.</b> Participación actual contrato asociación Caguán.....	18
<b>Tabla 2.</b> Estratigrafía del Campo Río Ceibas.....	25
<b>Tabla 3.</b> Características del crudo producido en el Campo Río Ceibas.....	29
<b>Tabla 4.</b> Cromatografía del gas asociado producido en el Campo Rio Ceibas....	30
<b>Tabla 5.</b> Características de las arenas superiores.....	30
<b>Tabla 6.</b> Características de las arenas basales.....	31
<b>CAPITULO 2</b>	
<b>Tabla 7.</b> Minerales y problemas asociados.....	31
<b>CAPITULO 3</b>	
<b>Tabla 8.</b> Trabajos hechos en 2005.....	32
<b>Tabla 9.</b> Historial de estimulación orgánica.....	33
<b>CAPÍTULO 4</b>	
<b>Tabla 10.</b> Caracterización mineralógica Río Ceibas método XRD.....	34
<b>Tabla 11.</b> Composición mineralógica crítica.....	34
<b>Tabla 12.</b> Distribución de arcillas respecto a la mineralogía total.....	35
<b>Tabla 13.</b> Descripción de arcillas.....	35

## **RESUMEN**

En el presente proyecto de grado se realiza una evaluación técnica a los trabajos de estimulación que se han realizado a los pozos del campo Río Ceibas con el objetivo de recomendar la mejor técnica de estimulación. Para lograr ese fin se realizó un estudio de 3 posibles sistemas ácidos planteados por tres diferentes compañías, todos ellos aplicados a estimulación en arcillas y control de finos usando las últimas técnicas de acidificación aplicadas a areniscas. Con base en esta información se determinaron los factores que tienden a lograr mejores resultados y por ende aumentar la producción de los pozos del campo por medio de la eliminación permanente del daño de formación.

## INTRODUCCIÓN

La formación Honda en el campo Río ceibas ha constituido un desafío para el departamento de ingeniería del campo puesto que los trabajos de estimulación que se han efectuado no han dado los resultados esperados y no se ha logrado con seguridad descubrir cuál es la formula que arroje la solución a dicha problemática.

El principal mecanismo de daño en la formación honda es su contenido arcilloso, donde unas reaccionan con el ácido normalmente utilizado en los tratamientos convencionales de acidificación, generando migraciones, hinchamiento y taponamiento del espacio poroso.

El reto consiste en encontrar la combinación de un sistema ácido capaz de limpiar estos taponamientos y que a la vez sea compatible con la mineralogía de la formación asegurando una estabilización de la roca y ofreciendo una condición estable de producción de fluidos que resulte en beneficio para el campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Diseñar el sistema ácido apropiado para la estimulación de la formación Honda en el campo Río Ceibas.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Diagnostico del comportamiento en producción de los pozos estimulados según cada sistema ácido.
- Determinar el sistema ácido mas eficiente en lo que a remoción de daño se refiere aplicable a las características mineralógicas y petrofísicas de la formación Honda.
- Seleccionar pozos candidatos a estimular.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO RIO CEIBAS**

El Campo Río Ceibas forma parte del contrato de Asociación Caguán celebrado en Enero 1 de 1.984 entre la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL - y la compañía Huila Exploration - HUILEX -. La compañía Huilex operó el Contrato de Asociación Caguán hasta el 27 de marzo de 1.986, fecha en la cual la compañía Intercol, hoy ESSO COLOMBIANA, tomó la operación del mismo.

Con la perforación de los pozos Río Ceibas 1 y 2, por parte de la ESSO, a principios de 1.988, se estableció el descubrimiento de un campo de hidrocarburos, para el cual se solicitó la comercialidad en el segundo trimestre de 1.989. ECOPETROL manifestó a la compañía ESSO y a sus asociadas, el 26 de febrero de 1.990, que podrían explotar bajo su cuenta y riesgo el pozo Río Ceibas 1. El pozo Río Ceibas 2 quedó suspendido temporalmente con potencial para gas.

En 1.992 se perforó el pozo Río Ceibas 3, confirmándose así la existencia de un campo de petróleo y gas, motivo por el cual se aprobó por parte de ECOPETROL la declaratoria de comercialidad del Campo Río Ceibas el día 20 de abril de 1.993.

La compañía ESSO COLOMBIANA vendió el 100% de sus intereses en el Contrato Caguán a la compañía PETROBRAS INTERNACIONAL S.A. – BRASPETRO, la cual asumió la operación a partir del primero de julio de 1.995.

En noviembre del mismo año los socios restantes vendieron su participación a la compañía chilena SIPETROL, con lo cual la participación definitiva y actual es la siguiente:

EMPRESA	PORCENTAJE
ECOPETROL	50.00 %
SIPETROL	27.27 %
BRASPETRO INTERNACIONAL	22.73 %

Tabla 1. Participación Actual Contrato de Asociación Caguán

El campo entró a producción comercial el 19 de enero de 1.994. En el momento que BRASPETRO adquirió los activos de la ESSO y tomó la operación, tenía un área comercial aprobada de 456 acres.

Después de una ardua labor de exploración y desarrollo, y de cinco extensiones de comercialidad, el área actual es de 1.674 acres.

### 1.1 LOCALIZACIÓN Y MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El Campo Río Ceibas se localiza en el departamento del Huila, aproximadamente a 25 Km. al noreste de la ciudad de Neiva (ver Figura 1). Limita por el este con la margen noroccidental de la cordillera oriental, al occidente con la parte media de la vereda La Mojarra, al norte con el Río Fortalecillas y al sur con el Río Las Ceibas.

El área comercial de la asociación Caguán está ubicada en la parte sur de la Cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, extremo noreste de la Subcuenca Neiva, en la zona central del Bloque Caguán.

Las varias ocurrencias y manifestaciones de hidrocarburos en superficie y la presencia de acumulaciones comerciales de petróleo, dentro y alrededor del área de Río Ceibas, sugirieron un activo y efectivo mecanismo de expulsión y migración de hidrocarburos.



La estructura del campo Río Ceibas en superficie se relaciona con un anticlinal que presenta doble cabeceo y está limitada en su extremo oriental por la Falla de Río Ceibas. En el subsuelo la estructura del campo es prácticamente un monoclinal con buzamiento hacia el suroeste, limitado al oriente por la Falla de Río Ceibas, la cual actúa como control de depositación y sello lateral.

Las intercalaciones de arenas y arcillas de la formación Honda, en su parte basal, actúan como rocas almacenadoras y rocas sellos respectivamente. La zona productora del campo está conformada por catorce arenas de origen fluvial, todas controladas estratigráfica y estructuralmente por rasgos similares, pero que constituyen yacimientos diferentes.

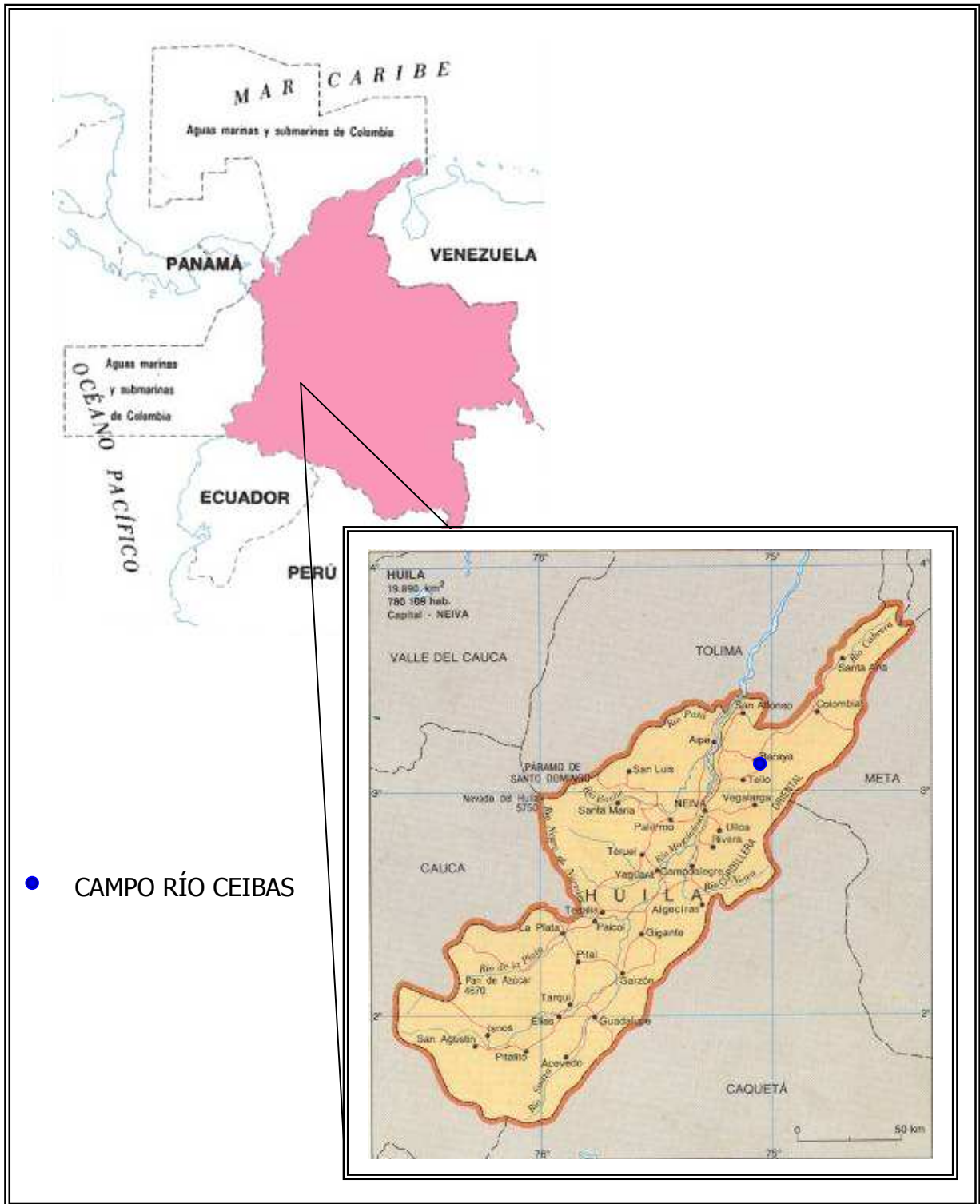


Fig 1. Ubicación geográfica del campo



<b>FORMACIÓN</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>
<b>FORMACIÓN CEIBAS</b>	<p>La litología de la Formación Ceibas está compuesta principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso a fino. La unidad conglomerática se encuentra interdigitada con sedimentos de la Formación Gigante.</p> <p>Las características de estos sedimentos sugieren que se depositaron en un ambiente de abanicos aluviales, provenientes de la Cordillera Oriental.</p> <p>La formación Ceibas suprayace en forma discordante a la formación Honda, y en algunas partes de la subcuenca hay una marcada discordancia angular.</p>
<b>FORMACIÓN HONDA</b>	<p>La formación Honda – Barzalozza es una sucesión de areniscas conglomeráticas, areniscas líticas y arcillolitas.</p> <p>Las areniscas líticas tienen una consistencia deleznable a firme y un cemento ligeramente calcáreo. Las arcillolitas son limolíticas de consistencia firme.</p>
<b>FORMACIÓN SALDAÑA (BASAMENTO)</b>	<p>El Basamento Económico en el Campo de Río Ceibas está conformado por una secuencia de volcanitas y areniscas asociadas a la Formación Saldaña.</p> <p>En el tope de la Formación se identifica la presencia de litoarenitas y litoarenitas feldespáticas intercaladas con arcilla.</p> <p>En la base la litología es principalmente de rocas volcanoclásticas conglomeráticas.</p>

Tabla 2. Estratigrafía del Campo Río Ceibas

### 1.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

En los cuadros 3 y 4 se muestran las características de los fluidos que se producen en el campo Río Ceibas.

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>VALOR</b>
TIPO	PARAFÍNICO
GRAVEDAD API PROMEDIO	20 – 31° API
PRESIÓN DE VAPOR	2,97 PSIG

PUNTO DE FLUIDEZ	55°F
PUNTO DE INFLAMACIÓN	47°F
VISCOSIDAD A 100°F	24.9 CST
VISCOSIDAD A 50°F	4.3 CST
VISCOSIDAD A 122°F	15.21 CP
VISCOSIDAD A 80°F	41.33 CST

Tabla 3. Características del Crudo producido en el Campo Río Ceibas

COMPONENTE	FORMULA	% MOLAR
DIÓXIDO DE CARBONO	CO <sub>2</sub>	0.01
NITRÓGENO	N <sub>2</sub>	0.51
METANO	CH <sub>4</sub>	86.15
ETANO	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	7.21
PROPANO	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	3.00
ISO – BUTANO	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.62
N – BUTANO	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.06
ISO – PENTANO	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.35
N – PENTANO	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.29
HEXANO PLUS	C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	0.80

<b>PESO MOLECULAR PROMEDIO</b>		19.64 GR / MOL GR
<b>VALOR CALORÍFICO</b>	<b>BRUTO</b>	1194,44 BTU / PCN
	<b>NETO</b>	1084,16 BTU / PCN

Tabla 4. Cromatografía del Gas Asociado producido en el Campo Río Ceibas

#### 1.4 ARENAS PRODUCTORAS

El análisis de doce pozos localizados dentro y fuera del área comercial de Río Ceibas, permitió diferenciar dos grupos de arenas, las Arenas Superiores y las Arenas Basales.

ARENAS SUPERIORES	CARACTERÍSTICAS
SUPERIORES	Las arenas superiores presentan tres cuerpos diferentes con un espesor promedio de 50 pies netos y una porosidad promedio de 21,6%. En el pozo RC – 5 se probó el cuerpo superior con una producción de 317 BOPD y en RC – 1,

	perforado en un nivel estructural más alto, probó 3,6 MMSCFD; lo que indica un posible contacto gas / petróleo entre estos pozos.
PAQUETE 1	Este grupo está conformado por tres cuerpos de arena con un espesor neto aproximado de 100 pies, y con porosidades que varían entre 20% y 21%, y un rango en la gravedad API entre 20° y 22°. Este conjunto de arenas se probó en el pozo RC – 14, donde la producción alcanzó 99 BOPD, con una gravedad API de 22° y se encontró productor en los pozos centrales del área comercial con tasas de 317 BOPD (RC – 5) y de 227 BOPD (RC – 11). Las arenas presentan continuidad lateral.
PAQUETE 2 1A – 1B – 2A 2B – 2C	Es el más inferior de ellos y se subdivide en tres miembros con un espesor promedio de 70 pies y una porosidad promedio de 19,4%. En este cuerpo de arenas se observa la tendencia a presentar una disminución ligera en la gravedad API, la cual es de 22,2°. También para estos cuerpos se nota alta productividad en los pozos RC – 12 el cual probó 520 BOPD y el pozo RC – 9 con una tasa de 513 BOPD. El cuerpo intermedio de estas arenas presenta una apariencia masiva y se encontró en el pozo de avanzada RC – 14, donde probó petróleo con una tasa de 139 BOPD, comprobándose con esto una vez más la continuidad de estas arenas.

Tabla 5. Características de las Arenas Superiores

ARENAS BASALES	CARACTERÍSTICAS
B3	<p>Es la parte superior de las Areniscas Basales, esta arenisca está formada por dos cuerpos de arenas, las cuales se desarrollan hacia el área del sur del campo. Estas arenas se probaron en el pozo RC – 15 con una tasa de 490 KSCFD, el espesor promedio de estas dos areniscas es de 50 pies y su porosidad es de 20%.</p> <p>Durante la prueba de esta arena se obtuvieron muestras de petróleo, lo que indica que en un nivel estructural más bajo puede estar saturado de petróleo.</p>
B2	<p>Es el miembro intermedio de las areniscas basales y presenta un espesor promedio de 80 pies, con porosidades promedias del 18%. Este cuerpo fue probado como productor de petróleo en el pozo RC – 7 con una tasa de 228 BOPD y en el pozo RC – 15 con una tasa de 229 BOPD. La gravedad promedio es de 24,7° API.</p> <p>La arena B2 en el pozo RC – 1, localizado en la posición estructural más alta del área comercial, probó 7,7 MMSCFD. El cuerpo de arenas B2 en los pozos RC – 14 y RC – 15 perforados fuera del área comercial, presentan un buen desarrollo y continuidad estratigráfica.</p>

B1'	<p>El espesor de esta arena varía entre 30 a 45 pies, y presenta una porosidad de 20%. Este cuerpo fue probado como productor de gas en el pozo RIC001, el cual arrojó un flujo de 7,7 MMSCFD (prueba conjunta con las arenas B2).</p> <p>En posiciones estructuralmente más bajas este cuerpo probó aceite en el pozo RC – 7 con una tasa de 330 BOPD y una gravedad de 23,7° API.</p>
B1	<p>Este grupo de arenas presentan por lo menos tres cuerpos separados por delgados estratos de arcillas, debido a los canales de arena y al sistema de depositación, pueden considerarse como cuerpo integral.</p> <p>El espesor de estas arenas varía entre 22 y 68 pies, la porosidad promedio del registro de densidad es de 18% y la gravedad API obtenida de las pruebas de producción es de 24°. El pozo RC – 4 probó el cuerpo más superior con una tasa de 772 BOPD.</p>
BO	<p>Estas arenas se encuentran unos 40 pies estratigráficamente mas altas que las arenas BO', el promedio de espesor de esta arena es de unos 25 pies, con una porosidad del 18%.</p> <p>La producción de este cuerpo de arenas se probó en el pozo RC – 4 con una tasa de 308 BOPD, y una gravedad de 25° API.</p>
BO'	<p>Constituyen el cuerpo inferior con un espesor de 45 pies de arenisca neta petrolífera. Este cuerpo de arenas fue probado en el pozo RC –15, con un flujo estabilizado de 740 BOPD, de 30° API.</p> <p>Este cuerpo no está presente en los pozos perforados anteriormente, y se deduce que su continuidad hacia el Norte es limitada; de acuerdo con el modelo geológico del área, esta arena continua hacia el Sur donde las condiciones de sedimentación favorecen su desarrollo, lo cual permite postular que se puede esperar la presencia de nuevas arenas hacia el mismo sector con produccion similar a las obtenidas en el pozo RIC-015.</p> <p>La gravedad API del petróleo encontrado en esta arena es la más alta del área; la conjugación de factores tales como mayor profundidad, la presencia de zonas sello de mejor espesor y continuidad, y la cercanía al área de generación, implican una mayor prospectividad para hidrocarburos en función de productividad y calidad en el área solicitada como extensión de la comercialidad.</p>

Tabla 6. Características de las Arenas Basales

Los valores mencionados corresponden a las primeras pruebas realizadas a los pozos.

## **1.5 MODELO DE DEPOSITACIÓN**

El modelo de depositación del área del Campo de Río Ceibas y su zona de influencia, se relaciona con depósitos de origen fluvial, en el cual los canales han depositado una secuencia de arenas y arcillas intercaladas, de diferentes características litológicas y petrofísicas donde cada arena productora presenta un ambiente deposicional diferente.

El espesor de cada cuerpo presenta un promedio de 30 pies, lo que permite concluir que estas areniscas presentan extensiones areales suficientes para desarrollar su continuidad en el área de Río Ceibas y la extensión del área comercial.

Este mecanismo de depositación fue dinámico, de gran amplitud areal, variable en tiempo y espacio; con una dirección primordial de depositación de rumbo N 38° E.

## **1.6 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO**

En los yacimientos de las arenas superiores del campo, de acuerdo con la descripción geológica, la lenticularidad de las arenas induce a postular que tanto los yacimientos de aceite como de gas no asociado tendrían un comportamiento volumétrico, es decir que el mecanismo de producción más probable sería el de expansión de los fluidos combinado con el empuje ocasionado por la salida de gas en solución en los yacimientos de aceite.

En el caso de las arenas Básales, yacimiento de aceite con capa original de gas, su mecanismo de producción más probable sería la combinación de la expansión volumétrica de la capa de gas y la salida de gas disuelto en la zona de aceite. La descripción geológica de las arenas Basales indica buena continuidad lateral.



### **1.6.1 Porosidad.**

Se hicieron varios cálculos de porosidad usando los registros de densidad, neutrón y sónico en todos los pozos del área; se observó que el registro neutrón se ve considerablemente afectado por la presencia de arcillas, el registro sónico no da confiables lecturas debido a la baja compactación de las arenas de la formación Honda, necesitándose hacer grandes correcciones, siendo entonces el registro de densidad el más adecuado para el área, dado que sus valores correlacionan adecuadamente con los valores obtenidos de los análisis de corazones. Los valores deben ser corregidos por un factor de 1,389 unidades de porosidad para ajustarlos a los valores determinados de los análisis de corazones.

Esta aproximación se debe usar para las Arenas Superiores y Basales considerando que los dos grupos de arenas productoras presentan un modelo de depositación semejante.

### **1.6.2 Permeabilidad.**

La permeabilidad del campo se ha estimado en cada pozo de acuerdo a registros PBU (Pressure Build Up). Los valores de las permeabilidades oscilan de 10 a 15 md para las arenas superiores y de 20 a 25 md para las arenas basales.

### **1.6.3 Saturación de Agua.**

Con el fin de calcular la saturación de los fluidos mediante la utilización de los registros eléctricos, se han hecho análisis a muestras de agua de formación tomadas en pruebas de producción en algunos pozos.

En general, la resistividad del agua es muy baja, dificultando su uso en la interpretación de los registros eléctricos. Existe una variedad de aguas presentes

en los intervalos de la Formación Honda y diferentes contenidos de arcilla, lo cual dificulta tener un valor confiable de saturación de agua. Se optó por utilizar un valor de saturación de agua del 30% que corresponde a una saturación de petróleo del 70%, considerada representativa del área teniendo en cuenta el comportamiento histórico de los pozos perforados.

#### **1.6.4 Presiones de Formación.**

En el Campo Río Ceibas se han identificado dos sistemas independientes de presión de la formación. El grupo superior de las arenas productoras se clasifica como de presión sub – normal con un gradiente de formación de 0,34 psi / ft, y el grupo de las Arenas Basales se clasifica como de presión normal con un gradiente de 0,45 psi / ft. Este sistema de presiones está ligado directamente con los mecanismos de producción actuando en cada grupo de arenas.

#### **1.6.5 Reservas de Petróleo y Gas.**

Los volúmenes de petróleo y gas originales en el yacimiento se determinaron basados en el cálculo volumétrico de roca porosa y usando los factores de porosidad y saturación de agua original.

Como factor volumétrico de petróleo se usó un valor de 1,058 BY / BN para las arenas Superiores y un valor de 1,100 para las arenas Basales. Los factores volumétricos de gas no asociado usados fueron 75,8 PCN / PCY para las arenas superiores y de 125,4 PCN / PCY para las arenas Basales.

Para el cálculo de los pies cúbicos de gas asociado con el petróleo en el yacimiento se usó un valor de 142 PCN / BN, para las arenas Superiores y de 250 PCN / BN para las arenas Basales, valores tomados como promedio de los

resultados de los análisis PVT realizados a muestras de fluidos recuperados para cada grupo de arenas en varios pozos.

Las reservas de petróleo crudo para los dos grupos de arenas (Superiores y Basales) son de 37'270.000 Bbls.

### **1.6.6 Factores de Recobro.**

En los yacimientos de las arenas Superiores se usó un factor de recobro inicial del 12,8%, estadístico para yacimientos con mecanismos de gas en solución o por expansión de capa de gas. En los yacimientos de las arenas Basales se usó un factor de recobro inicial del 20%, considerando la extensión lateral de las arenas y el empuje de agua existente en algunos cuerpos de estas arenas.

De acuerdo con datos estadísticos de otros yacimientos con modelos de depositación similar en el Valle Medio del Magdalena, se han obtenido factores de recobro superiores al 30%.

Valores obtenidos con base en el modelo de H. J. Gruy y Asociados, para el cálculo de los factores de recobro usando las ecuaciones API, muestran resultados del orden de 42,98%, en el caso de arenas con empuje de agua.

En el caso de yacimientos con mecanismos de producción por gas en solución el factor de recobro calculado está en el orden del 35,35%. Aunque estos valores podrían ser usados en el cálculo de reservas, se prefiere utilizar valores entre el 12% y el 20% lo cual entrega un margen muy confiable de seguridad.

## **1.7 DISTRIBUCIÓN DE POZOS DEL CAMPO RIO CEIBAS**

El campo Río Ceibas cuenta actualmente con 74 pozos perforados y completados, de los cuales se tienen 18 pozos inyectoros de agua; 3 pozos que son productores/inyectoros de gas. El campo se ha desarrollado con diferentes sistemas de levantamiento, así pues, se cuenta con un pozo con bombeo mecánico, uno con bombeo electrosumergible, 26 pozos con levantamiento con gas lift y 24 pozos con sistema de levantamiento PCP. Los pozos se distribuyen por islas; esto para disminuir el impacto ambiental en el área, permitiendo perforar desde una misma locación hasta cinco pozos.

Una distribución más general del campo se hace por zonas, encontrándose islas en la zona norte, en la zona centro y en la zona sur. La figura 3 muestra la distribución por islas de los pozos en el Campo Río Ceibas.

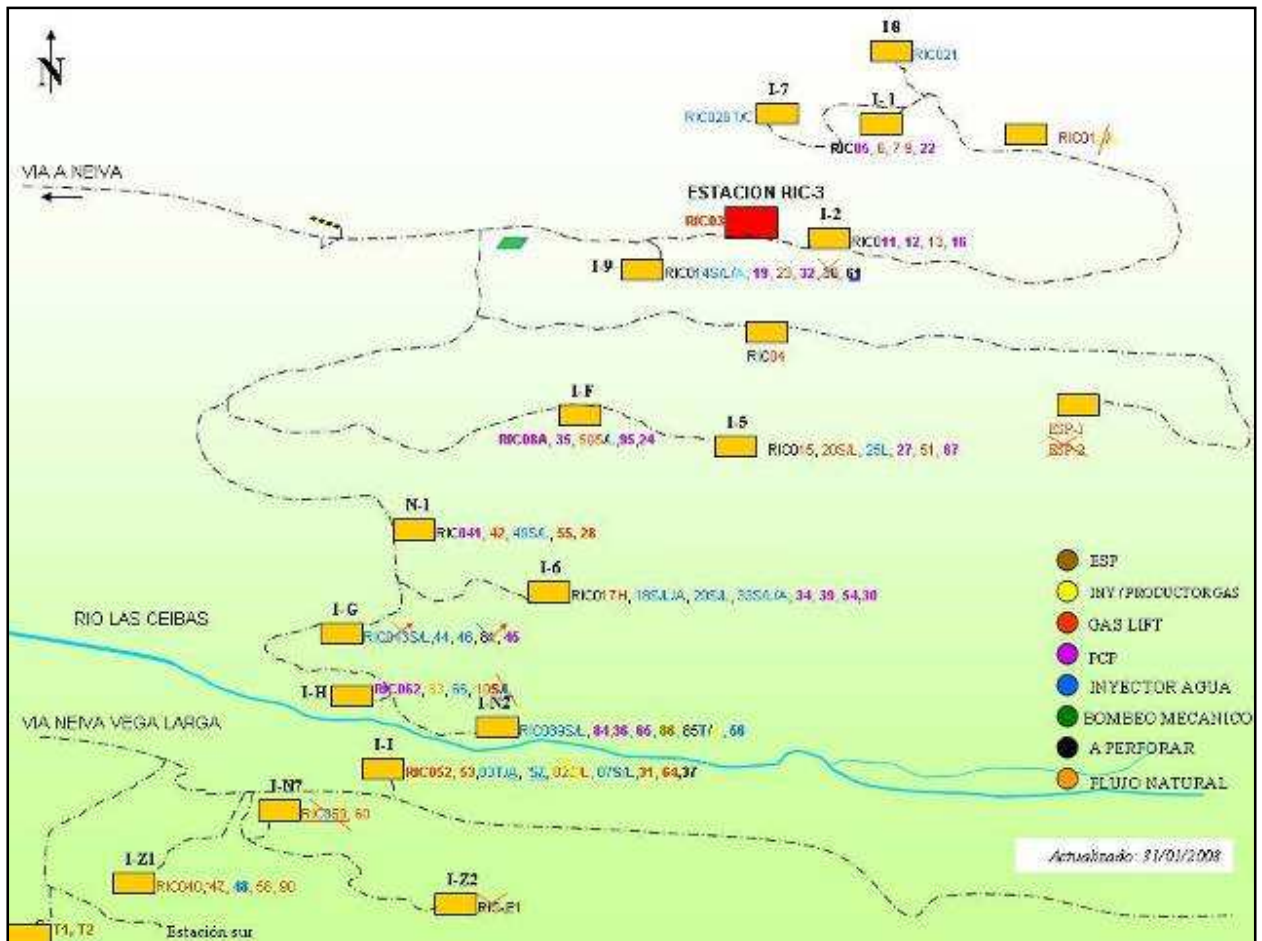


Figura 3. Distribución de los pozos en el campo Río Ceibas

## 2. FUNDAMENTO TEÓRICO

### 2.1 DAÑO DE FORMACION

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo, o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen: baja permeabilidad natural del yacimiento, baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos, daño a la formación, perforaciones de poca penetración o tapadas y restricciones a nivel de pozo.

El daño ocasionado a la formación es una de las razones por las cuales muchos pozos de inyección de agua, productores de gas o petróleo poseen disminuyen su productividad o inyectividad. Este daño, a menudo expresado como *skin* o daño de *la zona* se produce cuando se altera la permeabilidad original de la formación productora. El daño a la formación es ocasionado por muchos factores, y puede ocurrir desde el momento en que la formación es penetrada por medio de la perforación o en cualquier momento durante la vida del pozo.

Se acepta comúnmente que el daño a la formación se debe a la penetración de líquidos o sólidos, o de ambos. Para seleccionar un tratamiento es esencial tener una idea general de cuál es el daño a la formación y cuáles son sus efectos. El daño a la formación se puede dividir en:

1. Interacción roca/fluidos.
2. Migración/Taponamiento por partículas finas.

3. Interacciones fluido/fluido.
4. Fenómenos Interfaciales.
5. Bloqueo por Emulsiones.
6. Taponamiento por incrustaciones de carbonatos.
7. Contaminación de las formaciones por bacterias.
8. Precipitación de asfáltenos.

## **2.2 MECANISMOS DE DAÑO DE LA FORMACION**

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluido y fluido/fluido, aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca; también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

### **2.2.1 Interacción roca/fluidos**

Los daños a la formación se definen como toda restricción que afecte a la productividad o inyectividad del pozo. Esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones fluido/roca.

### **2.2.2. Migración/Taponamiento por partículas finas**

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima.

Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde el coloidal hasta 40 micrones. Las partículas coloidales son afectadas por la difusión Browniana y los efectos de la doble capa eléctrica. Las partículas mayores que el tamaño coloidal son afectadas por las fuerzas hidrodinámicas.

Las principales partículas finas que se hallan en el medio poroso son las arcillas autógenas (caolinita, illita, esmectita y clorita), seguidas por cuarzo, sílice amorfo, feldespatos y carbonatos (calcita, dolomita y siderita).

Las arcillas autógenas son las que más afectan a la permeabilidad del yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos. Estos minerales son de tamaño pequeño estructuralmente laminares y de gran área superficial, por lo que tienden a reaccionar rápidamente con el flujo que se introduce en el medio poroso, de modo que si este fluido no es compatible con el tipo de arcilla presente, basta con que hayan un 2% de ésta para que su desestabilización cause obstrucción al flujo con disminución de la producción.



### ✚ Arcillas:

Las arcillas son silicatos de aluminio hidratados. Su estructura está formada por capas tetraédricas de silicio-oxígeno y capas octaédricas de aluminio-oxígeno-hidroxilo.

En la red cristalina de la arcilla, puede ocurrir que cationes divalentes sustituyan en las capas octaédricas al aluminio. El efecto produce una carga neta superficial negativa, que es compensada por cationes intercambiables, como  $K^+$ ,  $Na^+$  y  $Ca^{2+}$ , que se adhieren a la superficie basal.

Las arcillas más frecuentes en los yacimientos de arenisca son:

- Caolinita:  $Al_2Si_2O_5(OH)_4$

Como se muestra en la fig 4. Una capa tetraédrica y una octaédrica unidas por puentes de hidrógeno, de unión muy fuerte. No hay agua interlamina. No se expande, pero se fractura y migra por efecto de la concentración iónica del medio. Se reconoce fácilmente en microfotografías por su aspecto de láminas paralelas perfectamente colocadas unas sobre otras.

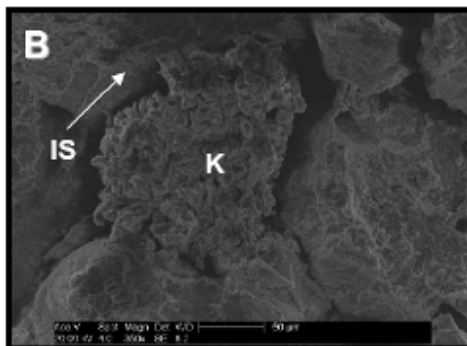


Fig 4 Imagen de Caolinita

- Esmeclita o montmorillonita:  $Na_{0,33} Al_{1,6} Mg_{0,33} Si_4 O_{10} (OH)_2$

Se reconoce en las microfotografías por su apariencia de hojuelas continuas, formando estructuras en forma de colmena. Su estructura básica es una capa

octaédrica entre dos tetraédricas. Las uniones las forman los grupos (OH). El agua de baja concentración salina y otras moléculas polares, incluyendo orgánicas, pueden expandir la esmectita como se ve en la fig 5, hasta separar completamente las capas.

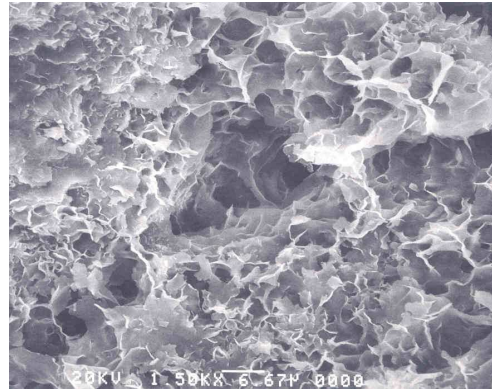


Fig. 5 Imagen de Esmectita

- Illita:  $(K_{1,8} (Al_{1,6} Fe_{0,2} Mg_{0,2})(Si_{3,4} Al_{0,6}) O_{10} (OH)_2)$

Su estructura básica es también una capa octaédrica entre dos tetraédricas pero algunos iones de silicio han sido sustituidos por aluminio, y la neutralización de la carga negativa resultante se realiza por medio de iones de potasio interlaminares. La illita se reconoce en microfotografías como la de la fig 6 por su forma de agujas o cabellos. Es muy propensa a quebrarse y migrar por el movimiento de fluidos.

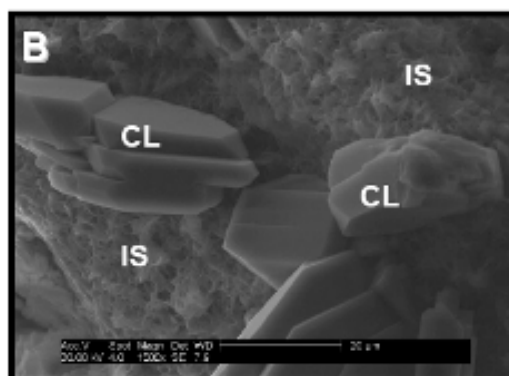


Fig 6 Imagen de Illita

- Clorita:  $((Mg\ Fe)_5\ (AlSi_3)(Al\ O_{10})(OH)_8)$

Su estructura básica consta de capas alternas una octaédrica entre dos tetraédricas. Se reconoce en microfotografías como la de la fig 7 porque sus láminas planas están dispuestas en forma de rosetas u hojas de repollo. Esta arcilla no es propensa a disgregarse y migrar ni a expandirse, pero, por su alto contenido de hierro, es muy problemática a la hora de inyectar ácido clorhídrico en una formación.



Fig 7 Imagen de Clorita

- Interestratificados

Las arcillas interestratificadas son aquellas en las que los cristales individuales están compuestos por capas de unidades básicas de dos o más tipos, como es el caso de illita-esméctica como se ve en la fig 8, cuya composición va a estar determinada por la proporción de cada uno de los tipos de estructura. Estas arcillas pueden expandirse de acuerdo a su contenido de esméctica.

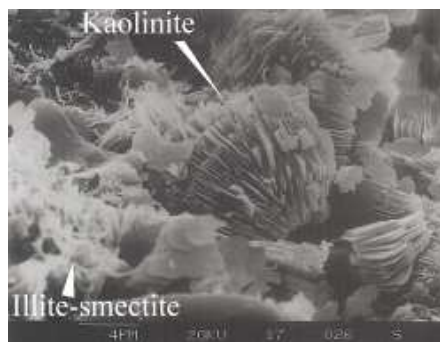


Fig 8 Imagen de presencia conjunta de Illita y esméctica

El resumen del daño generado por los minerales presentes en la formación Honda se plantea en resumen en la tabla 7.

Mineral	Daño Generado
Feldespatos	Contienen sodio y potasio. La principal preocupación es la precipitación de fluosilicatos. Los feldepatos potásicos causan los mayores problemas.
Carbonato	Consumen HCl y pueden causar precipitación de fluosilicatos y aluminio a partir del ácido gastado.
Illita	Causa problemas de migración de finos e intercambio iónico. Contiene potasio, que puede causar precipitación de fluosilicatos a partir del ácido gastado.
Caolinita	Causa problemas de migración de finos e intercambio iónico. Estos se dispersan en agua fresca y causan conificación.
Esmectita	Es un intercambio de iones minerales que se hinchan en agua dulce.
Arcilla mixta	Es un intercambio de iones minerales que se hinchan en agua dulce. A menudo contienen potasio que puede causar la precipitación de fluosilicatos a partir del ácido gastado.
Clorita	Es un intercambio iónico inestable en HCl.
Mica	Es un intercambio iónico inestable en HCl. Contienen potasio que puede causar la precipitación de fluosilicatos a partir del ácido gastado.
Zeolita	Es un intercambio de iones minerales que se hinchan en agua dulce. A menudo contienen sodio que puede causar la precipitación de fluosilicatos a partir del ácido gastado.

Tabla 7. Minerales y problemas asociados.

### 2.2.3 Interacciones fluido/fluido

Las interacciones fluido/fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas, u orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

#### **2.2.4 Fenómenos interfaciales**

El daño a la formación puede ser causado por fenómenos diferentes a obstrucciones que disminuyen la permeabilidad de la roca. Hay daños causados por los fluidos que involucran cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica, o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo. A veces se cree que estos tipos de daño son temporales ya que los fluidos son móviles y deberían poder sacarse de la vecindad del pozo; sin embargo, en la práctica, es muy difícil eliminar este tipo de daño.

#### **2.2.5 Bloqueo por emulsiones**

El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación cerca del pozo puede quedar reducida a cero.

El mecanismo de la formación de emulsiones en el medio poroso es controversial, pero parece que no solo depende de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos. En la práctica se ha hallado que el agua y el petróleo nativos de un yacimiento rara vez forman emulsiones espontáneamente. Para que se forme una emulsión se requieren factores externos, por ejemplo, la reintroducción en el yacimiento de un crudo extraído del mismo, porque, si ha experimentado la activación de surfactantes naturales, éstos pueden estabilizar emulsiones de dicho crudo con el agua de formación. La activación de los surfactantes naturales puede ocurrir en los crudos que han sido almacenados y han sufrido oxidación en la superficie. De la misma manera, agua de yacimiento y filtrado de fluidos de perforación que se han saturado de oxígeno en la superficie, al filtrarse a la formación, provocan la oxidación del petróleo, con las mismas consecuencias.

Debe tenerse en cuenta que la energía para la formación de emulsiones la proporciona el esfuerzo de corte producido cuando los fluidos fluyen en el medio poroso.

Un mecanismo mucho más probable de formación de emulsiones en el medio es la introducción de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/reparación. Si además existen partículas finas dispersas en el medio poroso, éstas se colocaran en la interfase, impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión, estabilizándola. Estas emulsiones se hacen más estables cuando las partículas finas tiene una mojabilidad intermedia, esto es su mojabilidad es igual que al petróleo, así pueden concentrarse en la interfase entre el agua y el petróleo y actuar como un escudo mecánico, impidiendo que las gotas de la emulsión se junten.

Durante los procesos de acidificación con mezclas de HCl-HF se generan este tipo de partículas por disolución de compuestos silicios y formación de hidróxido de silicio en estado coloidal. Estas partículas alcanzan el grado de mojabilidad adecuada para estabilizar emulsiones gracias al inhibidor de corrosión que el ácido lleva en exceso, y que, en general, es un surfactante catiónico, que invierte la mojabilidad hacia el petróleo en los materiales silicios.

### **2.2.6 Taponamiento por incrustaciones de carbonatos**

Durante la vida productiva de los pozos, normalmente ocurre un incremento en la producción de agua. Esta agua contiene sales disueltas, normalmente calcio, el cual bajo ciertas condiciones puede precipitarse y taponar la formación. Esta situación puede controlarse, inyectando productos que prevengan la precipitación o vuelvan a solubilizar los materiales precipitados.

### **2.2.7 Contaminación de las formaciones por bacterias**

Los microorganismos presentes en la fase acuosa de los fluidos de tratamiento o en el agua de inyección, como son las bacterias, pueden ocasionar taponamientos de la formación y líneas de conducción o una corrosión seria en los equipos y líneas, para prevenir esta situación, se recomienda usar un bactericida en las aguas de inyección.

### **2.2.8 Precipitación de asfáltenos**

Cuando el crudo tiene concentraciones de materiales asfálticos mayores a 2 puede producirse la precipitación de asfáltenos, ocasionado la reducción de la permeabilidad de la formación y por consiguiente la reducción de la producción.

La finalidad de los tratamientos es inhibir la precipitación de los hidrocarburos pesados que taponan los poros de la formación productora de aceite.

## **2.3 ESTIMULACION**

Se conoce como estimulación a una serie de tratamientos que tienen por objeto eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, incrementarla por encima de su valor natural.

Si la inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será **matricial**, si se excede la resistencia mecánica de la roca, será un tratamiento de **fracturamiento**. Adicionalmente existe otra técnica de estimulación ácida que se denomina Lavado-Agitación.

### **2.3.1 Estimulación matricial**

En acidificación matricial, el flujo de ácido es confinado a los poros naturales de la formación y los canales de flujo a una presión de fondo del pozo que es menor a la presión de fracturamiento. El propósito es incrementar la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

En acidificación matricial, el área de contacto entre el fluido y la formación es muy grande; por lo tanto, la presión por fricción se incrementa rápidamente a medida que el caudal de bombeo aumenta. Como la acidificación matricial se debe llevar a cabo a caudales de inyección bajos, generalmente su efecto se limita a remover daños someros de la formación (trabajos de lavado). Una vez que se han agrandado los canales de flujo, los materiales que crearon el daño se pueden remover de la formación.

Al tratar el daño de la formación, como por ejemplo un revoque o incrustaciones, se debe tener cuidado de realizar el tratamiento con presiones menores que las presiones de fractura para evitar que la fractura atraviese el área dañada.

Para lograr una penetración máxima con acidificación matricial, el ácido debe tener una viscosidad baja así como una baja tensión superficial. No se deben usar ácidos gelificados ni emulsionados porque su viscosidad y tensión interfacial aumentan considerablemente las presiones de inyección.

Tanto en la acidificación en fracturas como en la matricial, la estimulación efectiva depende de que la formación productora mejore la permeabilidad en una extensa red de canales que servirán de sistema colector para transportar el crudo de la roca de baja permeabilidad al pozo.



### 2.3.2 Fracturamiento hidráulico

La fractura acida consiste en inyectar ácido a través de las fracturas naturales o inducidas a presiones que exceden la presión de fractura de la formación (Figura 9). Este tipo de estimulación agranda o crea nuevos canales de flujo desde la formación hacia el pozo.

En la fractura ácida, la penetración del ácido depende de la velocidad del ácido (caudal de inyección), su velocidad de reacción con la formación, el área de contacto entre las fracturas y el ácido, y la rata de pérdida de ácido.

La velocidad de un ácido en determinada formación fracturada está determinada por el caudal de inyección. La penetración más profunda se puede obtener a partir de una caudal que produzca una presión de inyección apenas ligeramente menor a la presión que se requiera para crear fracturas adicionales. Cualquier presión que sobrepase este valor óptimo ensanchará las fracturas existentes y abrirá otras nuevas, disminuyendo así la velocidad del fluido.

La velocidad de reacción del ácido probablemente es lo que más afecta la profundidad de penetración.

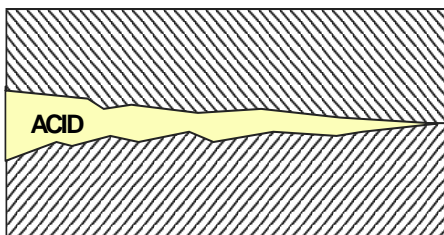


Fig 9. Ingreso de ácido

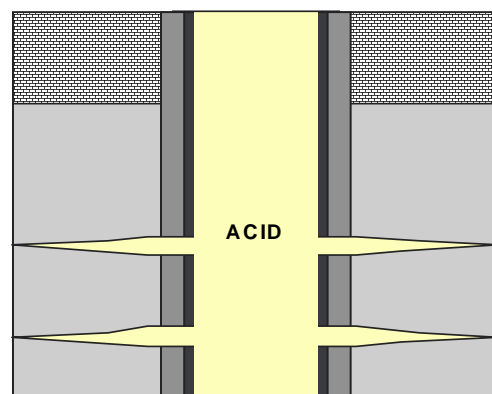


Fig. 10 Fractura en el interior de calizas.

### 2.3.3 Lavado-Agitación

El número de aplicaciones de la técnica de lavado-agitación depende de la cantidad de daño que haya ocurrido en los orificios de la zona perforada o en el área inmediata al borde pozo. Las soluciones ácidas que se diseñan para suspensión, dispersiones solvente-ácido o las de tipo de limpieza son las que se utilizan normalmente en la acción de lavados. Dicha acción de remojo permite que el ácido actúe sobre los materiales solubles en ácido y remueva el filtrado de lodo, lima, finos y demás residuos que podrían tapar la formación.

El lavado ácido se puede realizar mediante uno de los tres métodos siguientes: Uno, el ácido se puede colocar en los orificios de las perforaciones para reaccionar durante un corto período de tiempo y luego se puede lavar por el espacio anular subiendo y bajando la sarta de trabajo por la zona de interés. Otro método de agitación consiste en presurizar el ácido contra los orificios de cañoneo sin exceder la presión de fractura del pozo (BHFP), y luego aliviar esta presión muy rápidamente por la válvula de purga del camión. A esta acción se le denomina a veces "backsurging" de los orificios de cañoneo. El tercer método consiste en colocar el ácido en los orificios de cañoneo; dejar remojando en ácido durante algunos minutos, y luego suabear de nuevo los orificios de cañoneo ya sea a través de la tubería de revestimiento o a través de la tubería de producción. Con cualquiera de estos métodos quizá se tenga que aplicar el ácido varias veces antes de que la formación se abra para dejar entrar el fluido. Usar varias aplicaciones permite llevar a cabo un trabajo de acidificación normal sin miedo a empujar material indeseable a la permeabilidad natural o a los canales de flujo de la formación.

Se aplican tratamientos de químicos no ácidos a los depósitos de incrustaciones, bloqueos por agua, bacterias, parafinas, daños causados por arcillas, o sistemas

de control de agua ya sea inyectando en la formación o remojando durante un tiempo determinado (hasta 24 horas).

## 2.4 FUNDAMENTOS TÉCNICOS DE LA ACIDIFICACION EN ARENISCAS

Las areniscas son rocas sedimentarias, cuyo componente mayoritario es el cuarzo: también contienen feldespatos (potásicos y sódicos), arcillas (caolinita, illita, clorita, montmorillonita), óxidos de hierro, sílice amorfa y carbonatos.

El ácido clorhídrico tiene una velocidad de reacción muy elevada con las formaciones de calizas y dolomitas y los ácidos fórmicos y acéticos tienen una velocidad de reacción moderadas con este tipo de formaciones. Las formaciones de areniscas, no obstante, reaccionan poco (de hacerlo) con estos tres ácidos.

La mayoría de las formaciones de areniscas están compuestas de partículas de cuarzo – dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ )- enlazadas entre si mediante varios tipos de materiales de cementación, particularmente carbonatos, sílice y arcillas. La cantidad de reacción que se obtiene con ácidos clorhídrico, fórmico y acético, se limita a la cantidad de material calcáreo presente en la formación. No obstante, el dióxido de silicio y la arcilla, conjuntamente con el material calcáreo, reaccionaran con el ácido fluorhídrico, aunque la velocidad de reacción sea lenta en comparación con la reacción del ácido clorhídrico en una caliza.

El único ácido que ataca la sílice y los silicoaluminatos es el ácido fluorhídrico. La reacción de éste ácido con la sílice es la siguiente:



Dióxido de silicio + ácido fluorhídrico = Tetrafluoruro de silicio + agua

Como el ácido fluorhídrico reacciona con areniscas, limo, arcilla y la mayoría de los lodos de perforación, ha sido eficaz para remover el daño de la formación en yacimientos de areniscas y en estimulación. El ácido fluorhídrico se utiliza normalmente en combinación con ácido clorhídrico en mezclas cuyo rango de concentración oscila entre 6% HCl - 1/2% HF y 28% HCl - 9% HF. La concentración más común es 12% HCl - 3% HF, y se le denomina comúnmente "mud acid". En algunas situaciones es posible que se requiera 15% HCl - 3% ó 4% HF para que la estimulación de la arenisca sea eficaz. La mejor relación o concentración de HCl-HF se deberá determinar mediante pruebas de núcleos efectuadas en el laboratorio. Deberían evitarse las concentraciones de HCl-HF que excedan 4% de HF porque puede ocurrir disociación en la formación. A continuación se señalan otras concentraciones HCl-HF.

% HCl	% HF
6	0.5
7.5	1.5
12	3
15	3
15	4

El ácido clorhídrico en estas formaciones tiene tres propósitos:

- Actúa como convertidor para producir ácido fluorhídrico a partir de una sal de amonio.
- Disuelve el material soluble en ácido clorhídrico y evita así que el ácido fluorhídrico se gaste demasiado rápido y preservarlo para las arcillas.
- Previene la precipitación de fluoruro de calcio ( $\text{CaF}_2$ ).

Los factores básicos que controlan la velocidad de reacción relativa del ácido fluorhídrico en la matriz son la temperatura, concentración del ácido, presión, composición química de la roca de la formación, y la relación área de roca vs. volumen de ácido.

La temperatura marca un efecto en la velocidad de reacción del ácido fluorhídrico en arenas y arcillas. La velocidad de reacción casi se duplica por cada 50° F de aumento de temperatura. La velocidad de reacción se duplica también a medida que la concentración se duplica; por ejemplo, una solución de ácido fluorhídrico al 4% reacciona dos veces más rápido que una solución al 2%. Sorprende además que la velocidad de reacción aumente también con la presión, si bien la mayoría de las reacciones que producen un gas (como la reacción de silicatos con ácido fluorhídrico) se retardan con la presión. La formación de ácido fluosilícico ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) a partir del gas desprendido, tetrafluoruro de sílice ( $\text{H}_2\text{SiF}_4$ ), contribuye con la reacción de la formación, lo cual podría explicar el aumento de la velocidad de reacción del ácido fluorhídrico bajo presión. Las cantidades relativas de areniscas, arcilla, limo y materiales calcáreos en cualquier formación dada, también afecta la velocidad de reacción porque cada material tiene su propia velocidad de reacción característica con el ácido fluorhídrico. Por ejemplo, el ácido fluorhídrico reacciona con arcilla a una velocidad mayor que con una arenisca, y con un material calcáreo a una velocidad mayor que con la arcilla.

Como el flúor es un elemento muy reactivo y dado que la composición de una arenisca es variada, cuando las formaciones de areniscas se estimulan con ácido fluorhídrico se forman muchos productos de reacción. Por ejemplo, se forma fluoruro de calcio ( $\text{CaF}_2$ ) cuando el ácido fluorhídrico reacciona con carbonato de calcio:



ácido fluorhídrico + carbonato de calcio = fluoruro de calcio + agua + dióxido de carbono

Siempre y cuando haya ácido vivo presente, el fluoruro de calcio (producto indeseable) permanece ionizado y en solución. En ausencia de ácido fluorhídrico o clorhídrico, no obstante, puede precipitar fluoruro de calcio. Manteniendo un pH bajo y usando un tiempo de cierre corto se garantiza que no ocurra deposición de fluoruro de calcio. También se usa un pre-flujo de ácido clorhídrico para reaccionar con los carbonatos de calcio y magnesio presentes en la formación y eliminarlos.

Los iones de sodio y potasio que puedan estar presentes en el agua de la formación pueden reaccionar con el ácido fluorhídrico para formar precipitados insolubles, hexafluosilicato de sodio o potasio ( $\text{Na}_2\text{SiF}_6$  ó  $\text{K}_2\text{SiF}_6$ ). Cuando exista esta posibilidad, se debería usar siempre un pre-flujo de ácido clorhídrico antes de la solución del tratamiento de ácido HCl-HF, para desplazar el agua de la formación. No se deben usar salmueras ni agua de mar para preparar este fluido de tratamiento. Usar HCl al 15% como pre-flujo cumple tres propósitos:

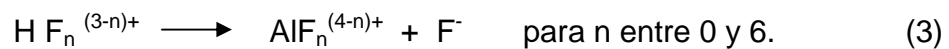
- Disuelve los carbonatos de calcio y/o magnesio.
- Minimiza la pérdida de ácido fluorhídrico utilizado en el tratamiento de la segunda fase.
- Sirve de espaciador entre el HCl-HF y la salmuera de la formación.

Se debe usar un post-flujo de HCl al 3% ó 15% para evitar que las salmueras se mezclen con HCl-HF, ya que pueden causar problemas de precipitación.

Una vez gastado el HF, el ácido fluosilícico  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  se hidrata y forma un precipitado gelatinoso que puede tapar los poros, conocido como silica gel.



La desintegración de los silicoaluminatos (feldespatos y arcillas) por el HF se considera, estequiométricamente, de primer orden, esto implica que la relación Al/Si es la misma solución que en el mineral que los contenía. La sílice se solubiliza de la misma forma que en el cuarzo, mientras que el aluminio se va combinando con el fluor para formar diferentes compuestos fluorados:



### 2.4.1 Formación de precipitados por reacciones químicas

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de éstos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH. En contacto con ácidos, la mineralogía de muchas areniscas promueve la formación de precipitados potencialmente dañinos, dependiendo de varios factores:

- Factor Químico

Solubilidad de los precipitados en el fluido de postflujo o sobre desplazamiento y en los fluidos del yacimiento.

- Factor Cristalográfico

Los precipitados pueden ser cristalinos o amorfos. El aluminio tiene mayor afinidad por el flúor que el silicio, por lo que el gasto de fluoruro se hace más rápidamente sobre el aluminio, lo cual implica que a bajas concentraciones de fluor la sílice precipita como Si(OH)<sub>4</sub>.

Por otra parte, la precipitación del fluoruro de aluminio AlF<sub>3</sub>, puede ocurrir cuando la concentración de HF en una mezcla HF/HCl es muy alta.

También se da el caso de que el ácido fluorhídrico haga contacto con minerales de carbonato de calcio o magnesio precipitando fluoruros de esos metales.



Estos precipitados son irreversibles y sólo se evitan mediante prelavados de la zona de interés por medio de HCl.

Si en la formación existen minerales que contengan hierro en su estado  $\text{Fe}^{3+}$ , la reacción del ácido clorhídrico disolverá este hierro y lo mantendrá en suspensión hasta que el Ph aumente a un valor mayor de 2,2. Bajo esta condición, precipitará en forma de hidróxido férrico  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , amorfo e irreversible. Esta precipitación se evita mediante el uso de complejantes de hierro.



### 3. HISTORIAL DE ESTIMULACIONES

Como historial de estimulación al campo Río Ceibas encontramos que se han realizado trabajos de lavados de fondo, estimulaciones orgánicas matriciales, estimulaciones orgánicas selectivas y fracturamientos hidráulicos.

#	POZO	TIPO	FECHA TRATO	FECHA PRUEBA	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	OBSERVACIONES
1	RIC-8A	GL SL	9-Dec-05	23-Nov-05	10	10	0	0	ANTES DE TTO
				19-Dec-05	24	24	0	0	DESPUES DE TTO
		GL SC		09-Nov-05	67	66	1	1.8	ANTES DE TTO
				19-Dec-05	81	78	3.25	4	DESPUES DE TTO
PCP	12-Jan-05	88	72	16	18	DESPUES DE WO			
2	RIC012	PCP	22-Dec-05	21-Nov-05	81	26	55	68	ANTES DE TTO
				24-Dec-05	496	139	357	72	DESPUES DE TTO
				10-Jan-06	89	33	56	63	DESPUES DE WO
3	RC-32	PCP	20-Dec-05	12-Dec-05	153	144	9	6	ANTES DE TTO
				12-Jan-06	322	306	16	5	DESPUES DE TTO
4	RC-34	PCP	15-Dec-05	13-Dec-05	243	243	0	0	ANTES DE TTO
				05-Jan-06	244	243	1	0	DESPUES DE TTO
5	RC-35	PCP	13-Dec-05	08-Dec-05	208	163	45	21.5	ANTES DE TTO
				05-Jan-06	377	166	211	56	DESPUES DE TTO
6	RC-41	PCP	6-Dec-05	05-Nov-05	364	120	244	67	ANTES DE TTO
				11-Dec-05	487	168	319	66	DESPUES DE TTO
				12-Jan-06	341	56	285	84	DESPUES DE WO
7	RC-62	PCP	2-Dec-05	03-Dec-05	106	96	10	9.5	ANTES DE TTO
				09-Dec-05	189	123	66	35	DESPUES DE TTO
8	RC-63	PCP	17-Dec-05	11-Dec-05	125	75	50	40	ANTES DE TTO
				21-Dec-05	162	99	63	39	DESPUES DE TTO
9	RIC-27	GL	10-Dec-05	27-Nov-05	66	66	0	0	ANTES DE TTO
				14-Dec-05	75	75	0	0	DESPUES DE TTO

Tabla 8 Trabajos hechos en 2005

El sistema de estimulación matricial que fue planteado se centró en la inyección de solventes orgánico, esto es, el planteamiento se destino a daño por precipitados de orgánicos pesados (parafina y asfáltenos). Así que el fluido principal es constituido por Diesel en mayor proporción, que es un disolvente parafínico; y xileno en una menor proporción, que es un disolvente asfálténico, de este

planteamiento que se aplicó en 13 pozos, se obtuvo un 54% de éxito pues en 6 pozos no se registró una estimulación a la formación.

En la campaña del 2005 el éxito alcanzado es relativo debido probablemente a la complejidad del yacimiento, una gran cantidad de arenas de diferente composición, y especialmente variación en su contenido y calidad de las arcillas. Esto nos genera problemas de compatibilidad fluido-roca, que hace que en los tratamientos no se obtuviese los resultados esperados. Si bien hubo un aumento de 1009 BOPD a 1421 BOPD, decrece en un corto período de tiempo; lo cual nos dice que ésta no es la mayor causa de daño para la formación Honda, pues el tratamiento aplicado no remedia la problemática raíz del campo Río Ceibas.

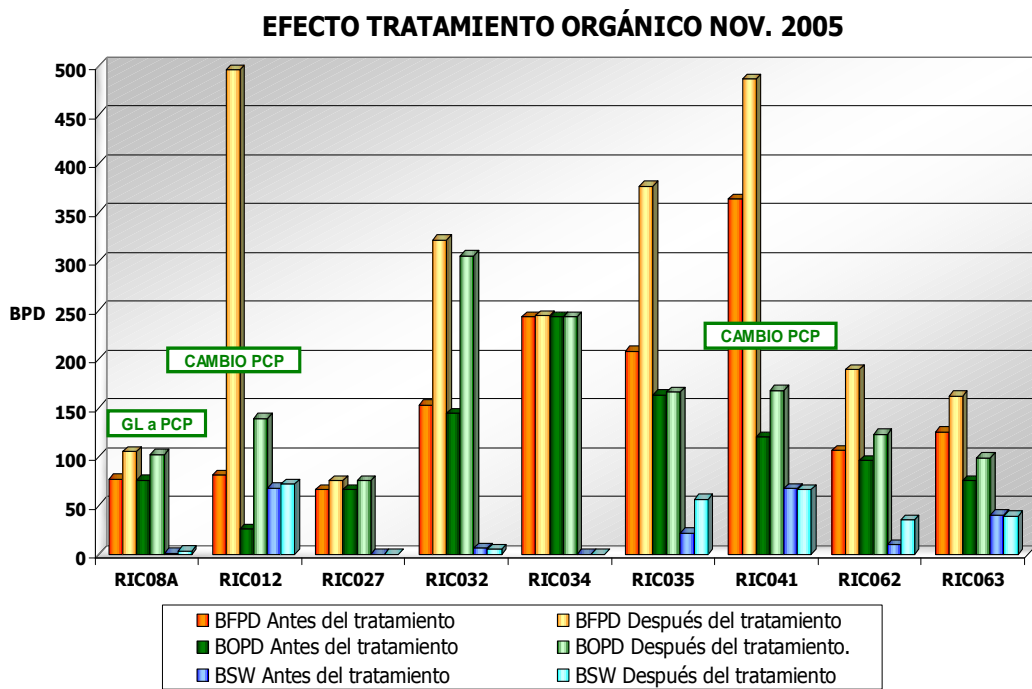


Figura 11. Efecto tratamiento orgánico Nov 2005

La principal característica de este fluido con respecto a los diseños anteriormente utilizados consistió en el incremento de concentración de solvente mutual. Esto permite incrementar más la capacidad de lavado de la roca por parte del tratamiento, mejorando así la limpieza de la misma.

Pozo	Fecha	Tipo Tratamiento	Intervalos & Zonas	Formulación	BFPD		BOPD		% Incr Crudo	Evaluación
					Antes	Luego	Antes	Luego		
RIC004	5-Ene-06	Orgánico	3328'-3569' 1A,1B,1C, 2B (Sup); B1',B1,B0 (Bas)	78.5%Diesel- 20% Xileno- 0.5%Solvente- 1% Surfact	73	70	63	62	<b>-1,6</b>	NE
RIC005	14-Nov-06	Orgánico	1B – 2B – 2C – B1 – B2	75%Diesel- 20%Xileno- 5%Solvente			26		<b>- 100,0</b>	
RIC008	9-Dic-05	Orgánico		Xileno-Diesel 75/25	77	105	76	102	<b>34,2</b>	E
	28-Jul-02	Orgánico					40	89	<b>122,5</b>	E
	13-Dic-03	Orgánico		Diesel-Xileno			49	104	<b>112,2</b>	E
RIC011	1-Abr-04	Orgánico			66	117	58	109	<b>87,9</b>	E
	11-Ene-06	Orgánico	A1,1B,1C,2A',2 B'2C' 3528' Y 3791'				98	98	<b>0,0</b>	NE
RIC039	26-Nov-00	Orgánico		50-50	174	190	145	98	<b>-32,4</b>	NE
RIC039	28-Mar-06	Orgánico		Xilen-Varsol Solvente Mutual-Surf	268	411	57	134	<b>135,1</b>	E
RIC032	11-Nov-06	Orgánico	C1 – C2 – C4 – C5	75%Diesel- 25%Xileno- 0.2%Solvente	199	194	173	167	<b>-3,5</b>	NE
RIC005	16-Nov-06	Orgánico	1B-2B-2C-B1- B2	75%Diesel- 25%Xileno- 5%Solvente	33	19	31	19	<b>-38,7</b>	NE
RIC011	19-Nov-06	Orgánico	1A-1B-1C-2A- 2B-2C	75%Diesel- 25%Xileno- 5%Solvente	107	126	75	82	<b>9,3</b>	E
RIC015	21-Nov-06	Orgánico	1A-1B-1C-3B- B2-B0-BO'	75%Diesel- 25%Xileno- 5%Solvente	174	152	153	140	<b>-8,5</b>	NE

Tabla 9. Historial de estimulaciones orgánicas.

## 4. ESTUDIOS Y ANALISIS DE LABORATORIO REALIZADOS

En el marco del proceso de investigación y diseño del sistema ácido para estimular la formación Honda en el campo Río Ceibas se tuvieron en cuenta análisis y estudios previos tales como:

### 4.1 ANÁLISIS MINERALÓGICO

El análisis de roca total se realizó sobre la muestra pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ninguna clase de tratamiento químico. Este análisis detecta los componentes mayoritarios a nivel del armazón de la roca, permitiendo tener un conocimiento de la mineralogía de la roca y establecer un cálculo aproximado del contenido de material arcilloso en las muestras, el cual se calcula con base en las reflexiones observadas de minerales: caoliníticos, esmectíticos, y micáceos principalmente. La separación de la fracción fina se realizó por centrifugado (Norma ASTM C 775-79).

Inicialmente las muestras pasan por un proceso de disgregación y dispersión con ultrasonido, se eliminan cementantes y materia orgánica para obtener la cantidad de arcilla necesaria para los diferentes tratamientos.

La metodología seguida consta de tres pretratamientos iniciales para identificar los grupos principales de arcillas presentes:

1. **N** = Normal, la arcilla suspendida en agua se deja secar para permitir que los planos basales de las arcillas se acomoden libremente y obtener un espectro de DRX orientado.

2. **C** = Etilen Glicolada, moléculas orgánicas ocupan las posiciones interlaminares de las Esmectitas para aumentar las distancias basales (hinchamiento). Identifica el grupo Esmectítico.

3. **F** = Calentamiento de la muestra a 550° C, Destruye la estructura cristalina de las Caolinitas. Permite la diferenciación del grupo Caolinitas-Cloritas y algunos interestratificados.

Antes y después de cada tratamiento se realiza un análisis de la muestra y finalmente se superponen todos los difractogramas para definir la composición real, haciendo énfasis en los compuestos mayoritarios, es decir los que conforman el 90 al 95 % de la muestra.

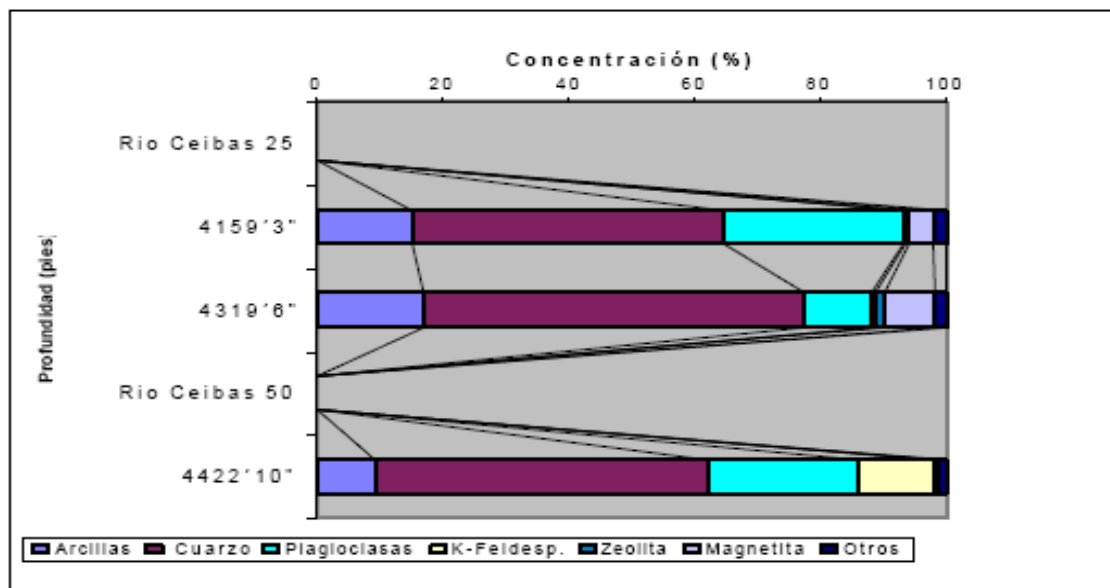


Figura 12. Correlación % de arcillas Vs Profundidad

La evaluación de los espectros se realizó con ayuda del Software Diffrac - AT y Diffrac Plus de la firma Siemens, con base en los patrones de la JCPDF del ICDD. Los porcentajes expresados tanto para la roca total como para la fracción arcilla, en los diferentes cuadros, son basados en un estudio semicuantitativo teniendo en

cuenta la altura de los picos principales, el área bajo la curva y el poder de reflexión que los diferentes minerales poseen con respecto a los rayos X (definidos en nuestro laboratorio), esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente, es importante tener en cuenta este aspecto ya que otras técnicas petrográficas proporcionan porcentajes composicionales con base en el área observada, incluyendo además porosidad de la roca. Se toma como 100% el total de las fases detectadas por el Difractómetro. El material orgánico presente, así como los cementos y compuestos amorfos que también constituyen parte de la roca, al igual que la porosidad, no se cuantifican por esta técnica. Solo el material cristalino presente produce señales de Difracción de Rayos X.

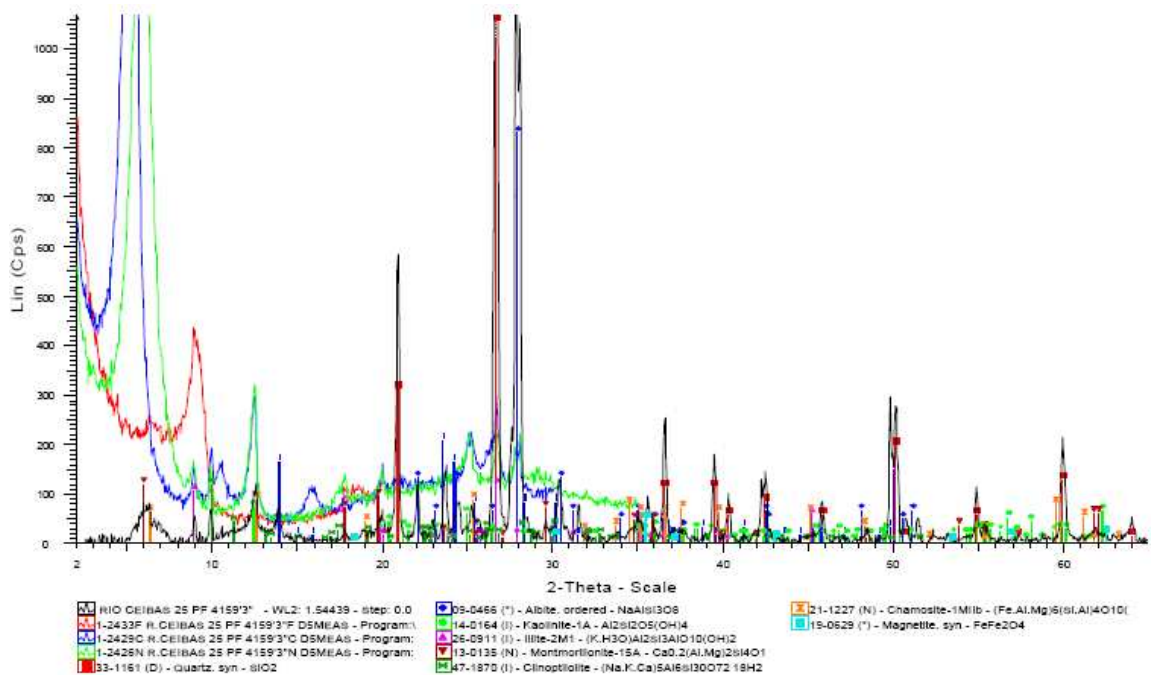


Figura 13. Análisis DRX

La tabla 10 ilustra la composición general de la roca de las muestras estudiadas por DRX en análisis bulk. La fracción limo representa valores inferiores al 10% de la roca total. El cuarzo es el principal mineral observado en la roca total, representando alrededor del 50%. Los feldespatos se hallan presentes en todas las muestras, son principalmente plagioclasas sódico-cálcicas.

En la roca total se observan concentraciones de Minerales de Arcilla alrededor o mayor del 10%, siendo la Caolinita la que más contribuye a este porcentaje. Pese a lo anterior, la fracción menor de 2  $\mu\text{m}$ , esta enriquecida de Esmectitas, lo cual indica que la caolinita se halla principalmente en la fracción limo.

Well Name and Depth		Whole Rock Mineralogy (Weight %)								Relative Clay Abundance (Normalized to 100%)			
Rio Ceibas	Depth	Quartz	KFeldspar	Plagioclase	Calcite	Pyrite	Clinoptilolite (Zeolite)	Amphibole	Total Clay	Smectite	Illite&Mca	Kadinite	Chlorite
Nb. 19	3827.7"-28.5"	48	10	24	0	1	0	0	17	43	20	20	17
Nb. 19	4022.7"-23.5"	41	4	13	25	Tr	2	2	13	53	21	9	17
Nb. 19	4230.7"-31.5"	40	8	27	0	Tr	1	1	23	66	19	6	9
Nb. 57	4651-52	29	5	23	0	1	13	2	27	75	12	4	9
Nb. 57	5047-48	38	7	29	0	0	0	0	26	80	11	2	7
Nb. 57	5830-31	41	4	29	0	1	2	3	20	79	11	0	10

Tabla 10. Caracterización Mineralogía Río Ceibas Método XRD

Nombre , profundidad y Formación pozo			Cuarzo	Feldespató -K	Feldespató - Na	Calcita	Pyrita	Zeolita	Amphibolite	Total arcillas
Nombre	Profundidad (pies)	Formación								
19	3827.7-28	1A	48	10	24	0	1	0	0	17
19	4022.7-23.5	2B	41	4	13	25	Tr	2	2	13
19	4230.7-31.5	B2	40	8	27	0	Tr	1	1	23
57	4651-52	1C	29	5	23	0	1	3	2	27
57	5047-48	B4	38	7	29	0	0	0	0	26
57	5830-31	BY	41	4	29	0	1	2	3	20

Tabla 11. Composición Mineralógica crítica.

Dentro de las arcillas encontradas como se ilustra en la tabla 11 se reporta un gran porcentaje de arcillas hinchables como es el caso de la esmectita. Los porcentajes de arcillas en cada formación se reportan en la tabla 12:

Nombre y formación pozo		Total arcillas	Esmectita		Ilita y mica		Kaolinita		Clorita	
Nombre	Formación		Respecto a arcilla	Respecto 100%	Respecto a arcilla	Respecto 100%	Respecto a arcilla	Respecto 100%	Respecto a arcilla	Respecto 100%
19	1A	17	43	7.3	20	3.4	20	3.4	17	2.89
19	2B	13	53	6.89	21	2.73	9	1.17	17	2.21
19	B2	23	66	15.2	19	4.37	6	1.38	9	2.07
57	1C	27	75	20.3	12	3.24	4	1.08	9	2.43
57	B4	26	80	20.8	11	2.86	2	0.52	7	1.82
57	BY	20	79	15.8	11	2.2	0	0	10	2

Tabla 12 Distribución de arcillas respecto a la mineralogía total

### Descripción de las Arcillas

Nombre del mineral	Descripción	soluble en HF?	soluble en HCL?	Formula Química
Caloita	Materia prima en las calizas, también es material cementante en las arenas.	No	Si	$CaCO_3$
Clorita	Mineral arcilloso, inestable en HCL no hinchable	Si	No	$(Fe, Mg, Al)_3(Al, Si)_4O_{10}(OH)_2 \cdot (Fe, Mg, Al)_3(OH)_6$
Hornblenda	Mineral del grupo de la anfibolita	Si	No	$Ca_2Na(Mg, Fe)_4(Al, Fe, Ti)_3Si_8O_{22}(OH)_2$
Heulandite	zeolite, grupo de hidróxido de sílice con alto intercambio catiónico, es la misma clinoptilolite	TRUE	FALSE	$(Ca, Na, K)_6Al_6Si_3O_{72} \cdot 2 \cdot 4H_2O$
Ilita	Mineral arcilloso, no hinchable	Si	No	$KAl_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$
Kaolinita	Mineral arcilloso, no hinchable	Si	No	$Al_4(Si_4O_{10})(OH)_8$
K-Feldspar	Mineral de formación	Si	No	$KAlSi_3O_8$
Moscovita	Mica Blanca	Si	No	$KAl_2(AlSi_3O_{10})(OH)_2$
Na-Feldspar	Miembro de las plagioclasa	Si	No	$NaAlSi_3O_8$
Pirita	El sulfuro insoluble del hierro ocurre como nódulos asociados a residuo orgánico	No	No	$FeS_2$
Cuarzo	Materia prima de las arenas, estable en ácido.	No	No	$SiO_2$
Esméctica	Materia arcilloso, hinchable en agua fresca	Si	No	$(Al, Mg)_8(Si_4O_{10})_3(OH)_{10} \cdot 12H_2O$

Tabla 13. Descripción de las arcillas



## 4.2 ESTUDIO DE PETROGRAFIA

Este estudio muestra el análisis de la roca (mineralógico - petrográfico) dentro de todo el complejo análisis de estimulación como recobro mejorado para el campo Río Ceibas.

Primero, conociendo que los fluidos son programados a partir del conocimiento de la formación (roca) y segundo, teniendo presente que durante la interacción de los fluidos con la roca se producen efectos que deben ser cualificados y cuantificados, desde todo punto de vista y en lo posible en laboratorio, es que este estudio sugiere el siguiente esquema donde se considera la petrografía como una de las herramientas de punto de partida y retorno dentro de la evaluación de los diseños de estimulación.

Como los efectos no son directamente observables en pozo y segundo, como los costos en producción pueden ser altos, se sugiere realizar dicho proceso en laboratorio, pero aún conociendo que se presentan reacciones secundarias y terciarias en la cara del pozo (3 a 4 pies), las cuales no son medibles en un plug, se sugiere la utilización de los núcleos (mayor a 3 pies).

La importancia en valorar por encima del análisis de DRX (Difracción de Rayos X) los estudios de Petrografía convencional y análisis de SEM (Microscopia de Barrido Electrónico) radica esencialmente en que el primero únicamente nos da una referencia en volumen total de los minerales involucrados en la muestra mientras que los 2 últimos además de ello nos suministran una radiografía de cómo se encuentran dispuestos dichos minerales.

Se hace indispensable considerar 5 puntos a saber:

1. Diagénesis - Soterramiento (Friabilidad)
2. Porosidad – Permeabilidad (Cemento Calcáreo)

3. Remoción del cemento calcáreo
4. Porcentaje de Arcillas
5. Conclusiones

#### 4.2.1. Diagénesis - Soterramiento (Friabilidad)

En la Figura 14 se observa una porosidad importante producto inicialmente de una baja diagénesis primaria es decir que las areniscas de la Formación Honda estuvieron sometidas a un bajo grado de soterramiento (columna litostática de bajo espesor) que conlleva a una pobre litificación de la arenisca lo que conlleva a un alto grado de friabilidad de la roca.

En otras palabras la constante para Río Ceibas es que en ausencia de un cemento calcáreo los granos se encuentran individualmente sueltos. El aglutinamiento de los granos o el mayor grado de consolidación de la roca tienen que ver con el menor o mayor grado de cemento calcáreo presente.

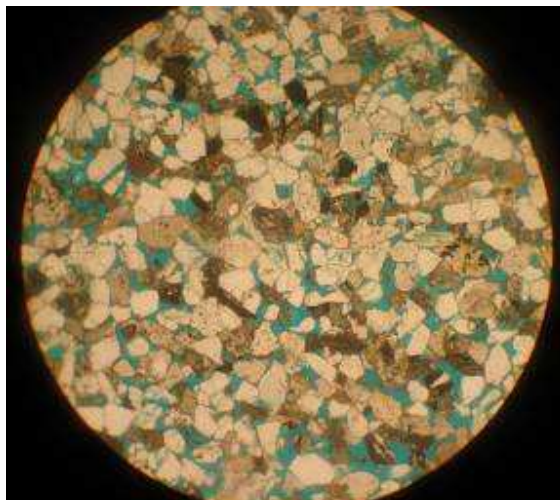


Figura 14. Baja Diagénesis primaria. Arenisca lítica de grano medio. Porosidad en azul. Los contactos se aprecian puntuales a tangenciales y rectos.

Este bajo soterramiento tiene que ver con las altas porosidades existentes (Hasta 23% de Porosidad Total) mostrada en la Figura 14 como los espacios en azul (muestra recubierta de un epóxido azul). Hay que notar la escasa o casi nula matriz detrítica presente en la muestra. Es decir que el espacio entre los granos que conforman el almacén no está ocupado por arcillas o minerales de más bajo tamaño.

#### 4.2.2. Porosidad – Permeabilidad (Cemento Calcáreo)

Como vimos en el punto anterior la porosidad total para las arenas de Río Ceibas son buenas pero las permeabilidades van de 5 a 400 mD en promedio.

**Porosidad.** Son tres los factores que conllevan una buena porosidad:

1. Una pobre diagénesis, bajo soterramiento de la Formación, que conlleva a que los granos tengan normalmente un contacto puntual preferencialmente, en ocasiones tangencial. (Figura 14)
2. Una escasa o nula matriz detrítica (Figura 14)
3. Los recubrimientos cloríticos que protegieron la porosidad primaria y secundaria (móldica) del sobrecrecimiento epitaxial de otros cementos y del sobrecrecimiento autogénico de los minerales. (Figura 15)

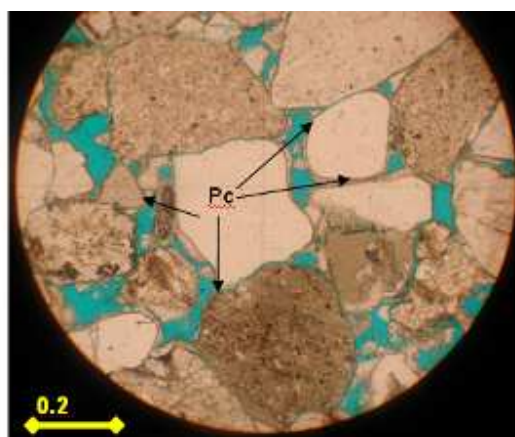


Figura 15 Arenisca lítica de grano grueso, conglomerática. Detalle de los recubrimientos cloríticos que protegieron la porosidad primaria y secundaria (móldica)

**Permeabilidad.** La razón de tener buenas porosidades pero bajas permeabilidades se debe a que la Calcita presente en los minerales de Epidota, Plagioclasa Calco-Sódica, Esmectita, Actinolita, Fragmentos Volcánicos, los cuales contienen en su composición mineralógica Calcio (Ca) y este ión en particular durante la diagénesis temprana entro en reacción con el agua primaria presente entre las partículas de arena (agua intersticial) dando origen a una película delgada e intersticial de cemento calcáreo lo cual tapona las gargantas de poro con puentes de calcita (Figura 16) que ocasionan una baja permeabilidad.

Las areniscas con alto contenido de cemento calcáreo observadas en núcleos obedecen a una alta concentración de los minerales ricos en ión calcio que terminan por permitir la precipitación del  $\text{CaCO}_3$  en un alto grado.

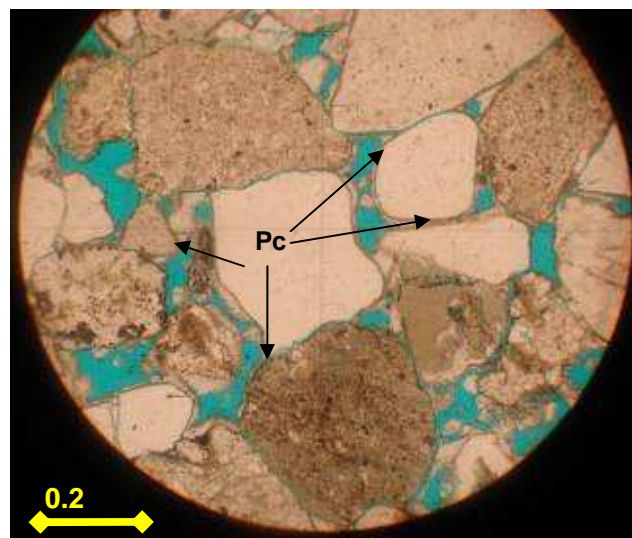


Figura16. Arenisca lítica de grano grueso, conglomerática. Detalle para apreciar mejor la porosidad (en azul). El principal tipo de porosidad parece ser intersticial

#### 4.2.3. Remoción del cemento calcáreo

En la remoción del cemento calcáreo que se hace es importante definir 4 aspectos:

1. La concentración del ácido clorhídrico a utilizar.

2. La cantidad del mismo ácido a usar.
3. Dentro de los fluidos a usar el orden en que este debe ir.
4. El más importante, como establecer que el ácido clorhídrico reaccione con el cemento calcáreo presente entre los espacios intersticiales de los granos o de las micro-fracturas y no con aquella calcita proveniente de la alteración diagénética de minerales como fragmentos volcánicos, epidota, plagioclasa, etc., lo cual obedece a una existencia de calcita en la estructura de los granos que no es conveniente remover.

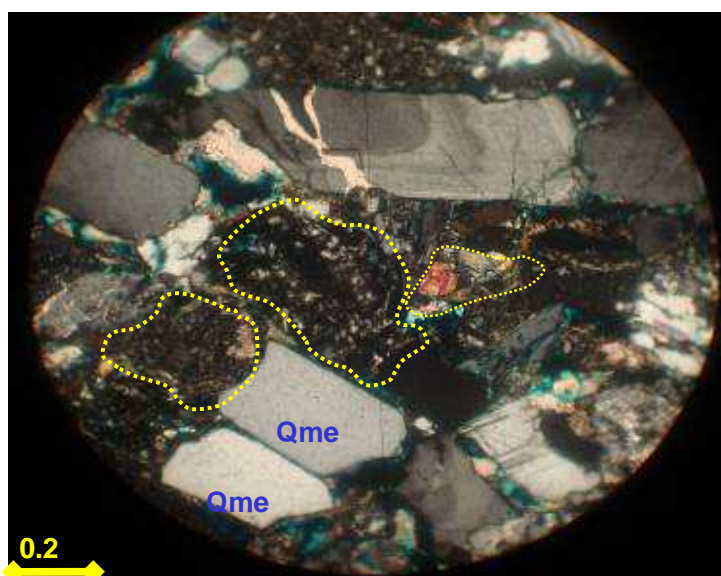


Figure 17. Los fragmentos volcánicos se caracterizan por su aspecto turbio y policristalino-microcristalino, en comparación con el feldespato y el cuarzo.

En la Figura 17 la alta birrefringencia con nicols cruzados al microscopio revela la existencia de calcita la cual aquí se observa presente entre los espacios intersticiales de los granos y en las micro-fracturas la cual en una estimulación se debe pretender remover; pero además de ello se observa presente en los fragmentos volcánicos, la epidota y plagioclasas, la cual se halla presente dentro de la estructura de los granos y al pretender remover el carbonato de calcio que taponan las gargantas de poro este ácido termina reaccionando y consumiéndose en la interacción con los minerales antes mencionados o lo que es peor removiendo la calcita y taponando otros espacios.

### 4.3 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

En el campo Río Ceibas se han utilizado diferentes fluidos para el control de los pozos cuando hay alguna intervención o servicio. Dentro de la evaluación de las causas de reducción de productividad del campo se determinó evaluar la compatibilidad de los fluidos de control más utilizados y los fluidos propios del yacimiento.

#### 4.3.1 Compatibilidad con agua de inyección

Las principales conclusiones a este estudio son:

1. No se observó incompatibilidad entre el agua de formación y de inyección. La turbidez observada es debida al agua de formación.
2. Se observa una tendencia en el agua de producción a formar incrustaciones de Calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) principalmente, y en bajas proporciones magnesita ( $\text{MgCO}_3$ ), cuarzo ( $\text{SiO}_2$ ) y siderita ( $\text{FeCO}_3$ ).
3. En términos generales el agua de inyección es de buena calidad, bajo las condiciones actuales de producción y conducción.

En general el contenido de sólidos en suspensión del agua de producción del campo Río Ceibas es bajo (promedio 16 lb/1000 bbl), salvo casos puntuales como RC054 en donde la producción de sólidos corresponde a arena de formación y RC030 con alto porcentaje de finos. Con respecto a la composición de los sólidos en suspensión del agua de producción en general estos están distribuidos de la siguiente manera:

- En el 70% de las muestras se observan finos como contenido principal, su valor porcentual va desde un 10% a un 80%.
- En el 80% de las pruebas se encontró Scale (Carbonatos y sulfatos).

Aunque en la mayoría de las pruebas se haya detectado Scale, dado el bajo contenido de sólidos en general del agua de producción no se prevé que exista un daño considerable a causa de la generación de dichos compuestos.

#### 4.3.2 Compatibilidad con salmuera de control

La Interacción de la roca con salmuera formiato de 10.3 lpg, muestra una reducción de la permeabilidad base del 11%, la cual es el efecto conjunto de 3 causas, así: Primero, la incertidumbre inherente al método; segundo, la variación esperada en ciclos de imbibición y drenaje debido a la histéresis propia del flujo de fluidos en medios porosos; y tercero, la interacción roca-fluido. Descartando las variaciones en permeabilidad inherentes al método y la muestra, se observa una leve reducción de permeabilidad por interacción roca-fluido. La evaluación de permeabilidad después de la interacción con salmuera formiato de 9.5 lpg muestra una leve reducción adicional en permeabilidad tanto en la formación Basal (fig 18) como en la formación Superior (fig 19), que cae dentro del rango de incertidumbre. La histéresis se puede considerar despreciable, debido a que el desplazamiento se comporta como un segundo ciclo de drenaje donde la histéresis debe ser mínima. La interacción roca-fluido es mínima.

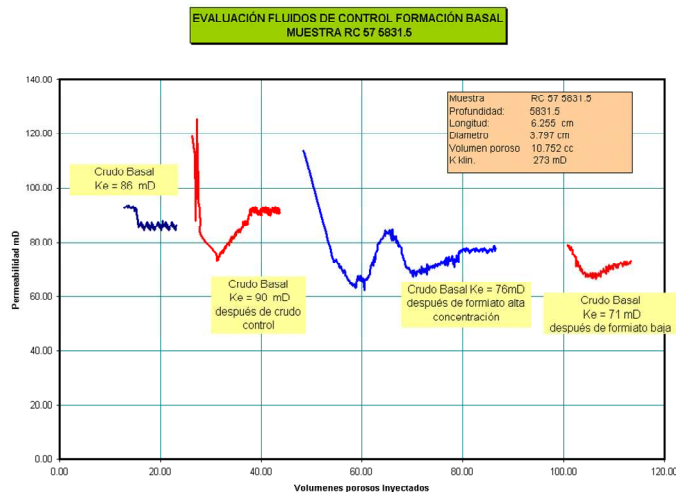


Figura 18. Evaluación de fluidos de Control formación Basal Muestra RC 57 5831.5

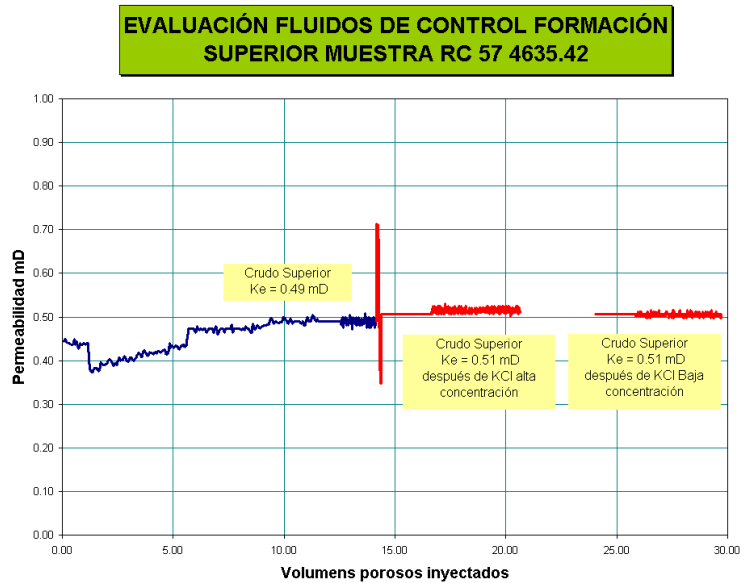


Figura 19. Evaluación de fluidos de Control formación Superior Muestra RC 57 4635.42

### 4.3.3 Compatibilidad con fluidos de estimulación

El aspecto más relevante de este estudio consiste en las características mineralógicas de la formación:

1. Alto contenido de material arcilloso (21% en promedio)
2. Del total del contenido arcilloso la Esméctica es su principal componente (66% del total de material arcilloso) Esta es una arcilla hinchable de fácil desestabilización.
3. El promedio de contenido de Clorita en el total del material arcilloso es del 11.5%. Formaciones con un contenido mayor del 6% en clorita son altamente sensibles al ácido clorhídrico, lo anterior elimina técnicamente toda posibilidad de uso de HCl en el campo Río Ceibas.

Las características anteriores indican que toda estimulación con fluidos base agua que sea diseñada deberá estar enfocada en el control de arcillas. Este tema será analizado de una forma más completa en el siguiente capítulo.



## 5. EVALUACIÓN DE LOS DISEÑOS ACIDOS PROPUESTOS

Para la selección del tratamiento y los fluidos a usarse fue necesario realizar una caracterización de los mecanismos de daño del campo. Se logró determinar que el campo presenta tres tipos de daño principales los cuales son: Hinchamiento de arcillas (alto contenido de Esmectita), Migración de finos (presencia de arcillas migratorias, Illita, Caolinita, Clorita), Producción de sólidos (finos, arena de formación) por desestabilización de la matriz (“lavado” del material cementante calcáreo).

Los mecanismos de daño mencionados están directamente relacionados con la composición mineralógica determinada mediante pruebas de difracción de rayos X (XRD), sobresale por su alto contenido la Esmectita, arcilla que puede incrementar su volumen hasta un 600% al tomar agua dentro de su estructura. Este hinchamiento puede llegar a reducir significativamente la permeabilidad de la formación, pudiendo en algunos casos crear una barrera casi impermeable al flujo.

Igualmente importante es la presencia de arcillas del tipo migratorio (por ejemplo, Illita y Kaolinita), que al desestabilizarse se suspenden en el fluido producido ocasionando un taponamiento de las gargantas porales en la matriz crítica, con la consecuente reducción de la productividad del pozo.

Otro efecto generador de finos es la disolución del material calcáreo que compone el cemento de la matriz. Dicha disolución puede originarse por contacto con el agua de producción, por la interacción con los sistemas ácidos comúnmente bombeados durante los tratamientos de estimulación o los fluidos usados en el control de pozo.

El diseño del sistema apto para estimular la formación Honda en el campo Río Ceibas ha sido un proceso dinámico, en el que se han probado diferentes planteamientos de los ácidos comúnmente utilizados para acidificación de areniscas.

Dentro de este marco de dinamismo se han probado 3 sistemas ácidos con igual método de bombeo: bullheading a la mayor presión permitida por el límite de presión de fractura.

Fueron probados los sistemas ácidos recomendados por las tres compañías líderes en estimulación. Todas las recomendaciones fueron basadas según datos del yacimiento suministrados a cada una de las compañías. Dos de ellas usaron principalmente pruebas de desplazamiento positivo para determinar el sistema ácido más eficiente, mientras que otra utilizó un simulador para lograr dicho objetivo.

## **5.1 CASO I. ACIDO DEBIL ORGANICO**

Este tratamiento está constituido con un componente principal de HF al 1.5 % y ácido Acético al 10%. Se aplicó a los pozos RIC003 y RIC009. Estos pozos cuentan con el mismo sistema de levantamiento artificial: Gas lift, se estimularon selectivamente las mismas arenas: 2A-2B-2C y el método de inyección fue el mismo: Bullheading. Su planteamiento fue enfocado principalmente a eliminación de daño por taponamiento de arcillas.

El pozo RIC003 muestra una caída drástica en la producción de fluidos totales luego de la realización de un servicio de workover para cambio de sistema de levantamiento, evidenciando que el pozo sufre un daño en formación.

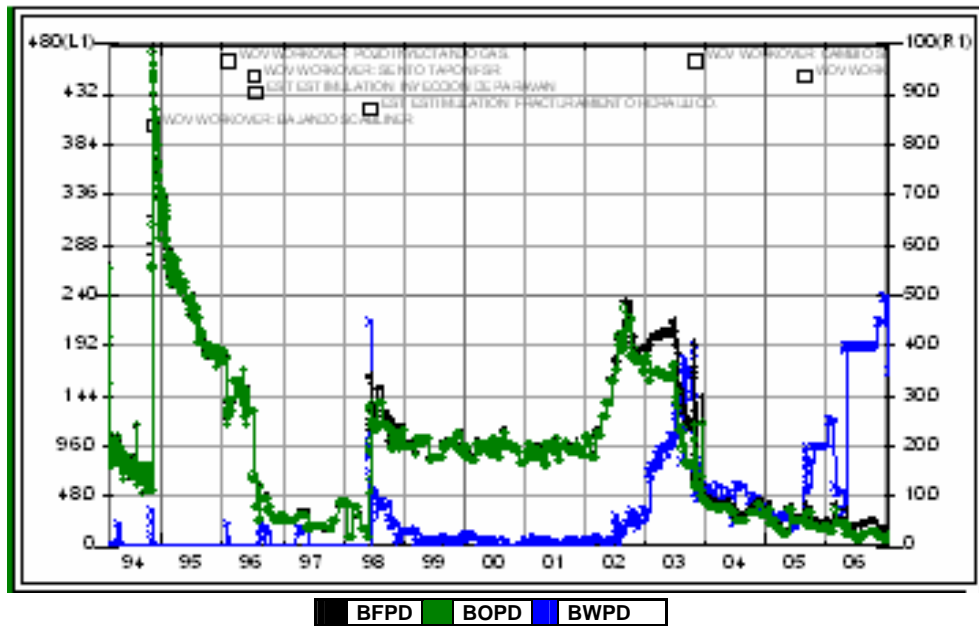


Fig 20. Movimientos de producción pozo RIC003.

### 5.1.1 Pruebas realizadas

Se realizaron pruebas de compatibilidad entre los fluidos propuestos y el crudo de yacimiento, estas pruebas se evidencian en las fotos 1 y 2 y las observaciones a continuación tabuladas.



Foto 1. Compatibilidades Preflujo orgánico/Crudo RIC-03

Mezcla	5'	10'	15'	20'	30'	45'	60'	Observaciones
<b>Preflujo/Crudo (25/75)</b>	24	100	104	108	116	120	120	Rompimiento de fases satisfactorio, interfase definida, no se presentan emulsiones grumos o precipitados, paredes limpias.
<b>Preflujo/Crudo (50/50)</b>	112	114	116	116	118	118	118	Las fases se separan de forma satisfactoria en la interfase entre fluidos esta definida, no hay presencia de emulsiones.



Foto 2. Compatibilidades Tto principal /Crudo RIC-03

Mezcla	5'	10'	15'	20'	30'	45'	60'	Observaciones
<b>Acido orgánico/Crudo (25/75)</b>	-	TRZ	TRZ	8	68	116	124	Rompimiento de fases satisfactorio, interfase definida, no se presentan emulsiones, paredes limpias.
<b>Acido orgánico /Crudo (50/50)</b>	102	104	108	108	110	110	112	Las fases se separan de forma satisfactoria en la interfase entre fluidos esta definida, no hay presencia de emulsiones.

Las pruebas arrojaron como conclusión que el tipo de daño es por taponamiento de espacio y garganta poral debido a migración y/o hinchamiento de mineral arcilloso; Iilita-Esmectita altamente inestable.

### 5.1.2 Planteamiento del tren de fluidos

Preflujo1	Preflujo 2	Preflujo 3	Tratamiento	Postflujo	Desplazamiento
Solvente de depósitos Orgánicos.	Preflujo Orgánico.	Preflujo ácido.	HF 1.5%.Ac. Acético 10%	Acido acético.	Salmuera inhibida.

Las características del sistema ácido seleccionado para lograr el efecto de estimulación son:

- a. Ácido débil; acético al 10%, el cual principalmente tiene la característica de no desestabilizar arcillas de tipo hinchables.
- b. Fluido principal base HF-Retardado. Su principal característica es la capacidad de disolver arcillas (sílice). En su composición se incluye ácido fosfónico el cual retarda la formación del HF permitiendo así una continua formación de HF a medida que este es gastado en la roca aumentando de esta forma la eficiencia de disolución del sistema ácido principal.
- c. Estabilizadores de arcillas los cuales tienen la capacidad de inhibir el hinchamiento y suspenderlos en el medio poroso facilitando su producción al iniciar la descarga del pozo.
- d. Preflujo orgánico diseñado para lavar la roca y así permitir una mayor área de contacto entre la roca y el sistema ácido principal.

### 5.1.3 Ejecución del trabajo

<b>FUNCIÓN</b>	<b>CANTIDAD</b>
Inhibidor arcillas	2 gal
Inhibidor Corrosión	3 gal
Secuestrante de Hierro	50 lb
Ácido Fosfonico	15 gal
Surfactante	2 gal
Controlador de finos	5 gal
Bifloruro de amonio	200 lb
Ácido orgánico	100 gal

Los radios de penetración de cada uno de los fluidos fueron:

Píldora orgánica:	2 ft.
Preflujo orgánico:	2 ft.
Preflujo ácido-acético:	2 ft.
Acido orgánico:	4 ft.
Posflujo ácido-acético:	4 ft.

La tasa de bombeo fue diseñada para no sobrepasar la presión de fractura, la cual fue tomada del valor de presión de cierre determinada durante el fracturamiento hidráulico hecho al pozo RIC003 (0.99 psi/ft).

El método de bombeo fue bull-heading, pozo en gas lift. Esto significa que no fue utilizado ningún medio de divergencia por lo cual se mantuvo la tasa de bombeo constante durante toda la operación con el objetivo de facilitar que todos los fluidos fueran inyectados a través de la misma zona, condición que es indispensable en tratamientos de este tipo.

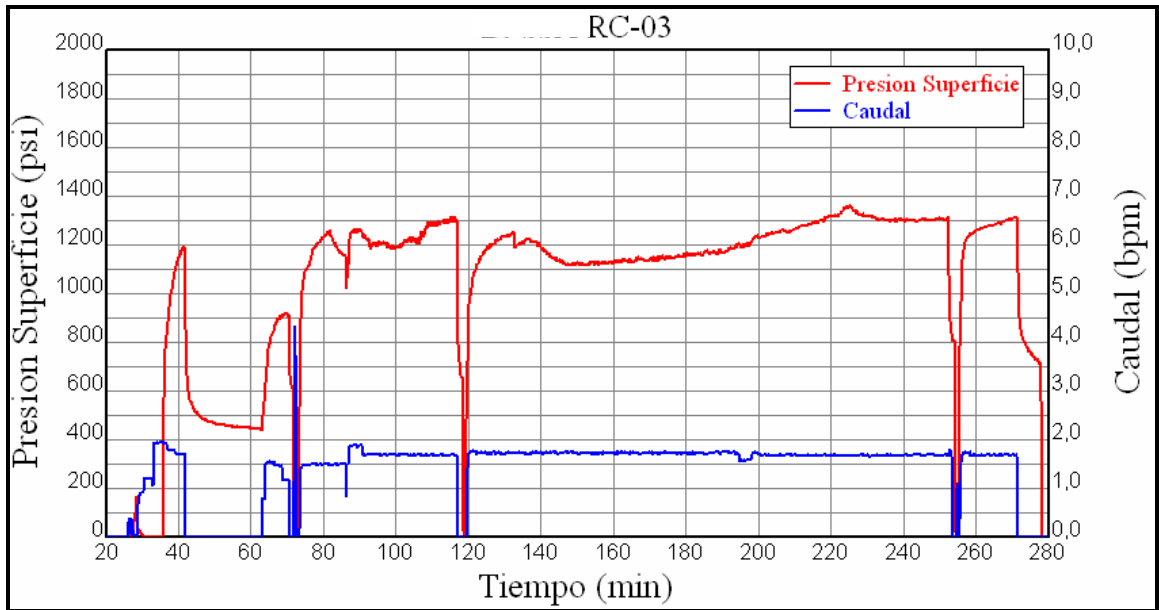


Fig. 21

La figura 21 describe el comportamiento de presión y tasa obtenidos durante el bombeo de las diferentes etapas. La presión promedio fue de 1200 psi, las caídas obedecen al cambio de fluido que entra a la roca. Tasa constante durante toda la operación de 1.7 bpm. La siguiente tabla resume el programa de bombeo ejecutado.

Fluido	Presión	Tasa	Vol
	psi	bpm	bbl
Preflujo 1	1190	1.7	19
Preflujo 2	1200	1.7	19
Preflujo 3 (Acido Acético)	1290	1.7	42
Acido débil orgánico	1170	1.7	99
Acido Acético	1348	1.7	99
Desplazamiento	1270	1.7	27

Como evento importante durante el bombeo se noto una disminución de presión en la etapa del ácido débil orgánico indicando esto un efecto de estimulación.

### 5.1.4 Comportamiento de producción

En la figura 22 se muestra el comportamiento de producción del pozo luego de su estimulación.

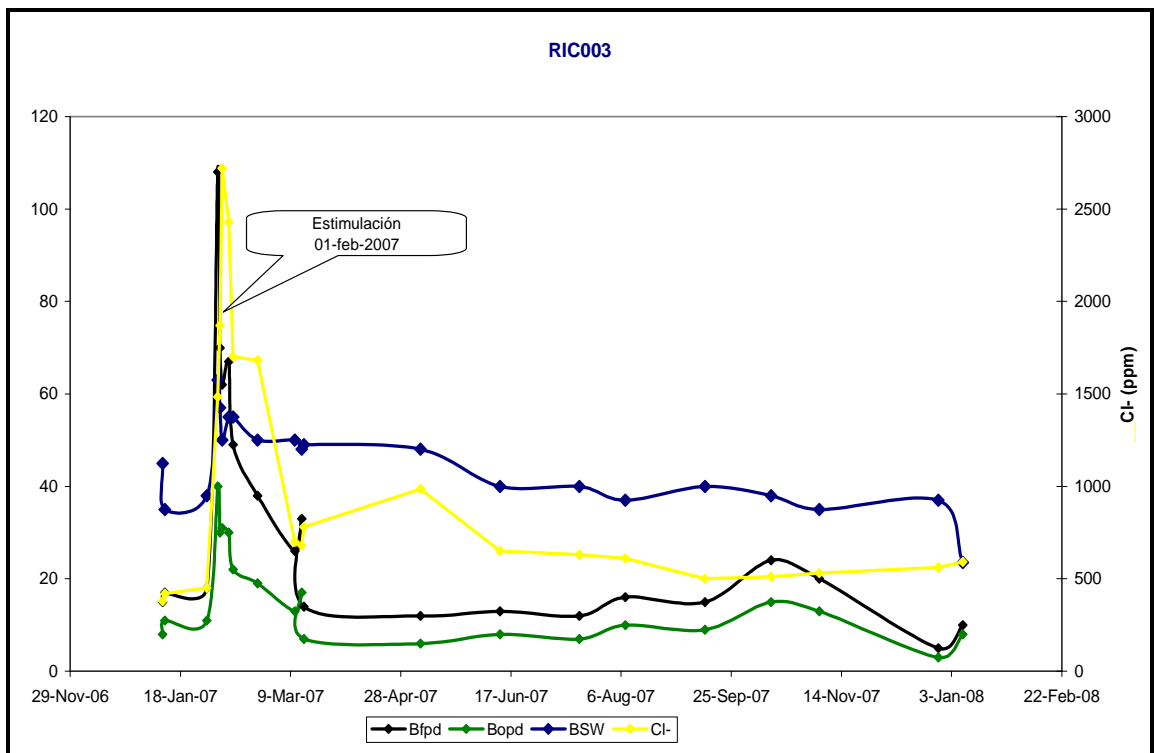


Fig. 22 Comportamiento de producción después de estimulación

Vemos que si bien hubo un aumento instantáneo, al transcurrir de una semana ya habían disminuido tanto el fluido total como la producción de aceite. El Bsw se ha mantenido y a la fecha de febrero de 2008 se calculaba una pérdida de fluidos totales del 33%, así como una pérdida en aporte de aceite de un 27%.



### **5.1.5 Conclusiones**

Se evidenció un efecto de estimulación ya que los fluidos totales pasan de 17 bfpd (10 bopd) a 70 bfpd (30 bopd).

El aumento del BSW obtenido luego del trabajo indica que se estimulo en un mayor porcentaje las zonas productoras de agua.

De este tratamiento se concluye que si bien no afectó la roca desestabilizándola, tampoco generó un aumento en su permeabilidad o disminución de daño reflejándose en poco éxito en el aumento de producción.

### **5.1.6 Recomendaciones**

Aumentar el radio de penetración del tratamiento principal para así incrementar el poder de remoción de material taponante y al mismo tiempo disminuir el volumen de postflujo considerando que en el campo no se evidencia presencia de carbonatos.

Diseñar el fluido principal a una mayor concentración de HF, lo cual permite mayor efectividad del mismo para disolver material arcilloso.

Lógicamente el aumento del Bsw indica que el uso de un mecanismo de divergencia es de mucha importancia para lograr una mayor eficacia del tratamiento.

Desde el inicio del bombeo alcanzar la máxima tasa permitida según presión máxima de trabajo. Esto ayudará a incrementar el cubrimiento del sistema de estimulación sobre el total de intervalos cañoneados.

## 5.2 CASO II. ACIDO FUERTE INORGANICO

Este tratamiento se aplico a los pozos RIC007, RIC095 y RIC016. Este sistema esta enfocado a disminuir el daño causado a la formación por migración de finos.

Como ejemplo tomaremos la estimulación al pozo RIC095, éste es un pozo cuyo sistema de levantamiento es el de bombeo de cavidades progresivas PCP y su método fue bombeo Bullheading por casing-tubing, el comportamiento histórico de producción se muestra en la fig 23.

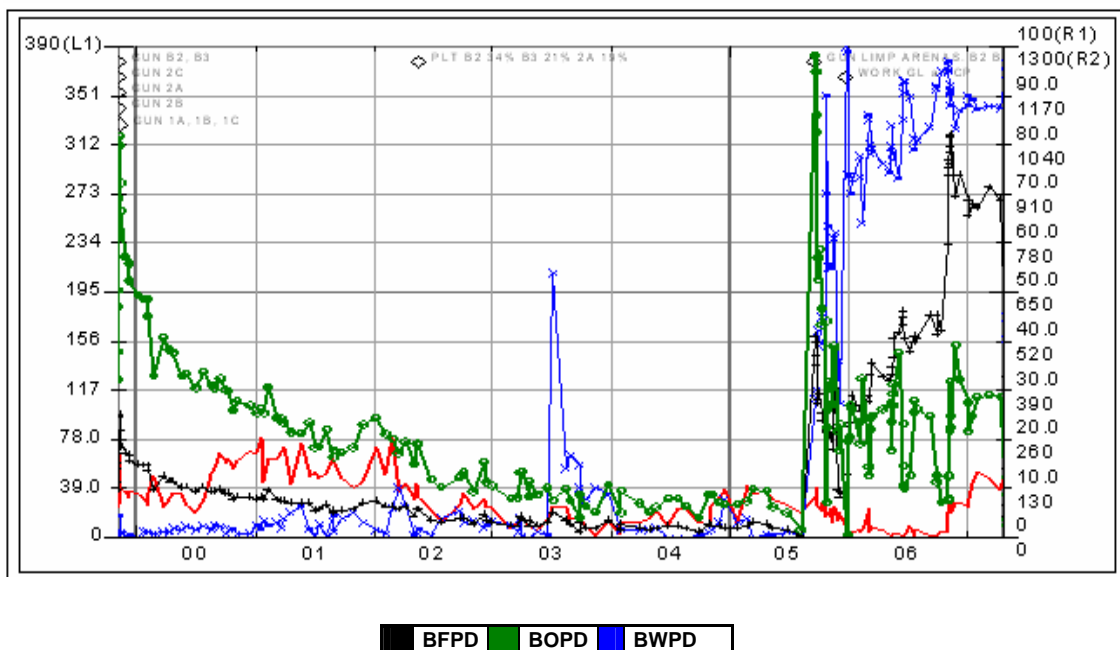


Fig 23 Estimulación pozo RIC095

### 5.2.1 Pruebas realizadas

Para el diseño del tratamiento se utilizó el simulador disponible por la compañía de servicios. Lo que este hace es: con base en los fundamentos teóricos de la química del HF al actuar sobre los alumino-silicatos y con la composición mineralógica del yacimiento determinar cuales deben ser los fluidos requeridos

para remover arcillas taponantes, inhibir el hinchamiento de la esméctica presente en la roca, controlar la migración de finos, disolver materiales calcáreos antes que el tratamiento principal llegue al área crítica (Near Well bore) y mantener un pH bajo que evite la precipitación de sílica gel producto de las reacciones secundarias y terciarias del HF, principalmente debido a la presencia de Zeolita.

Para el diseño en el simulador de los fluidos a utilizar se utilizó una mineralogía crítica, descrita en el capítulo 4. Las principales características de la composición mineralógica seleccionada son:

- Máximo contenido de Zeolita (13%)
- Máximo porcentaje de arcillas (23%)
- Máximo porcentaje de Illita-Esmectita (66%)
- Máximo porcentaje de Clorita (17%)

Ingresando los valores anteriormente descritos se creó el ambiente más extremo posible en cuanto a contenido arcilloso se refiere, tratando de asegurar de esta forma el diseño de tratamiento más seguro y eficiente. Como resultado de la simulación se determinó que el sistema con un ácido fuerte inorgánico cumplía con las características requeridas para lograr un efecto de mejoramiento en cuanto a reducción de skin se refiere.

Con este sistema se logra reducir, teóricamente, el factor de daño de 15 a 4, lo cual fue tomado como satisfactorio ya que disminuía este valor en un 75% (el valor inicial de skin fue supuesto).

## 5.2.2 Planteamiento del tren de fluidos

Fluido	Descripción de fluido
Preflujo 1	Básicamente es un solvente que debe ser aplicado como pre-flujo antes de un tratamiento ácido cuando hay evidencias de precipitaciones de asfaltenos y parafinas,
Preflujo 2	Cloruro de amonio 5% necesario para intercambio iónico y el movimiento de fluidos a través del wellbore evitando incompatibilidades con los fluidos ácidos
Preflujo 3	Acido orgánico (acético) usado como preflujo, ayuda a remover pero previene la descomposición de las arcillas asociadas a la reacción con el HCL, sin embargo no previene intercambio catiónico ni hinchamiento de arcillas, por lo tanto cloruro de amonio 5% debe ser adicionado.
Acido Fuerte Inorgánico	Sistema ácido compatible con formaciones que tienen alto contenido de feldespatos e illita y previene la migración de finos.
Postflujo	Sistema ácido retardado que remueve daños profundos causados por finos e hinchamiento de arcillas, además previene la migración de finos. Un sistema ácido no retardado debe ser aplicado antes del control de finos con el fin de remover daño en el <u>near wellbore</u> y optimizar la penetración del ácido HF retardado.

## 5.2.3 Ejecución Del Trabajo

Bombeo del tratamiento tipo bullheading por el anular entre el tubing de producción 3 ½” y casing 7”, sistema de levantamiento en PCP. Inmediatamente se terminó el tratamiento de estimulación el pozo se puso a producción por la PCP. Total de intervalos expuestos 326 ft, pero el tratamiento se diseña para 84 ft productores según PLT tomado en el 2005.

Fluido	Descripción	Tasa bpm	Presión psi	Vol bbl
Preflujo 1	Solvente Orgánico	4	135	41
Preflujo 2	Cloruro de amonio 5%	3	630	94
Preflujo 3	Acido Acético + HCl	4.5	400	47

Acido Fuerte Inorgánico	HCl-HF	5	400	88
Postflujo	Sistema ácido retardado	5	100	88
Postflujo	Acido Acético + HCl	5	50	41

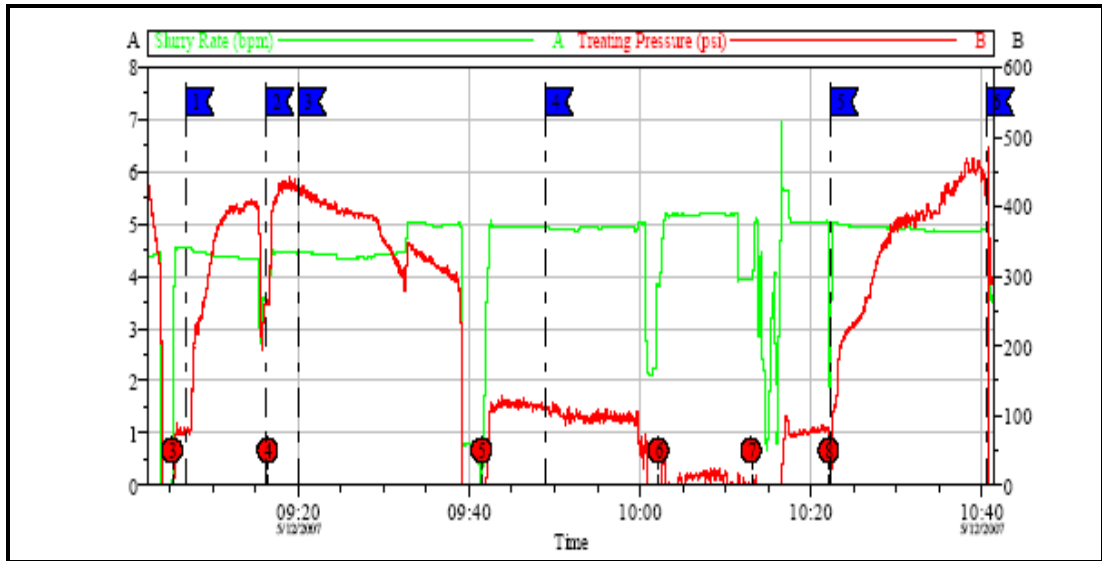


Fig. 24. Tratamiento tipo bullheading

Durante todo el bombeo se observó buen comportamiento de la formación, al iniciar el bombeo del tratamiento principal disminuye gradualmente la presión, evidenciando que se lleva a cabo una limpieza en la cara de la formación. Con el bombeo del fluido de desplazamiento aumenta la presión por la entrada del ácido en los perforados.

### 5.2.3 Comportamiento de producción

El ácido aunque realizó una limpieza en la formación, resulto ser un ácido muy fuerte que generó un daño al desestabilizar la roca y de esto es evidencia la caída vertiginosa del aporte de fluidos totales del pozo.

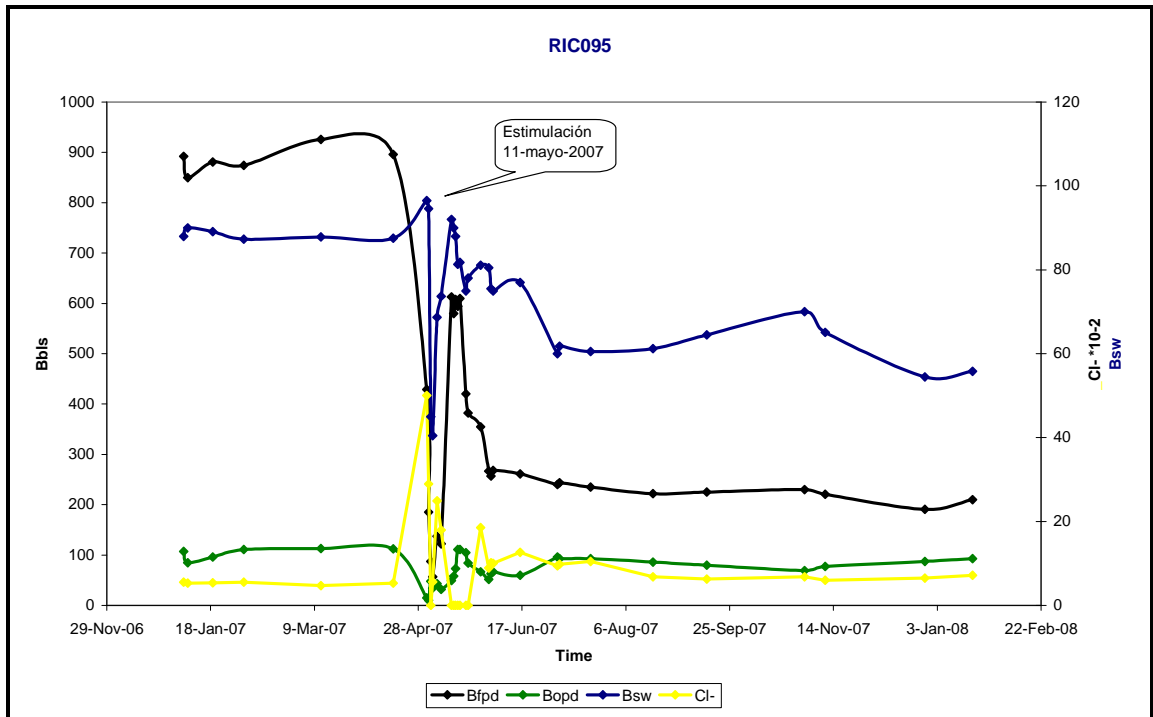


Fig.25. Comportamiento producción.

La producción de aceite aunque aumentó luego de la estimulación, paulatinamente disminuyó hasta una producción estabilizada menor en un 24% de la que presentaba el pozo antes del daño. Por tanto no se observa que el daño o skin haya sido eliminado.

### 5.2.4 Conclusiones

Ninguno de los trabajos de estimulación realizados generó un aumento en la producción de fluidos, indicando con esto que un efecto de remoción de daño no fue logrado.

En la mayoría se obtuvo un aumento del BSW. En general, se observa una ganancia preferencial en la producción de agua, lo cual sería a causa de la poca divergencia usada en los bombeos del sistema ácido.

La producción de fluidos post trabajo tiene una fuerte declinación, probablemente asociada a migración de finos producto de la disolución del material calcáreo que compone el cemento de la matriz.

En promedio se observó un incremento en la producción de fluidos totales del 39%. En cuanto al incremento en la producción de crudo, este no es uniforme, probablemente debido a la falta de selectividad en el bombeo de los fluidos de estimulación a las formaciones productoras de crudo.

Comparando el poder de disolución por parte de cada sistema ácido del material taponante con base en la caída de presión lograda al llegar el tratamiento principal a cara de perforados, se puede concluir que este es mayor con el fluido principal propuesto, explicado en el hecho de que el HF es más eficiente en la disolución de aluminio-silicatos a medida que se aumenta la concentración de HCl. Este sistema tiene como ácido base el HCl en comparación con el ácido *Caso 1* que es mezclado en ácido acético, el cual corresponde a un ácido débil. Lo anterior lógicamente genera la recomendación de utilizar fluidos HCl-HF pero teniendo muy en cuenta que según la composición mineralógica de la roca este debe ser usado con mucha precaución.

#### **5.2.5 Recomendaciones**

El uso de mecanismos que garanticen una divergencia eficiente es de gran importancia para el éxito de los trabajos de estimulación. Una correcta identificación de las zonas productoras de crudo asociada a una estimulación selectiva en estas, asegurara un incremento en la producción de crudo. Debido a la complejidad de la roca, mecanismos de divergencia químicos (geles retardados, espumas, N<sub>2</sub>, etc.) no son recomendados, los más eficientes y seguros son los empaques mecánicos.

El recobro controlado de los fluidos de estimulación posterior al trabajo debe ser tenido en cuenta en el diseño del tratamiento. Altas velocidades de flujo en la zona estimulada facilitarían la desintegración de la roca, generando esto un nuevo daño de formación. Las tasas de producción durante el recobro de los fluidos de estimulación deberán ser bajas y un constante monitoreo de los sólidos producidos debe ser realizado.

El monitoreo de la producción de sólidos ayudará a tomar la decisión de cuando podrá ser aumentada la tasa de producción.

Optimizar el uso de aditivos y/o fluidos que minimicen la producción de finos luego de la estimulación.

Los sistemas ácidos actualmente usados tienen aditivos de control de finos, pero dado los resultados, un rediseño de fluidos enfocado en este tipo de daño debe ser implementado.

### **5.3 CASO III. ACIDO DEBIL INORGANICO**

Es un sistema usado para la estimulación de formaciones con alto contenido de finos y arcillas sensibles al ácido clorhídrico, debido a la presencia de arcillas sensitivas. Incluye un más alto contenido de Biclóruo de Amonio y HCl de modo que ocurra una mayor generación de HF In Situ. Este planteamiento fue el más usado en la campaña de estimulaciones y ofrece 3 fluidos de tratamiento principal modificando su composición.



Este sistema se utilizó en varios pozos, entre ellos el pozo RIC067 pues presentaba pérdida de producción de fluidos del pozo, debido a un posible daño por migración de finos, es evidente a partir de mediados del mes de Julio-2007 hasta finales de septiembre de 2007 como se ve en la fig 26.

Durante este periodo se incrementaron Rpm de 125 a 140 y es probable que se haya producido una desestabilización de la formación, producto de un mayor draw down e incrementando la producción de finos y su migración consecuentemente. Posterior al WO (Servicio de bomba) realizado el 28 de Septiembre-2007, el pozo no recupera nivel de producción de fluidos, continuando con la tendencia de declinación que traía antes del WO.

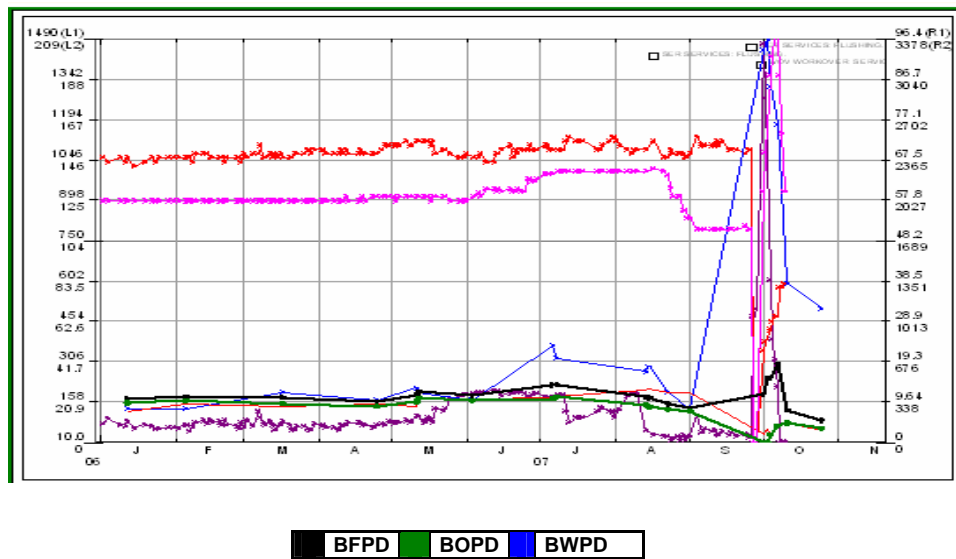


Fig. 26 Gráfica de producción histórica de RIC-067

### 5.3.1 Pruebas realizadas

A fin de probar el sistema de estimulación se realizaron pruebas de compatibilidad con muestras de crudo de formación y su reacción con el fluido de tratamiento. Las condiciones de pruebas son: diferentes concentraciones, siendo éstas (70-30, 50-50, 30-70); por tiempo de una hora y a una temperatura de 125 °F.

Las pruebas de compatibilidad que se realizaron en el laboratorio se ilustran en las fig 27 mostrando la relación entre el crudo y el preflujo y en la fig 28 se muestran las pruebas entre el crudo y el tratamiento principal.



Fig 27. Filtrado de la mezcla Crudo-Preflujo

70 - 30	50 - 50	30 - 70
---------	---------	---------

Fig 28. Mezcla Crudo-Tto Principal

De la evaluación de estas pruebas se concluye que la píldora solvente rompe efectivamente la emulsión natural del crudo. Así mismo no se evidencia incompatibilidad con los fluidos propuestos que se refleje en la creación de una emulsión estable o depósitos suspendidos en el fluido.

### 5.3.2 Planteamiento del tren de fluidos

PREFLUJO 1	PREFLUJO 2	TRATAMIENTO	DESPLAZAMIENTO
Solvente de depósitos Orgánicos.	Acido Acético	Acido Cítrico + Acido Clorhídrico.	Crudo con surfactante.

#### 5.3.2.1 Preflujo

Solvente orgánico cuya principal función es remover el daño causado por la depositación de asfaltenos en el casing y dentro de la formación. Algunas de las características de este solvente son:

- Disolver depósitos orgánicos, parafinas y asfáltenos.
- Disminuir la viscosidad del fluido y mejorar la limpieza
- Mejorar el proceso de limpieza disminuyendo la presión interfacial entre el fluido de tratamiento y el agua de formación.
- Eliminar emulsiones y evitar la formación de las mismas.

### **5.3.2.2 Preflujo: Acido acético**

El sistema contiene un segundo preflujo con ácido acético al 10%. Los objetivos principales de este preflujo son: reaccionar con el carbonato de calcio y mantener un ambiente de bajo pH antes de la entrada del tratamiento principal.

### **5.3.2.3 Tratamiento principal**

#### **Fluido A**

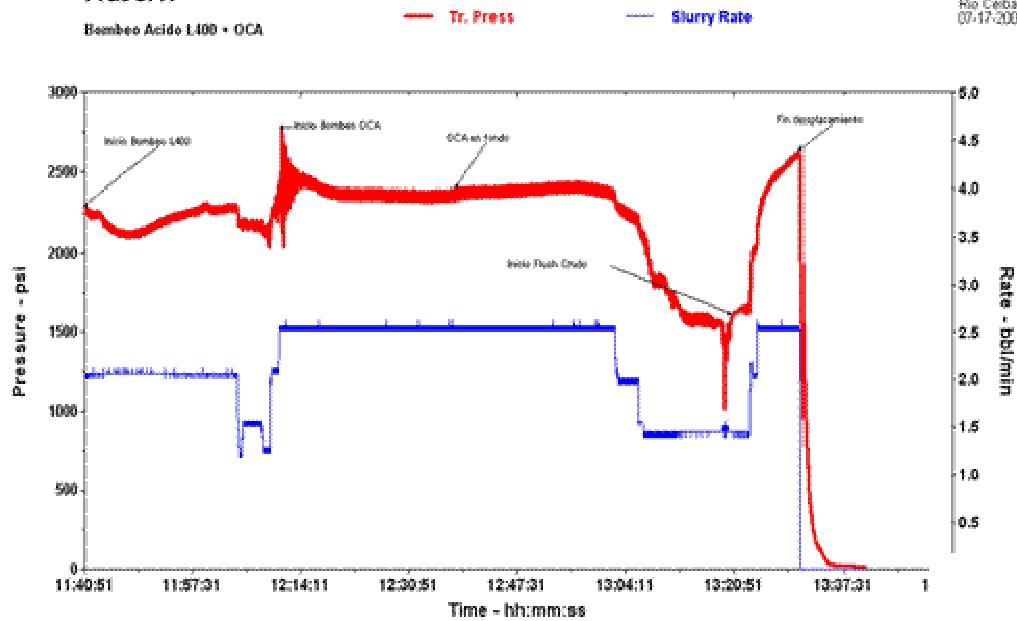
HF inicial:	0.0%
HF por Acido Fluoborico:	0.4%
HF Total:	0.4%

Las grafica 28 muestra la respuesta de presión observada durante el bombeo del sistema ácido en la formación B1. Lo más importante de resaltar es la respuesta de presión cuando el ácido llega a formación, en donde no se logra una caída de presión, principal característica observada cuando un fluido de estimulación remueve un daño existente en la matriz.

### FracCAT\*

Bombeo Acido L400 + OCA

Petrobras  
Rio Cebas-4  
07-17-2007



Schlumberger

© Schlumberger 1988, 2001

Figura 28. Respuesta de presión

Por la razón anterior se decide incrementar el porcentaje de HF con el objetivo de lograr obtener un efecto mayor de remoción de material arcilloso. De esta forma, para la estimulación en B2 se usa el sistema ácido, incrementado así el contenido de HF de 0.4% a 1.24%.

### Estimulación RIC004

El diseño de esta acidificación lo comprendieron dos bombeos el primero en los intervalos de B1 (3930-67', 3950'-66', 4006'-20') seguido de B2 (3524'-3569')

Los principales parámetros de diseño tomados en cuenta en lo que respecta a volúmenes fueron:

Parámetros de Diseño	Valor
Radio de Penetración	3.5 ft
Volumen por Pie lineal	21 gal/ft
Presión máxima de bombeo	1800 psi
Tasa máxima de bombeo	2.0 bpm

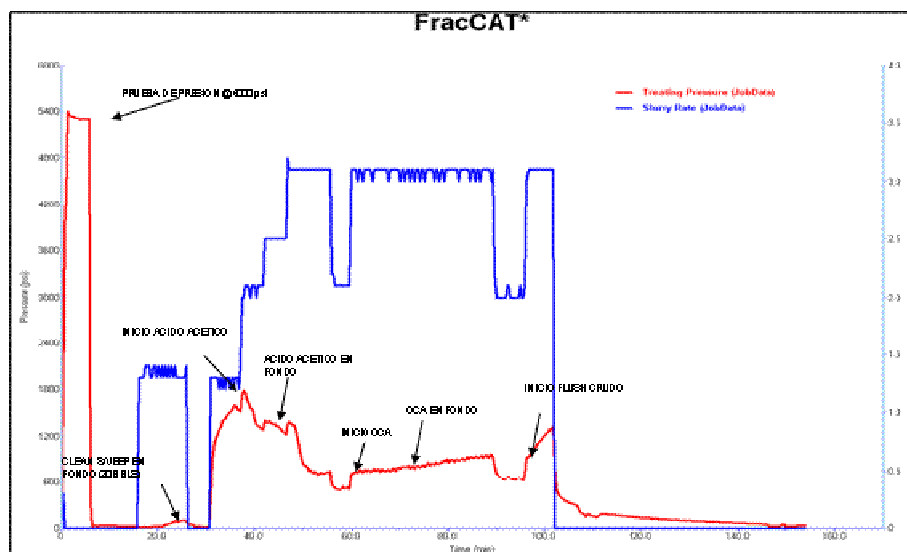
El sistema de fluidos que constituyeron el tratamiento ácido para B1 fueron:

Fluido	Tasa bpm	Vol bbl	Presión psi
Solvente Orgánico	1.0-1.5	35	2780
Acido Acetico	2.0-2.1	75	2417
Fluido B	2.5-1.5	150	2424
Desplazamiento (Crudo)	2.5-1.5	24	2515

El fluido usado para la estimulación en B1 tenía la siguiente composición química en lo que a contenido de HF respecta:

### Fluido B

HF inicial: 0.3%  
 HF por Ácido Fluoborico: 0.94%  
 HF Total: 1.24%



Gráfica 29. Bombeo Estimulación Ácida RIC004 Arena B2.

Como es visto en la gráfica 29 para la estimulación en B2 no se observa un efecto del ácido al entrar a la formación. El sistema de fluidos usados es descrito en la siguiente tabla:

Fluido	Tasa	Vol	Presión
	bpm	bbbl	psi
Solvente Orgánico	1.3	25	90
Ácido Acético	2.-3.1	50	1310
Fluido B	2.5-3.1	100	806
Desplazamiento (Crudo)	3.1	21	947

### Estimulación RIC008

La estimulación en RIC008 la comprendieron dos etapas: B2 (4580´-4654´) y 2B (4340´-4364´). El principal cambio realizado para el diseño de este tratamiento fue la introducción del sistema ácido C, el cual incluye un mayor contenido de bifloruro de amonio y HCL con lo cual se logra una mayor generación de HF in situ.

### Fluido C

HF inicial: 1.6%  
 HF por Acido Fluoborico: 0.74%  
 HF Total: 2.34%

Algunas características de este fluido son:

- En combinación con ácido acético provee el mismo poder de disolución de un sistema HCl 9%-3%HF o de un HCl 6% - 2% HF, considerados sistemas ácidos fuertes.
- Pruebas de flujo en corazones muestran que es equivalente al sistema ácido mas fuerte: HCl 12% - HF 3% en términos de incremento de permeabilidad.
- Pruebas de flujo indican que provee estabilización de finos.

Los parámetros de bombeo en lo que respecta a volúmenes para este diseño fueron:

Parámetros de Diseño	Valor
Radio de Penetración Solvente Orgánico	2.2 ft (21 gal/ft)
Radio de Penetración Ácido acético	3.5 ft (50 gal/ft)
Radio de Penetración Fluido C	4.0 ft (62 gal/ft)
Presión Máxima de bombeo	2000 psi
Tasa máxima de bombeo	2.0 – 3.0 bpm

Durante la primera etapa en B2 ocurrió una comunicación a través de perforados, muy probablemente por una existencia pobre de cemento en el anular casing-hueco. El tratamiento fue bombeado con el anular cerrado en superficie, la gráfica 30 muestra el comportamiento de presión observado durante este trabajo. La siguiente tabla describe el programa de bombeo seguido en esta etapa:

Fluido	Tasa	Vol	Presión
	bpm	bbf	psi
Solvente Orgánico	1	37	75
Ácido Acético	1.5	89	2384
Fluido C	1.5 – 2	71	1985
Desplazamiento (Crudo)	1	40	875

Aunque por el efecto de la comunicación al anular no se puede identificar exactamente el valor de caída de presión al llegar el ácido C a formación si es claro que el bombeo se inicia con una presión en cabeza de 2380 psi y se termina desplazando con 875 psi.

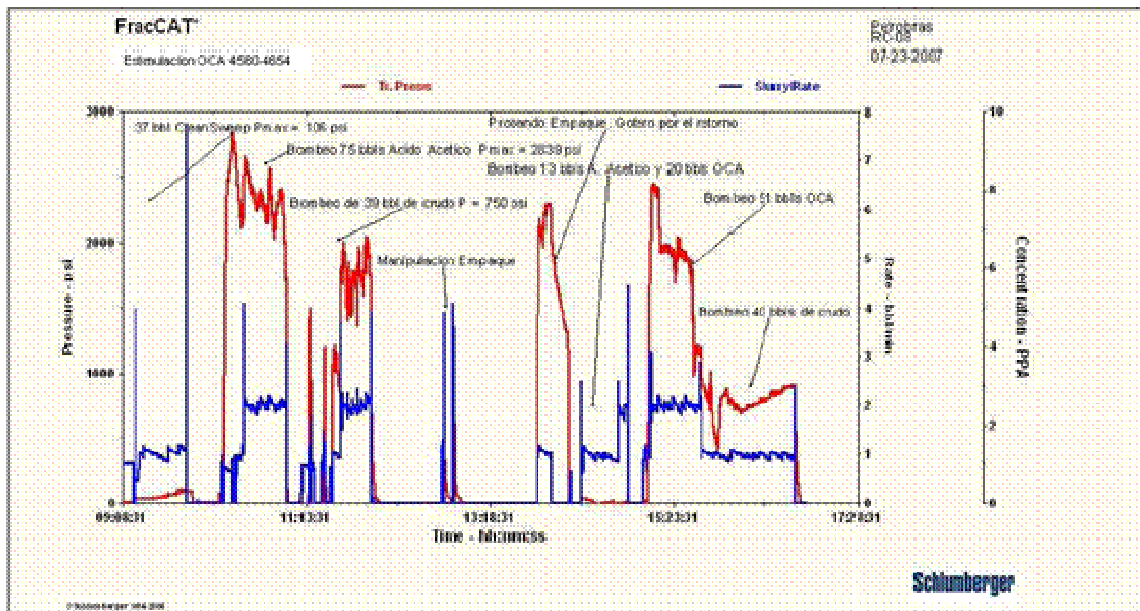


Figura 30. Bombeo Estimulación Ácida RIC008 Arena B2

Para la segunda etapa en 2B fue ejecutado el siguiente programa de bombeo.

Fluido	Tasa	Vol	Presión
	bpm	bbl	psi
Solvente Orgánico	1	12	0
Ácido Acético	1	28	2531
Fluido C	1	35	1400
Desplazamiento (Crudo)	1	36	728

El efecto de estimulación es claramente observado en esta etapa (Ver figura 31), en donde la presión al entrar el ácido a perforados baja gradualmente desde 2500 psi a 1400 psi.

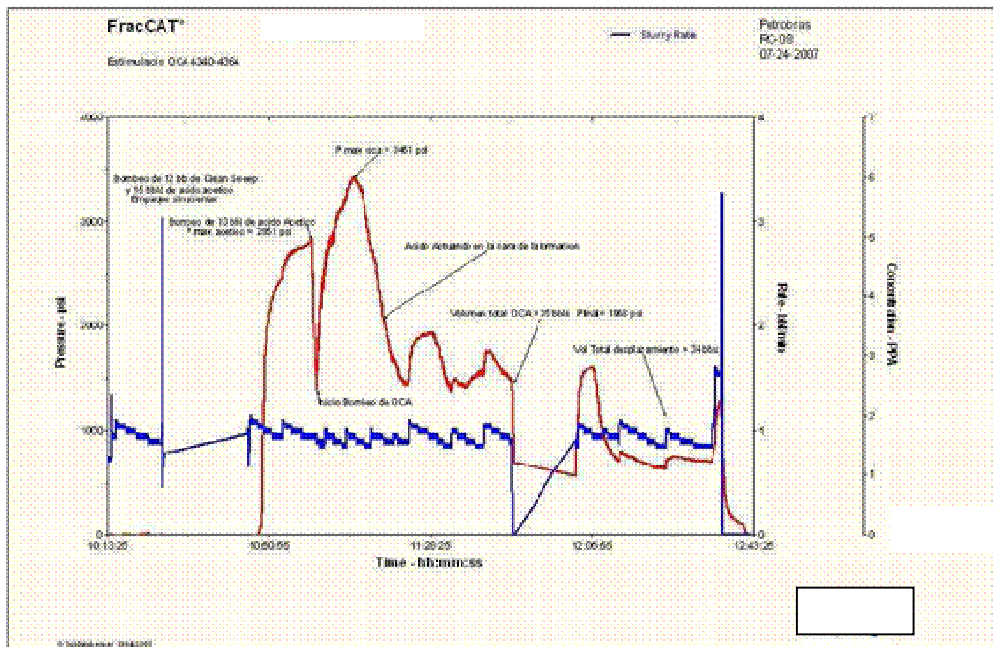


Figura 31. Bombeo Estimulación Ácida RIC008 Arena 2B

### Estimulación RIC011

El objetivo de este trabajo fue estimular selectivamente las arenas 2Á –2B – 2C y 1Á – 1B – 1C. Con el objetivo de optimizar el sistema ácido en lo que a capacidad de remoción de arcillas se refiere fue analizado un estudio de capacidad de disolución de arcillas de los diferentes tipos de ácido usados en formaciones



sandstone. Estas pruebas fueron hechas con corazones provenientes de una formación similar a Honda, con alto contenido de material arcilloso.

Los resultados de estas pruebas son mostrados en la siguiente tabla en donde la principal conclusión es que la combinación de los ácidos (9% ácido formico – 1.5% HF) y ácido C tiene la mayor capacidad de solubilización de arcillas (65%). Basados en los resultados de este estudio se decidió bombear estos dos fluidos, en la estimulación de RIC011. Los parámetros de diseño son descritos a continuación:

Parámetros de Diseño	Valor
Radio de Penetración Solvente Orgánico	2.0 ft (21 gal/ft)
Radio de Penetración Preflujo mezcla	2.0 ft (21 gal/ft)
Radio de Penetración Fluido C	4.0 ft (62 gal/ft)
Presión Máxima de bombeo	3500 psi
Tasa máxima de bombeo	2.5 bpm

El programa de bombeo ejecutado para la primera etapa en las arenas 2A-2B-2C es resumido en la siguiente tabla:

Fluido	Tasa	Vol	Presión
	bpm	bbf	psi
Solvente Orgánico	1	36	1785
Preflujo mezcla	1	36	1410
Acido C	1.5	105	762
Desplazamiento (Crudo)	1.5	23	702

La característica fundamental de este bombeo es que se logro bajar la presión de bombeo en 1000 psi producto del efecto del ácido sobre el material taponante. Para el segundo bombeo en las arenas 1A-1B-1C se registraron los siguientes parámetros:

Fluido	Tasa	Vol	Presión
	bpm	bbf	psi
Solvente Orgánico	2.1	39	594
Preflujo mezcla	2.3	39	398
Acido C	2.5	115	375
Desplazamiento (Crudo)	2.4	23	622

Es importante anotar que esta zona no presentó una evidencia clara de daño de formación dadas las presiones de bombeo obtenidas: a.) baja presión de bombeo y b.) poca disminución de presión al hacer efecto el ácido sobre la formación (reducción de 200 psi).

### 5.3.3 Ejecución del trabajo

Este tratamiento se aplicó de forma selectiva de tal forma que se asegure la penetración en las zonas de interés. Aunque en algunos pozos también se aplicó con el método bullheading casing-tubing, pero esto obedece al interés de estimular toda la formación.

Al igual que en los otros casos el requerimiento es bombear el tratamiento a la mayor tasa posible, esto es, a la permitida por la formación y menor que la presión de fractura. Se desea causar el efecto de divergencia. Como ejemplo tomamos la estimulación realizada en el pozo RIC067.

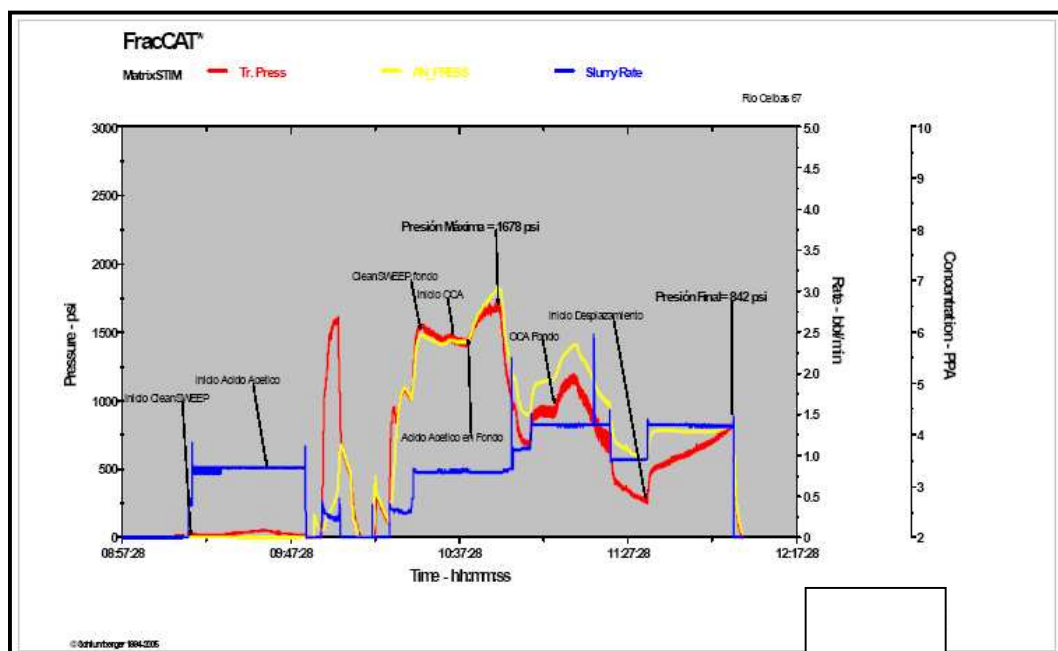


Fig 32. Estimulación método bullheading casing-tubing

Se puede observar que durante el bombeo del tratamiento principal hay una disminución de la presión, evidenciando que en efecto hay una limpieza y una disminución del daño. No se sobre desplazó el tratamiento con el fin de lograr un mayor efecto de estabilización/consolidación de finos posterior al trabajo de estimulación.

### 5.3.4 Comportamiento de producción

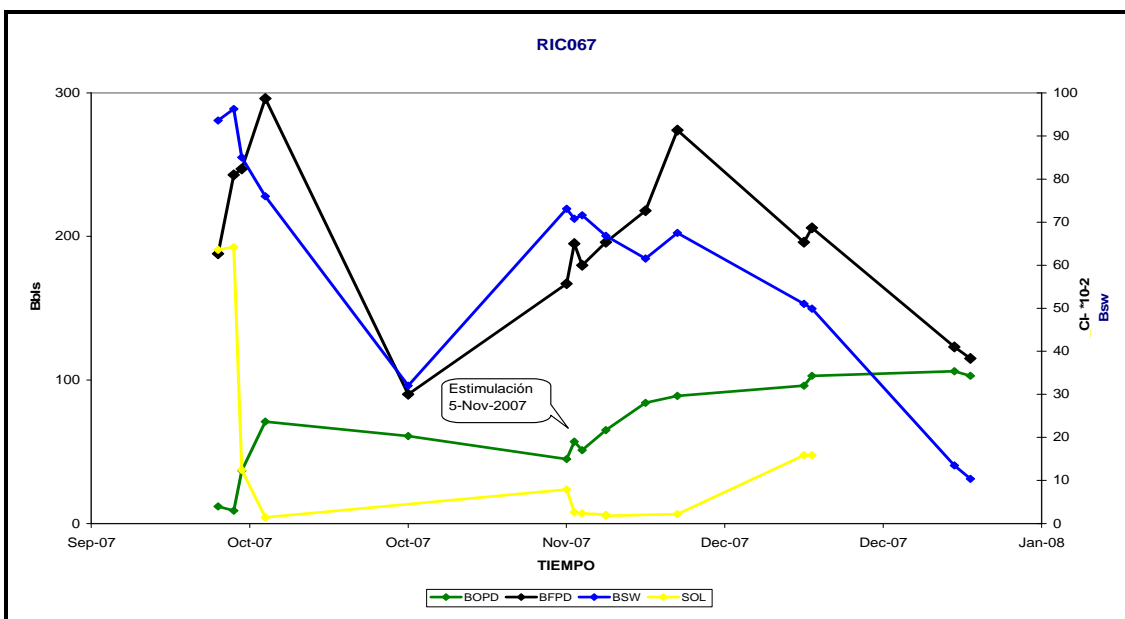


Fig. 33. Comportamiento de producción

Este ha sido el tratamiento más utilizado en el campo Río Ceibas durante esta campaña pues ha mostrado los mejores resultados. Durante este proceso de encontrar el sistema adecuado para estimular la formación Honda se elige probar éste sistema en más pozos por su favorable respuesta. Siendo dinámico el proceso se han probado diferentes productos en la mezcla llegando al planteamiento anteriormente descrito.

La tabla siguiente resume los resultados obtenidos en producción de aceite con la implementación y continua optimización del sistema.

RESULTADOS DE PRODUCCION CASO III					
Pozo	Tipo de tratamiento	Producción Bopd			
		Antes	una sem	Estabilizada	Ganancia
<b>RIC004</b>	Ácido B - ácido fluobórico	49	72	72	23
<b>RIC008</b>	Ácido C - ácido fluobórico 2.34%	54	130	122	68
<b>RIC011</b>	Ácido C + preflujo mezcla -ácido fluobórico 2.34% - HF 1.5%	5	177	154	149

Un evento importante de resaltar fue la producción total de fluidos observada en el RIC011 luego del tratamiento ácido. El pozo antes de la estimulación producía un volumen total de fluidos promedio de 75 bpd y posteriormente aumento hasta un máximo de 937 bpd. Este cambio en la capacidad de producción del pozo originó la necesidad de cambiar la bomba PCP instalada, lo anterior con el objetivo de poder bajar el nivel de fluido del pozo para así permitir la producción del crudo. De esta forma, cuando se cambio la bomba PCP por una de mayor capacidad y se logro bajar el nivel de fluido por debajo de los 1500 ft el pozo inicio a producir crudo.

### 5.3.5 Conclusiones

Con el tratamiento y en especial con la combinación de la tercera prueba se ha logrado un incremento de producción de aceite estabilizado con un contenido de sólidos suspendidos de no mayor a 500 mgr/lit, el cual es un valor bajo comparado con los obtenidos cuando se han usado otros sistemas ácidos.

Para que se logre un efecto de estimulación (remoción del daño por material arcilloso) se deben usar concentraciones de HF promedio del 1.5% al 2%, siendo

el mas optimo según los resultados 2.34% el cual incluye 1.6% inicial y 0.74% que se forma luego de empezar el proceso de hidrólisis (volumen retardado).

### **5.3.6 Recomendaciones**

Para los próximos diseños se analizará técnicamente la posibilidad de disminuir los volúmenes de ácidos, lo anterior con base en el comportamiento de presión observado durante los bombeos en donde no se observan cambios de presión luego de bombear el 70% del tratamiento principal. Lo anterior debe ser evaluado con cuidado ya que una merma en el volumen bombeado de ácido por pie perforado podría tener un efecto en la vida útil del tratamiento.

En la actualidad se están realizando pruebas de laboratorio con el objetivo de analizar los minerales presentes en el agua de retorno de los tratamientos. La caracterización de los iones presentes en el agua de retorno permitirá determinar que tipo de reacciones están ocurriendo en la matriz y de esta forma optimizar la composición química de los ácidos para así aumentar el poder de remoción de las arcillas sin que genere un efecto de daño posterior a la estimulación (reacciones secundarias con depositación de silica gel o migración masiva de finos).

## 6. POZOS CANDIDATOS A ESTIMULAR

El campo Río ceibas posee una mineralogía muy similar, por tanto encontramos varios pozos que presentan el mismo tipo de daño. Cada pozo se debe tomar como una situación particular. Se hace conveniente analizar y señalar como candidatos a estimular bajo el planteamiento concluyente a los siguientes pozos que por sus características podrían dar una respuesta favorable a la estimulación.

- RIC051: Con una producción estabilizada de 36 Bfpd y 35 Bopd, con un Bsw 1.0% este pozo muestra que tiene potencial para aumentar esa producción de fluidos y estabilizarla.
- RIC022: El pozo ha disminuido su aporte en fluidos totales.
- RIC058: Este pozo actualmente está en mínimo valor histórico de aporte de fluidos, haciéndose necesario estimular a fin de recuperar el pozo.
- RIC017H: Posee una producción estabilizada de 33 Bfpd y 31 Bopd, con un Bsw 2.2%. Lo cual indica que con una estimulación se puede lograr una mayor producción de fluidos y estabilizarla.
- RIC005: Luego del cambio de sistema de levantamiento, aumento la producción de fluidos totales, mostrando así la posibilidad de mediante una estimulación conseguir un mayor aporte de aceite.
- RIC012: Este pozo ha venido disminuyendo en aporte paulatinamente pero le precede un buen historial de producción, así que resulta atrayente la aplicación de un sistema ácido en este pozo.

## CONCLUSIONES

- El proceso para encontrar el sistema ácido adecuado para la formación Honda en el campo Río Ceibas es dinámico y debe continuar en desarrollo, donde cada experiencia constituye una base para el mejoramiento del mismo y así llegar a un resultado concluyente.
- El sistema que mejor atacó la fuente de daño en el Campo Río Ceibas fue el ácido débil inorgánico, que no solo remueve el daño sino que logra detener la migración de finos asegurando una estabilización de la roca y por ende de la producción. Esto está demostrado en la evaluación del caso 3.
- El planteamiento del caso III obtuvo un éxito del 71% sostenido al mes de realizado el tratamiento. La producción de aceite neto aumentó de 337 Bopd a 1102 Bopd en la siguiente semana de la aplicación y 554 Bopd al mes de efectuada la intervención.
- La concentración en el ácido inorgánico óptima de HF está en el rango de 1.5% al 2%, siendo el más óptimo según los resultados 2.34% el cual incluye 1.6% inicial y 0.74% que se forma luego de empezar el proceso de hidrólisis (volumen retardado).

## RECOMENDACIONES

- A efectos de asegurar la divergencia deseada en la aplicación del tratamiento, se debe incluir la adición de un agente divergente como tal a la mezcla del sistema.
- Ser muy estrictos con el bombeo del volumen correcto de preflujos, pues éste es el componente que además de limpiar, prepara la formación y da las condiciones para la reacción de los productos del tratamiento principal.
- Las condiciones de producción del pozo deben asegurarse lentamente, esto es en el caso del sistema PCP: llevar el pozo paulatinamente a sus RPM (velocidad de producción) para asegurar que tan repentino aumento de velocidad no cause mayor arrastre de sólidos y genere de nuevo daño.
- Es completamente indispensable en lo posible el no uso de fluido de control tipo agua, tal como lo demostraron las pruebas de compatibilidad con la formación.
- Es necesario una reevaluación de las correlaciones de la formación, pues en algunos casos se estimularon zonas que no correspondían a las proyectadas.
- Se recomienda que sea estricto el tiempo que se deja en remojo el tratamiento en el pozo, que sea el adecuado para que la reacción tenga un mayor tiempo de acción y así mejore la calidad de limpieza en la cara de la formación; pero a la vez que no sea muy largo pues podría ocasionar una desestabilización de la roca y una posterior migración de finos.



## BIBLIOGRAFÍA

- BJ Services - EDC LAR. Fundamentos de Acidificación. Neuquén, Argentina. 2004.
- INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela. 1997.
- JARAMILLO, Oscar Julián. Manual de Fracturamiento Hidráulico. Petrobrás B.V. DPSU. Neiva. 2007.
- Islas, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros. México. 1991.
- BJ Count on Performance. Acidizing Concepts and Design. 1995.
- SPE 113025. Using Production History to identify Acid Stimulation Candidates in the Spraberry Trend. Coulthard, Texas. A&M University. 2007.
- BP. Exploration. Near Wellbore Performance Manual. 1994.
- Schlumberger. Pruebas Virtuales: La Clave de un Proceso de Estimulación. 2004.
- Briggiler, Norberto. Di Lullo, Gino. Phill Rae. .BJ Services. 2004.
- CIED. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Daños a la Formación y Estimulación de Pozos. Venezuela. 1996.

- Williams. Bert B, Gidley John. Acidizing Fundamnetals. New York. 1979.