



UNIVERSIDAD  
INDUSTRIAL DE  
SANTANDER



**EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ESTIMULACION DE LOS POZOS  
DE CUSIANA MEDIANTE LA METODOLOGÍA SIGMA.**

**BELSY CARVAJAL CABALLERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2005**



UNIVERSIDAD  
INDUSTRIAL DE  
SANTANDER



**EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ESTIMULACION DE LOS POZOS  
DE CUSIANA MEDIANTE LA METODOLOGÍA SIGMA.**

**BELSY CARVAJAL CABALLERO**

Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial para  
optar el título de Ingeniero de Petróleos

Tutor

**CARLOS HERNANDO CANDELA H.**

Superintendencia de Activos en Asociación  
Gerencia Regional Central  
ECOPETROL S.A.

Tutor

**EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS**

Ingeniero de Petróleos  
Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2005**



## AGRADECIMIENTOS

La autora desea expresar sus más sinceros agradecimientos:

A la empresa Colombiana de Petróleos **ECOPETROL S.A.**, Gerencia Regional Central (GEC), Superintendencia de Activos en Asociación BP (SAC), por darme la oportunidad de realizar mi proyecto de grado por medio de la Práctica Industrial en ésta dependencia.

A los ingenieros **Carlos Hernando Candela H., Luis Alberto Marquez, Orlando Uribe, Nelson Jaimes, Claudia Patricia Pulido, R. Fernando Moreno**, por su valioso apoyo, acogimiento y colaboración para el desarrollo de este proyecto.

A todo el personal que labora en la **Gerencia Regional Central** por sus invaluable aportes, sugerencias y recomendaciones que llevaré siempre presentes en mi vida.

Al Ingeniero **Edelberto Hernandez T.**, profesor de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, tutor del proyecto.

La **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por haberme formado tanto personal como profesionalmente.

A todas aquellas personas que aportaron su granito de arena para construir esta meta, a todos mis amigos por toda su colaboración y respaldo, mil y mil gracias.



*A DIOS, por su extraordinario amor y respaldo en cada  
una de las etapas de mi vida*

*A mis padres PEDRO y MARIA EUGENIA, la Luz de  
mis ojos por su infinito amor, esfuerzo  
y por creer en mí.*

*A mis Hermanitos Andresito, Esmeralda y a mi sobrina  
por ser tan especiales conmigo*

*A Robinson, mi novio y amigo incondicional,  
por enseñarme a amar con el corazón,  
por su incalculable respaldo, por su profundo y sincero  
amor.*



## CONTENIDO

### Página

INTRODUCCIÓN.....	15
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA .....	17
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	18
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO .....	19
1.2.1 Geología del Campo.....	20
1.3 ASPECTOS CONTRACTUALES.....	23
1.4 DESCRIPCIÓN PROCESO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES DE SUPERFICIE .....	24
1.4.1 Central Production Facilities Fase I .....	26
1.4.2 Central Production Facilities Fase II .....	26
1.4.3 Otras Facilidades.....	28
1.5 PRODUCCIÓN .....	30
1.6 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE .....	32
2. DAÑO A LA FORMACION.....	35
2.1 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACION.....	37
2.2 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN .....	38
2.3 PREVENCIÓN DE DAÑO.....	38
2.4 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....	39
2.5 PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DAÑO DE FORMACION.....	40
2.5.1 Fluidos de Perforación .....	40
2.5.2 Fluidos de Completamiento .....	42
2.5.3 Esquema de Producción.....	43
2.5.4 Operaciones de Estimulación .....	43
2.5.5 Inyección de Agua .....	44
2.5.6 Inyección de Gas .....	45
2.5.7 Otros Factores Adicionales.....	45
2.6 TIPOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN .....	46
2.6.1 Bloqueos por invasión de agua.....	46
2.6.2 Bloqueos por Emulsiones .....	47
2.6.3 Bloqueo por Partículas .....	49
2.6.4 Precipitados .....	49
2.6.5 Hinchamiento o Hidratación de Arcillas .....	55



2.6.6	Migración de Finos .....	55
2.6.7	Bacterias.....	58
2.7	DAÑO PRESENTE EN EL CAMPO CUSIANA.....	59
2.7.1	Formación Mirador.....	59
2.7.2	Formación Barco .....	63
2.7.3	Formación Guadalupe .....	65
3.	PRINCIPIOS DE LAS OPERACIONES DE ACIDIFICACION EN EL CAMPO CUSIANA.....	67
3.1	PICKLING JOB .....	70
3.2	PRUEBA DE POZO.....	74
3.3	MATADA DE POZO (WELL KILLING).....	75
3.4	BOMBEO DEL ACIDO DEL TRATAMIENTO PRINCIPAL (“OVERFLUSH”).....	77
3.5	LEVANTAMIENTO DEL POZO (NITROGEN LIFTING).....	81
4.	DESCRIPCION DEL PROCESO SIGMA.....	84
4.1	IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO SIGMA .....	87
4.2	TRABAJO REALIZADO POR HALLIBURTON POZO RIO CHITAMENA E-2 .....	89
4.2.1	Antecedentes.....	89
4.2.2	Propósito de la Intervención en el Pozo Rio Chitamina E-2 .....	93
4.2.3	Resumen del Trabajo Operacional .....	96
4.2.4	Beneficios Esperados con la Intervención del pozo Rio Ch E-2 .....	108
4.3	BENEFICIOS OBTENIDOS CON EL PORCESO SIGMA Vs. COMPAÑÍA BJ SERVICES	112
5.	CONCLUSIONES .....	114
6.	RECOMENDACIONES.....	117
	BIBLIOGRAFIA.....	118
	ANEXOS .....	120
	ANEXO A.....	121
	ANEXO B.....	130

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Localización geográfica del Campo Cusiana	15
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica del Campo Cusiana	19
<b>Figura 3.</b> Distribución de fluidos en las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe	20
<b>Figura 4.</b> Distribución por Socios de los contratos Vigentes en el Campo Cusiana	21
<b>Figura 5.</b> Esquema general del proceso de producción	22
<b>Figura 6.</b> Esquema General del CPF	24
<b>Figura 7.</b> Distribución del volumen total de gas producido	25
<b>Figura 8.</b> Esquema Actual de Operación Plantas de Gas	26
<b>Figura 9.</b> Diagrama de la LTT	27
<b>Figura 10.</b> Comportamiento de la producción 2004 en el Campo Cusiana	28
<b>Figura 11.</b> Declinación Histórica del Campo Cusiana	29
<b>Figura 12.</b> Infraestructura del Sistema de Transporte de Crudo-Oleoducto Orensa	31
<b>Figura 13.</b> Caída de Presión Producida por el Daño de Formación	34
<b>Figura 14.</b> Estructura molecular de los asfaltenos y Muestra de Depositación de compuestos en la tubería	51
<b>Figura 15.</b> Ilustración de la prueba con HCL y EDTA	61
<b>Figura 16.</b> Evidencia Física de la Migración de Finos retornos obtenidos del pozo CUS KA20.	62
<b>Figura 17.</b> Evidencia de la Precipitación de Sulfato de Bario	63
<b>Figura 18.</b> Disolución de un núcleo de la formación Mirador en medios ácidos	64
<b>Figura 19.</b> Bottom Hole Assembly Utilizado en el Trabajo de Pickling	68
<b>Figura 20.</b> Técnica de Bullheading	73
<b>Figura 21.</b> Técnica de Estimulación Selectiva; Bombeo a través del Coiled Tubing; y Técnica del Ball Out	74
<b>Figura 22.</b> Conexión a Cabeza de Pozo	77



<b>Figura 23.</b>	Unidad de Coiled Tubing	78
<b>Figura 24.</b>	Frac Tanks	79
<b>Figura 25.</b>	Producción histórica del pozo Rio Chitamina E-2	89
<b>Figura 26.</b>	Análisis del Agua de Producción pozo Rio Chitamina E-2	90
<b>Figura 27.</b>	Bottom Hole Assembly utilizado en el Pickling	94
<b>Figura 28.</b>	Herramienta Pulsonix	95
<b>Figura 29.</b>	Grafico de las principales propiedades medidas posterior al Tratamiento. Principal	102
<b>Figura 30.</b>	Fotografías tomadas por NALCO a las muestras de retornos del sistema WA	103
<b>Figura 31.</b>	Pronósticos de Producción Intervención Pozo Rio Chitamina E-2	107
<b>Figura 32.</b>	Producción del pozo R CH E-2 Antes de la Intervención	108
<b>Figura 33.</b>	Producción del pozo R CH E-2 Después de la Intervención	108
<b>Figura 34.</b>	Esquema Económico Halliburton Vs. BJ.	110



## LISTA DE TABLAS

		Pág.
<b>Tabla 1.</b>	Propiedades de Roca y Fluidos del Campo Cusiana	16
<b>Tabla 2.</b>	Depósitos Solubles en Ácido	48
<b>Tabla 3.</b>	Depósitos Insolubles en Ácido	48
<b>Tabla 4.</b>	Solubilidad de las Arcillas en Ácido	53
<b>Tabla 5.</b>	Ejemplo de las Concentración Normales de Aditivos Mezclados con el Ácido	75
<b>Tabla 6.</b>	Distribución de Producción en el pozo Rio Chitamena E-2	88
<b>Tabla 7.</b>	Análisis Físico Químico del Agua de Formación	91
<b>Tabla 8.</b>	Formulación del fluido Diesel 1	96
<b>Tabla 9.</b>	Formulación del fluido Diesel 2	96
<b>Tabla 10.</b>	Formulación del Pad Ácido	97
<b>Tabla 11.</b>	Composición del Fluido MY-T-OIL	98
<b>Tabla 12.</b>	Análisis iónico de los retornos obtenidos después del trabajo de pickling	99
<b>Tabla 13.</b>	Formulación del sistema Ácido Waterless Acid	100
<b>Tabla 14.</b>	Análisis iónico de los retornos obtenidos después del tratamiento principal	101
<b>Tabla 15.</b>	Condiciones de bombeo usadas en el tratamiento de Estabilización de Finos	104
<b>Tabla 16.</b>	Registro de las Pruebas realizadas durante el Tratamiento	105
<b>Tabla 17.</b>	Esquema de pago a la compañía Halliburton	106
<b>Tabla 18.</b>	Clasificación Trabajos de BJ Services	109



## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Caracterización del Agua de Formación del Campo Cusiana	118
<b>Anexo B.</b> Pruebas de Compatibilidad de Fluidos	127





## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LA ESTRATEGIA DE ESTIMULACION DE LOS POZOS DE CUSIANA MEDIANTE LA METODOLOGÍA SIGMA.\*

**AUTORA:** BELSY CARVAJAL CABALLERO \*\*

**PALABRAS CLAVES:**

Estimulación, Metodología SIGMA, Pozo Río Chitamina E-2.

**DESCRIPCIÓN:**

Este trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad de la implementación de una nueva metodología o estrategia de estimulación llamada SIGMA en el Campo Cusiana, ofrecida por la compañía Halliburton. Para realizar dicha evaluación, se procedió a la recopilación y clasificación de la información relacionada con las nociones básicas del problema de daño a la formación en el Campo Cusiana y conceptos iniciales tenidos en cuenta a la hora de realizar un procedimiento de estimulación.

Acto seguido se efectuó una descripción pormenorizada, desde el punto de vista operacional, de la forma como la compañía que actualmente tiene a su cargo los trabajos de Estimulación, BJ Services, realiza sus intervenciones de pozo, lo que sirvió como línea base para el análisis de los resultados obtenidos con la metodología a evaluar (SIGMA). Posteriormente, se describió y analizó detalladamente la prueba piloto realizada con la metodología SIGMA en el pozo Río Chitamina E-2. A partir de este análisis, se identificaron las ventajas y desventajas ofrecidas por la metodología tanto a nivel operacional como económico.

Por otra parte, se presentan posibles soluciones para corregir las fallas identificadas a nivel operacional por la metodología SIGMA, teniendo en cuenta la experiencia y los resultados de producción mostrados por el pozo Río Chitamina E-2.

Este trabajo fue realizado en la modalidad de práctica Empresarial en la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL S.A. con la colaboración de la Empresa BP.

---

\* Tesis de Grado Modalidad Práctica Empresarial.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos. Tutores: Ingeniero Carlos Hernando Candela H. (ECOPETROL S.A.); Ingeniero Edelberto Hernández Trejos (UIS).



## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE STIMULATION STRATEGY OF CUSIANA WELLS BY MEANS OF SIGMA METHODOLOGY. \*

**AUTHOR:** BELSY CARVAJAL CABALLERO \*\*

**KEY WORDS:**

Stimulation, SIGMA Methodology, Rio Chitamina E-2 well

**DESCRIPTION:**

Objective of this work is to assess the feasibility to implement a new stimulation methodology in Cusiana oil field. Halliburton Company offers this methodology and its name is SIGMA. To carry out the assessment, information that has to do with formation skin in Cusiana field was compiled and put in order. Moreover, basic concepts took into account in stimulation strategies were studied.

Next, a detailed description about how BJ services carries out the well stimulation works was made. Such description was useful to analyse the SIGMA methodology results. Later, pilot test carries out with SIGMA methodology in Rio Chitamina E-2 well was described and analysed. From this analysis can be identified operatives and economics advantages or disadvantages of SIGMA methodology.

Possible solutions to correct SIGMA methodology operative fails are presented, taking into account experience and production results showed by Rio Chitamina E-2 well.

This work was developed in managerial practical modality in Colombian Petroleum Company (ECOPETROL S.A.) with the collaboration of BP Company.

---

\* Graduate Project Managerial Practical Modality.

\*\* Faculty of Physical-Chemicals Engineering. Petroleum Engineering. Tutors: Engineer Carlos Hernando Candela H. (ECOPETROL S.A.); Engineer Edelberto Hernandez Trejos (UIS).



## INTRODUCCIÓN

Debido al surgimiento de nuevas tecnologías en lo relacionado a procesos de estimulación de pozos, ha nacido la necesidad de evaluar este tipo de trabajos. La compañía que actualmente presta el servicio de estimulación de pozos en el campo Cusiana es BJ Services. El objetivo primario de este trabajo es analizar los resultados obtenidos con la implementación de una nueva metodología de estimulación llamada SIGMA propuesta por Halliburton para comparar operacional y económicamente las estrategias de las dos empresas citadas.

Para realizar la evaluación de la metodología SIGMA, se procedió a la recopilación y clasificación de la información relacionada con las nociones básicas del problema de daño a la formación y conceptos iniciales que se tienen en cuenta a la hora de realizar un procedimiento de estimulación. Acto seguido se efectuó una descripción pormenorizada, desde el punto de vista operacional, de la forma como la compañía BJ Services realiza sus intervenciones de pozo, lo que sirvió como línea base para el análisis de los resultados obtenidos con la metodología a evaluar (SIGMA).

Seguidamente se buscó tener una visión clara de lo involucrado dentro de la metodología SIGMA y las innovaciones que propone tanto en herramientas como en el desarrollo e implementación de la misma. Posteriormente, se analizó la intervención hecha por la compañía Halliburton en el pozo Río Chitamina E-2 como parte de una prueba piloto, se realizó una evaluación tanto operacional como económica identificando las ventajas y desventajas ofrecidas por la metodología (SIGMA).



Con todo lo anterior, en la parte final del trabajo se contó con la suficiente información para poder hacer las respectivas recomendaciones acerca de los posibles cambios a realizarse en la estrategia de estimulación del campo Cusiana en futuras intervenciones.



## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CUSIANA

La idea sobre la presencia de petróleo en el Piedemonte de la cuenca de los Llanos Orientales, fue estimada por algunos exploradores que no tuvieron éxito en su búsqueda debido a la compleja geología y a que se debía perforar a grandes profundidades. Los pozos exploratorios fueron abandonados antes de probar con éxito las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe.

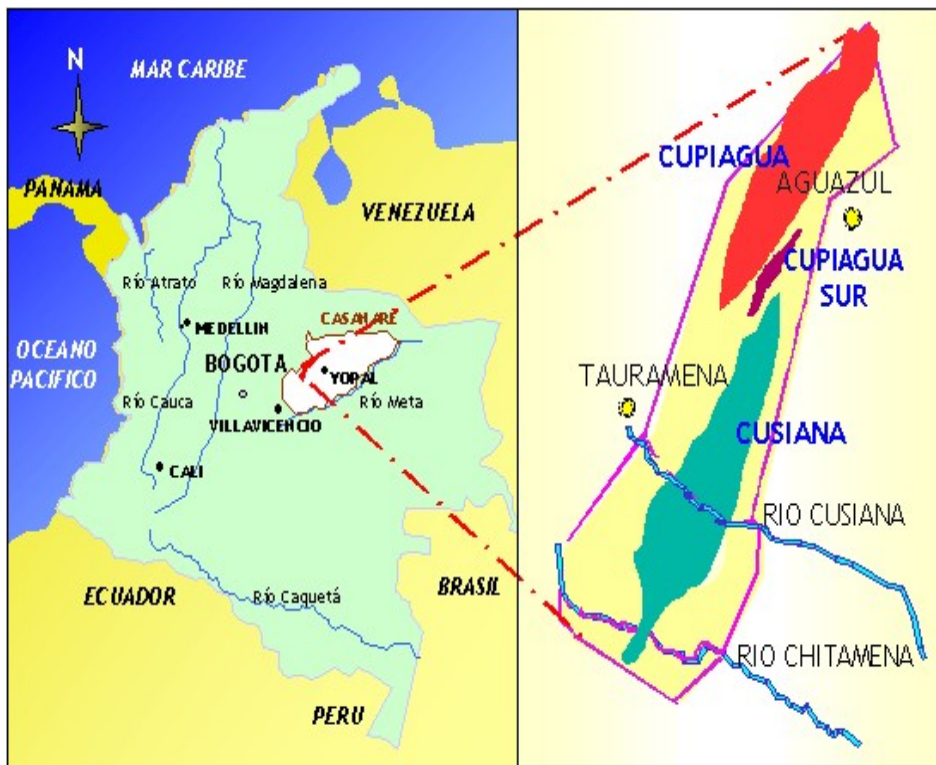
Cusiana fue descubierto en 1988 con el pozo Cusiana-1, productor de gas y Aceite Volátil de la formación Mirador. El potencial del yacimiento se conoció en 1991 con la producción de petróleo, condensado y gas en una sección de 1000 pies de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe Superior, con los pozos Cusiana-2A y Buenos Aires-1. El yacimiento es de Aceite volátil, con un mecanismo de producción de inyección gasífera en la capa de gas con el fin de mejorar la producción.

Este campo hace parte del contrato de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamera, asociación conformada por las compañías Total, Triton, BP Amoco y Ecopetrol; con participaciones en la sociedad de 19%, 12%, 19% y 50% respectivamente.

## 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Cusiana está ubicado en el Departamento de Casanare, en el piedemonte de los llanos Orientales a 140 Km de Santa Fe de Bogotá. Su altura sobre el nivel del mar varía entre 270 y 550 metros. Este campo tiene una extensión aproximada de 150 Km<sup>2</sup>. en jurisdicción de los municipios de Aguazul y Tauramena. (Ver Figura 1).

**Figura 1.** Localización geográfica del Campo Cusiana.



Fuente: ECOPETROL S.A.

## 1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO

El campo Cusiana produce de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe; a la fecha se tienen 69 pozos: 59 productores de aceite, 6 inyectores de gas, 4 inyectores de agua y gas, Diciembre 2004. Los fluidos del Campo Cusiana corresponden a una capa de gas condensado retrogrado asociada a una zona de petróleo. Los fluidos alrededor del contacto Gas-Petróleo forman una transición entre la zona de petróleo y la capa de gas. Los hidrocarburos en Cusiana van desde un gas retrogrado rico en la cresta de la estructura, pasando por un fluido en condiciones críticas hasta un petróleo volátil en la parte inferior del yacimiento. Las principales propiedades del yacimiento clasificadas en las formaciones productoras, junto con algunas propiedades de la roca se pueden observar en la tabla 1.

**TABLA 1.** Propiedades de Roca y Fluidos del Campo Cusiana.

Parámetro	Mirador	Barco	Guadalupe
Presión del Yacimiento (psi)	4500 -5979	5190 - 5655	5370 – 1890
Temperatura del Yacimiento (OF)	250 - 260	255 -270	255 – 270
Permeabilidad (mD)	0.1 - 1000	0.1 - 1000	0.1 – 1000
Porosidad (%)	4.0 - 12	4.0 -12	4.0 – 18
Tope de la Formación	12160	12880	13160
espesor Promedio de la zona de petróleo (pies)	400	380	380
espesor Promedio de la zona de gas (pies)	330	230	60
espesor Promedio de la zona de agua (pies)	430	170	400
Profundidad (TVD)	13400	13400	13400
Desviación Típica	14-31	8-43	18-36
CO <sub>2</sub> mol%	3-4	3-4	3-4

Fuente: ECOPETROL S.A.

### 1.2.1 Geología del Campo

La evolución geológica de los Andes colombianos ubica a la Cordillera Oriental como la más joven de las tres que atraviesan el país. Se estima que su levantamiento se inicio hace cinco millones de años y continua en nuestros días. Durante su formación la región del Piedemonte Llanero presento condiciones favorables para la generación y entrapamiento de hidrocarburos. En el área de Cusiana se encuentran rocas de edad cretácea y terciaria, con un espesor de aproximadamente 20.000 pies (6 Kms) compuestas principalmente de arenitas y arcillolitas; donde las severas fuerzas compresionales que causaron el fallamiento se presentan aún en las rocas y conllevan a problemas de estabilidad del pozo.

Las rocas que generaron los hidrocarburos presentes en esta área corresponden a arcillolitas ricas en materia orgánica de la denominada Formación Gachetá, de edad del cretáceo (90 millones de años). Las rocas que contienen petróleo y el gas en este campo, son areniscas de las formaciones geológicas de edad terciaria y cretácea. A continuación se describen las formaciones productoras presentes en el Campo Cusiana:

#### **+Formación Mirador**

Esta unidad esta conformada por dos secuencias de areniscas cuarzosas separadas en la parte media por arcillolitas continentales y marinas las cuales se extienden por todo el campo. La parte inferior tiene las mejores condiciones de roca almacenadora; presenta un carácter principalmente continental representado por sedimentos fluviales de canales entrelazados y de meandros; la parte superior esta integrada por depósitos fluviales de llanura costera y depósitos marinos y tiene menor calidad como almacenadora que la sección inferior.



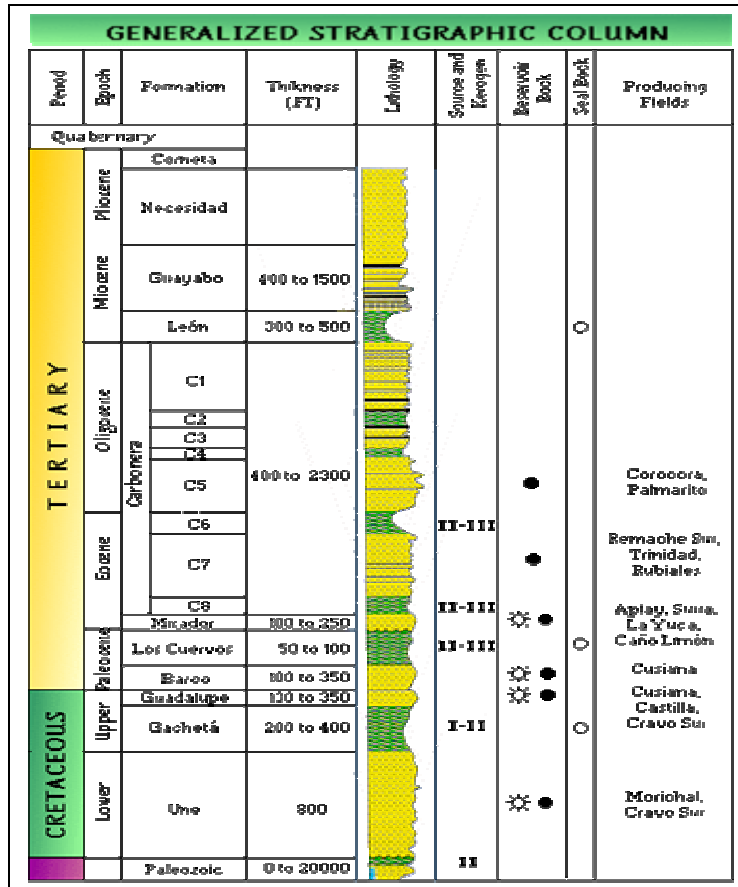
#### **+Formación Barco**

Esta formación se depositó después de un periodo de erosión en el Paleoceno Superior (60 m.a.); es una secuencia moderadamente homogénea compuesta por areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas; esta se interpreta como una secuencia de canales distributarios de tipo meandriforme; esta formación se considera como buena roca almacenadora y como el yacimiento intermedio del bloque principal de Cusiana.

#### **+Formación Guadalupe**

Está constituida por arcillas marinas. Es posible que la formación sea muy delgada o inexistente en algunas áreas, pasando directamente dentro de las arenas fluviales de Barco. La parte inferior de Guadalupe esta constituida por arenas divididas en dos secciones. La sección superior presenta una respuesta al Gamma Ray muy alta debido a la presencia de cementos fosfáticos que le confieren el nombre a esta sección de arenas fosfáticas. Estas arenas fosfáticas son de muy alta permeabilidad. La sección inferior esta formada por arenas con cemento de cuarzo de más baja permeabilidad. Directamente encima de la sección de la formación de Guadalupe y Mirador yace la formación arcillosa C8 la cual constituye el sello en el campo Cusiana. Generalmente los pozos del piedemonte encuentran manifestaciones de hidrocarburos debajo del C8 demostrando su carácter de roca sello original. Con base en información disponible en afloramientos y pozos, las arcillolitas del C8 muestran una distribución similar a la de los yacimientos antes nombrados, se presenta sobre la totalidad del tren del Piedemonte e incrementa su potencia hacia la parte occidental.

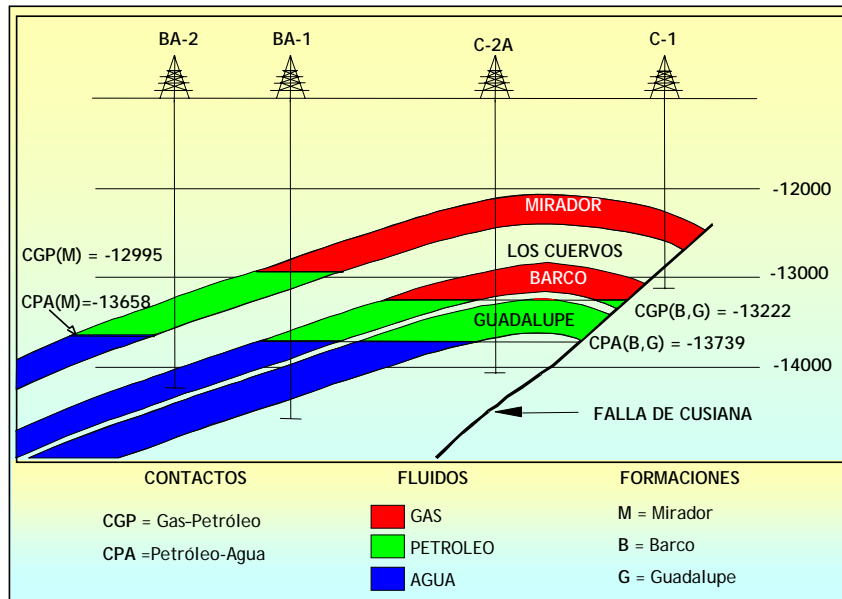
Figura 2. Columna Estratigráfica del Campo Cusiana.



Fuente : WELL REVIEW CUSIANA. ECOPETROL S.A.

En el caso del Campo Cusiana las trampas son anticlinales fallados en su flanco oriental. La profundidad mas somera de los yacimientos bajo el nivel del mar (b.n.m.), es de 11.800 Pies. Las cuarzo-arenitas de la Formación Mirador constituyen el principal yacimiento y la trampa es un anticlinal fallado en sus flancos oriental y occidental, y el yacimiento tiene su nivel mas somero entre 12.700 y 13.600 pies por debajo del nivel del mar. En la Figura 3. se muestra la distribución de los fluidos en las Formaciones Mirador Barco y Guadalupe.

**Figura 3.** Distribución de fluidos en las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe.



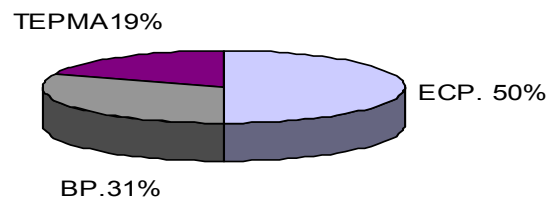
Fuente: ECOPETROL S.A.

### 1.3 ASPECTOS CONTRACTUALES

El campo de Cusiana está ubicado dentro del área de los contratos de asociación “Santiago de las Atalayas” (26.644 hectáreas), “Tauramena” (14.670 hectáreas) y “Río Chitamena” (2.739 hectáreas). En la actualidad, los socios y la distribución de estos contratos son como se muestra a continuación:

**Figura 4.** Distribución por Socios de los contratos Vigentes en el Campo Cusiana.

#### **SDLA, TAURAMENA Y RIO CHITAMENA**



Fuente: LA AUTORA.

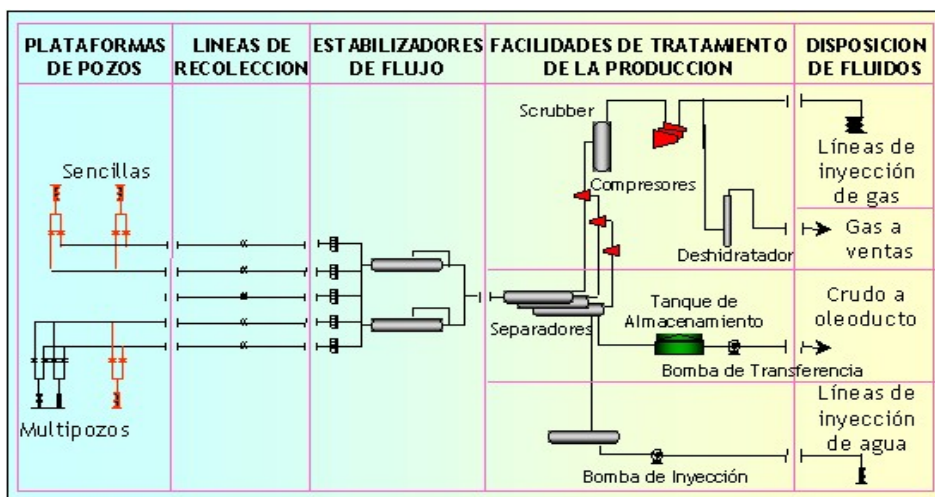
#### **1.4 DESCRIPCIÓN PROCESO DE PRODUCCIÓN Y FACILIDADES DE SUPERFICIE**

La producción de los pozos de cusiana se da a través del cabezal, el cual está formado por un sistema de válvulas montadas sobre el árbol de navidad. El cabezal permite el aislamiento del pozo, realizar operaciones con el equipo de cableado y limpieza lo mismo que la toma de registros de fondo; el cabezal del pozo también permite el muestreo de fluidos y el control de la presión, temperatura y el flujo a través de una válvula de restricción (choque). Otra función del cabezal es proteger el pozo en caso de ruptura de la línea de flujo o de incendio, mediante el accionamiento de dispositivos de seguridad automáticos que actúan sobre las válvulas de emergencia instaladas. Los pozos productores e inyectores están localizados en las plataformas de pozos (well pads facilities) en donde puede ocurrir la recolección de fluidos de otras plataformas y también tiene lugar el envío de los fluidos producidos a las líneas de producción general a través de un múltiple de distribución (manifold). Las líneas de producción general son las utilizadas en las operaciones normales de producción de los pozos. Las

líneas de prueba se utilizan solamente cuando el pozo necesita ser probado con el fin de cumplir los requisitos del Ministerio de Minas y como estrategia de medición de la productividad del yacimiento. Estas líneas de producción conducen los fluidos hacia las facilidades de superficie CPF (Central Production Facilities) cuyo objetivo principal es separar el petróleo de otros elementos como el gas, agua y partículas, para que se pueda enviar, ya libre, por el oleoducto para su exportación y refinación; estas facilidades trabajan bajo la misma filosofía, pero en una escala diferente.

El procesamiento dentro del CPF inicia en los estabilizadores de flujo (slug catchers), los cuales, mediante el accionamiento de válvulas, normalizan las presiones de llegada de los pozos a 400 psi con el objeto de enviar los fluidos en condiciones estables antes de iniciar la separación y el procesamiento de cada una de las corrientes para posteriormente conducir las hacia el sistema de reinyección en pozos, almacenamiento y transporte, respectivamente (ver Figura 5).

**Figura 5.** Esquema general del proceso de producción.



Fuente: ECOPETROL S.A.



El CPF de Cusiana cuenta con dos fases de desarrollo, Fase I y Fase II, las cujas trabajan bajo los mismos objetivos pero con tecnología diferente. En cuanto a la recepción del fluido y el proceso de separación no hay distinción. La característica fundamental que las diferencia es el tratamiento del gas para re-inyección. Mientras que Fase I alcanza la presión de inyección a través de un sistema de compresores recíprocos, Fase II lo hace con uno de turbinas de mayor capacidad y eficiencia.

El sistema de tratamiento de la producción CPF consta de las siguientes facilidades:

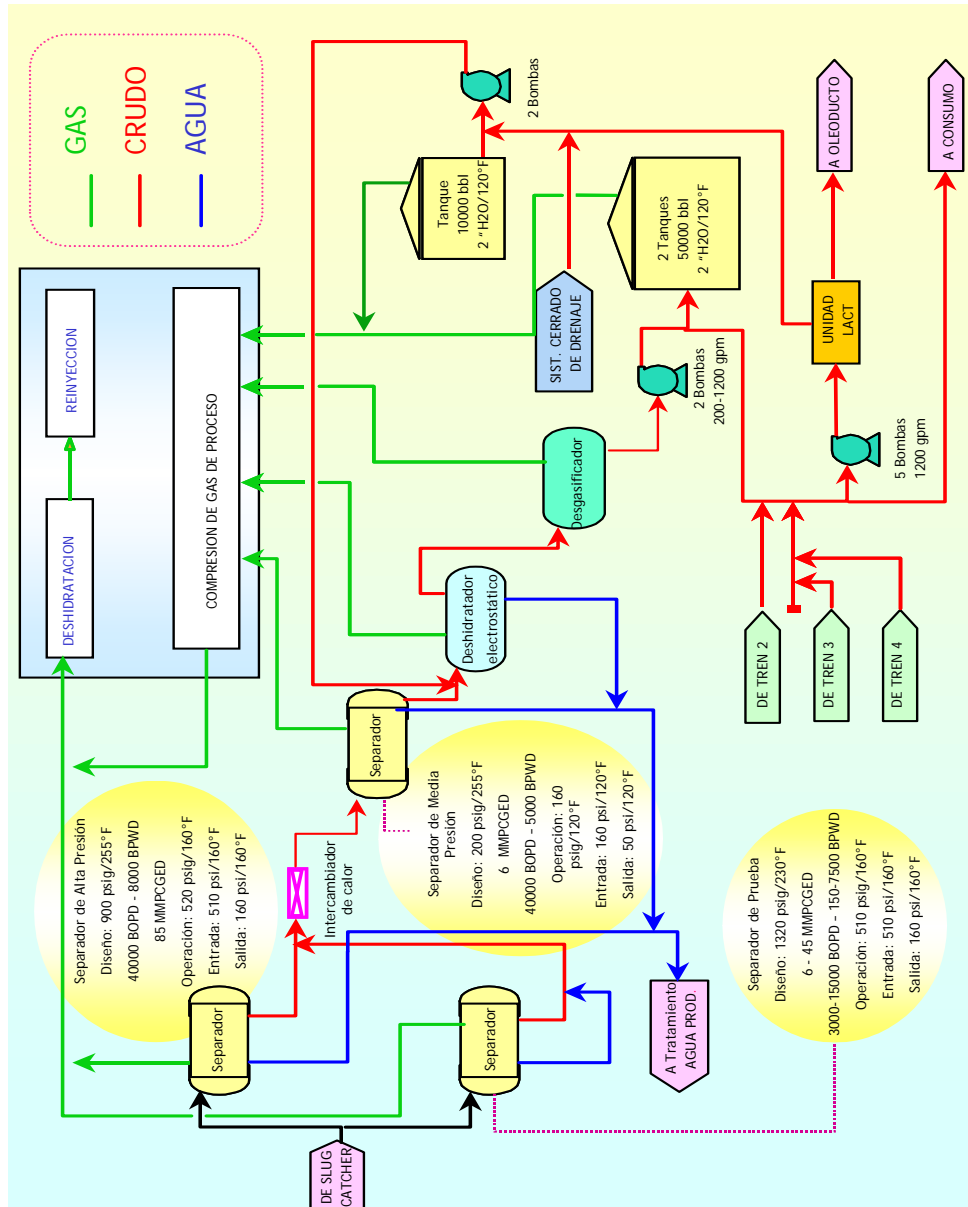
#### **1.4.1 Central Production Facilities Fase I**

Constituida por 4 trenes de procesamiento de crudo, cada uno con capacidad de 42,5 MBPD (para un total de 170 MBPD) y 4 trenes de procesamiento de gas, cada uno con capacidad de 80 MMSCFD (320 MMSCFD En total). Las líneas troncales de la Fase I contienen usualmente los fluidos de relación gas / aceite mas baja.

#### **1.4.2 Central Production Facilities Fase II**

En esta fase, se cuenta con 2 trenes de procesamiento de crudo, cada uno con capacidad de 80 MBPD (160 MBPD) y 3 trenes de procesamiento de gas, cada uno con capacidad de 330 MMSCFD (990 MMSCFD en total). Las líneas troncales de Fase II en general, llevan mas contenido de gas. En la Figura 6 se observa en detalle la configuración de la estructura de procesamiento correspondiente al CPF.

Figura 6. Esquema General del CPF.



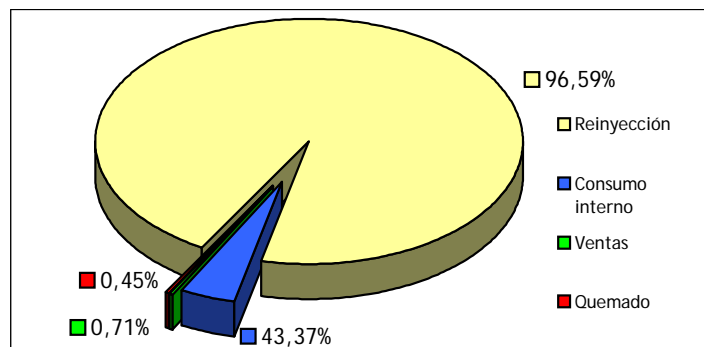
Fuente: Ecopetrol S.A.

### 1.4.3 Otras Facilidades

#### ✦Planta de Gas

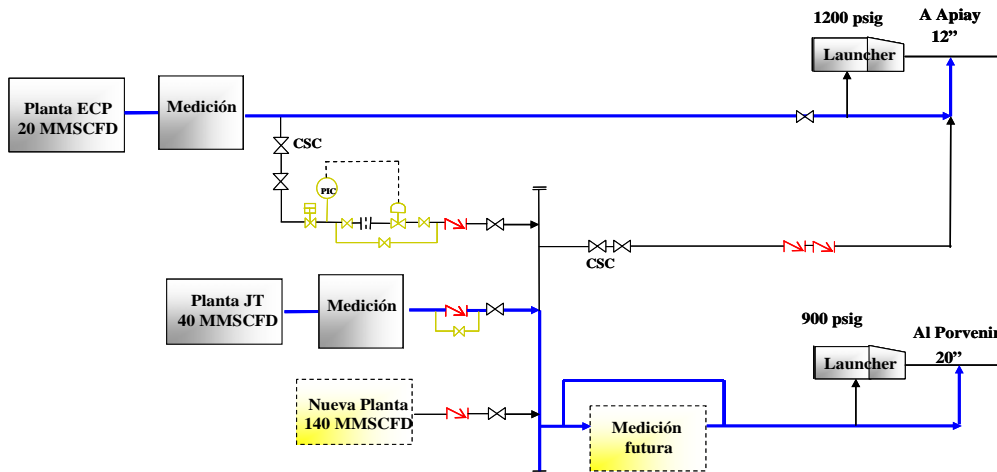
Después del tratamiento que sufre el gas en el CPF como: Enfriamiento: mediante el cual se retiran hidrocarburos condensables, y Deshidratación: con el cual se evita el congelamiento y se logra la calidad requerida para la reinyección, consumo domiciliario y utilización interna como combustible en el proceso productivo; una parte de éste es destinado a las ventas. En la figura 7. se muestra las distribución del gas producido en el Campo. Actualmente están en funcionamiento la planta de capacidad de 20MMSCF que es propiedad de ECOPETROL S.A y que es la encargada del despacho al gasoducto de Apiay del gas proveniente de Cusiana (Ver Figura 8). La otra planta tiene capacidad de 68 MMSCF, es propiedad de los socios (en participación diferente a la de los contratos) y el gas que se despacha de esta planta se transporta por el Gasoducto El Porvenir ; actualmente esta planta se encuentra en proceso de ampliación; y posterior a esto su capacidad final será de 180 MMSCF que se espera entre en operación en Septiembre del 2005.

**Figura 7.** Distribución del volumen total de gas producido.



Fuente: La autora.

**Figura 8.** Esquema Actual de Operación Plantas de Gas.



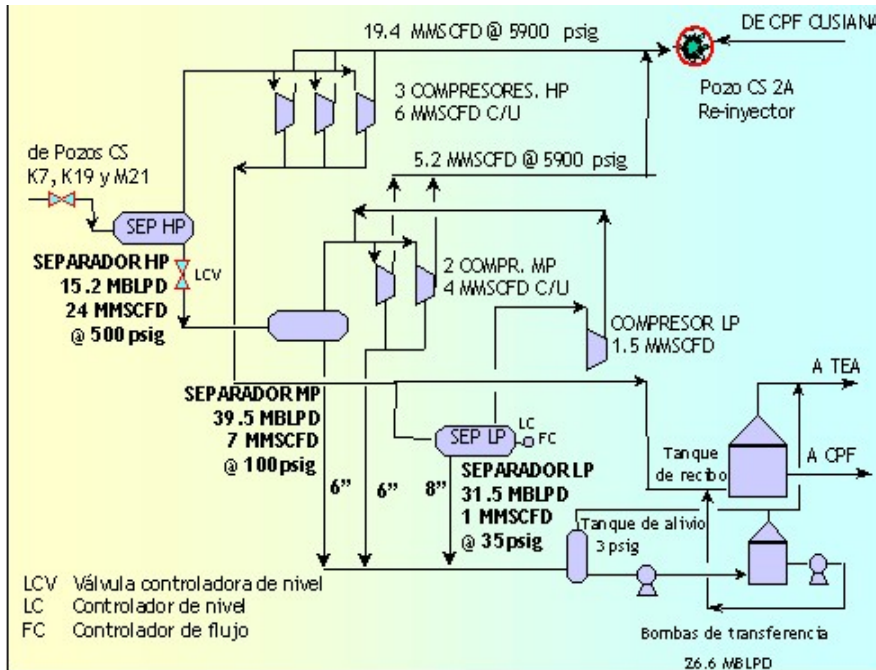
Fuente: ECOPETROL S.A.

#### ✚LTT ( Long Term Test)

Es una facilidad de menor tamaño acondicionada para el procesamiento de 16,80 MBPD de líquido y 25 MMSCFD de gas para inyección a 6.000 psi.como se observa en la figura 9.

La LTT fue construida en 1992 por el consorcio Halliburton - OGCI (por un costo total de MMUS\$ 12,5 -moneda de 1992) para realizar la prueba extensa de producción de los pozos CS 2A y BA 1 como requisito para la aprobación de la comercialidad del contrato de asociación SDLA.

Figura 9. Diagrama de la LTT.



Fuente: ECOPETROL S.A.

## 1.5 PRODUCCIÓN

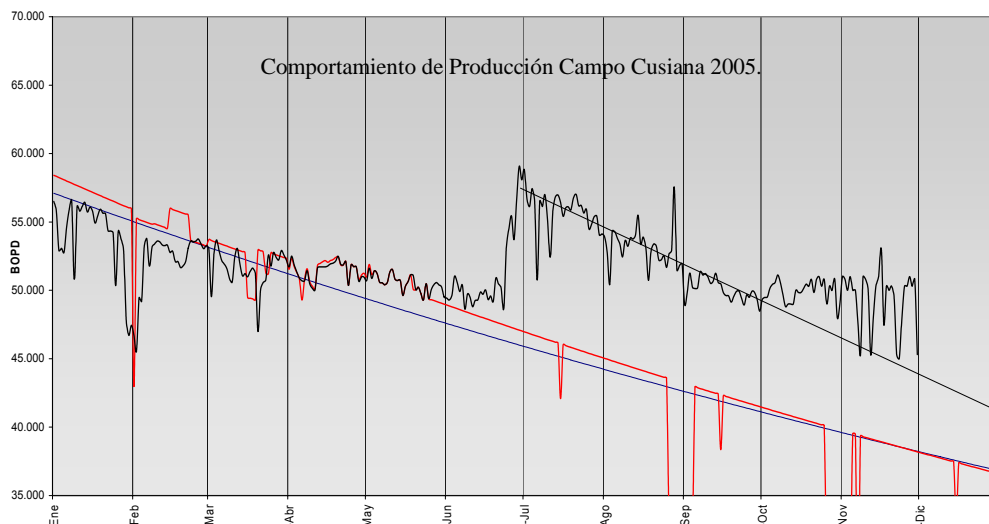
El promedio de producción diaria en el campo es 50.894 BOPD (Octubre 2004), El dato de producción acumulada del campo es: 17.049.393 Bbls. y el valor del GOR promedio diario es 27.804 SCF/STB.

El crudo de producción es bajo en componentes como sulfuros y metales (Vanadio y Níquel); además su elevada calidad hace que su precio sea mejor que otros crudos del área y del Magdalena medio.

El sistema de mantenimiento de la presión del yacimiento opera mediante la inyección de gas en la formación Mirador y la inyección de agua en Barco y Guadalupe en el campo Cusiana.

La máxima tasa de producción en Cusiana, fue alcanzada en el año 1999, en la actualidad se hace necesario implementar mecanismos que permitan continuar produciendo aceite a unas tasas económicamente rentables; uno de estos esta orientado a la Estrategia de Estimulación que constituye el objetivo de este trabajo. En la figura 10. se ilustra el comportamiento de la producción en Cusiana para el presente año.

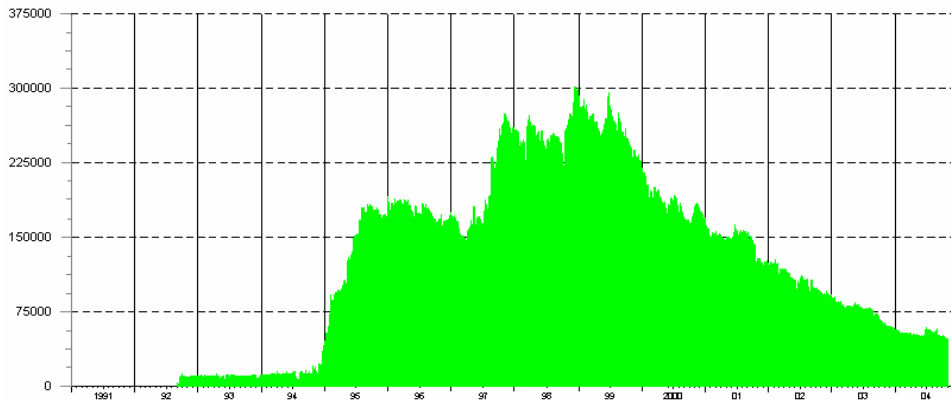
**Figura 10.** Comportamiento de la producción 2004 en el Campo Cusiana.



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

La declinación de los yacimientos del campo Cusiana se espera que permanezca en un 3.4% anual, aunque podría verse afectada por los trabajos de optimización de la producción, estimulación de pozos etc. En la figura 11. se muestra un histórico de la declinación del campo desde el año 1999.

**Figura 11.** Declinación Histórica del Campo Cusiana.



**Fuente:** ECOPETROL S.A.

## 1.6 ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE

OCENSA S.A. es la empresa que recibe el crudo producido por BP; está a su cargo el almacenamiento del fluido y el manejo del oleoducto que lo lleva hasta Coveñas. La figura 12. muestra la ruta seguida por el oleoducto de Ocesa. Este sistema comenzó a operar en 1993 y a partir de 1996 fueron construidas las instalaciones de la planta en uno de los costados del CPF de Cusiana.

Los CPF de Cusiana y Cupiagua entregan el crudo dentro de las especificaciones al sistema de medición dinámico, la unidad LACT, que es básicamente una unidad de medida de flujo y calidad del crudo.

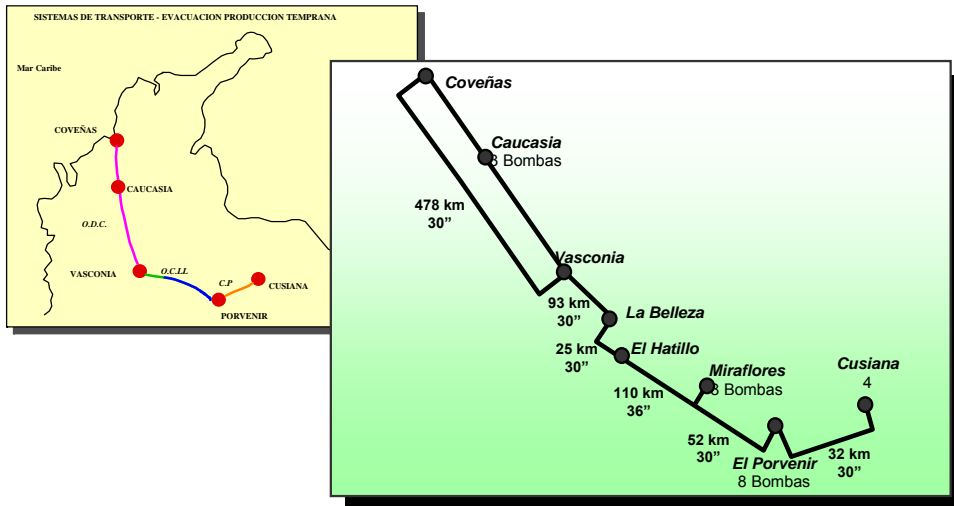


Las especificaciones mínimas que debe cumplir son las siguientes:

- Presión de vapor: 12.3psia @ 105°F
- Contenido de sal: < 20 libras por cada 1000 barriles
- BSW:<0.5%
- Contenido máximo de azufre 3.0 %

Desde la unidad LACT el crudo es transportado a los tanques de almacenamiento; Ocesa cuenta con tres tanques, cada uno con capacidad de 288.000 barriles. Puesto que los crudos producidos en Cusiana y en Cupiagua provienen de yacimientos diferentes, su calidad difiere, es necesario entonces, no mezclarlos durante el almacenamiento y transporte. Uno de los tanques esta destinado al almacenamiento del crudo Cusiana, el otro al crudo Cupiagua, y el tercero actúa dependiendo de las necesidades. Al salir del tanque a la primera estación de bombeo y su posterior transporte por el oleoducto, se envían por baches intermitentes.

**Figura 12.** Infraestructura del Sistema de Transporte de Crudo-Oleoducto Ocesa.



Fuente: ECOPETROL S.A.



## 2. DAÑO A LA FORMACION

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total, natural o inducida de un pozo resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños o de una restricción de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

El  $\Delta P_s$  se relaciona directamente con variables como las siguientes:

- ✚ Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.
- ✚ Caída de presión necesaria para mover los fluidos en la zona alterada.
- ✚ Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.
- ✚ Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o efecto de la inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.
- ✚ Caída de presión asociada con las perforaciones (penetración, densidad).
- ✚ Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de las cavernas de las perforaciones.

Con lo anterior se puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el efecto Skin esta compuesto por sus propios pseudofactores:



$$S = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf} + S_{tp}$$

Ecuación 2.1

Donde:

$S_{fd}$ : Factor de daño real de la formación.

$S_t$ : Pseudofactor de daño por turbulencia.

$S_{pc}$ : Pseudofactor de daño por terminación.

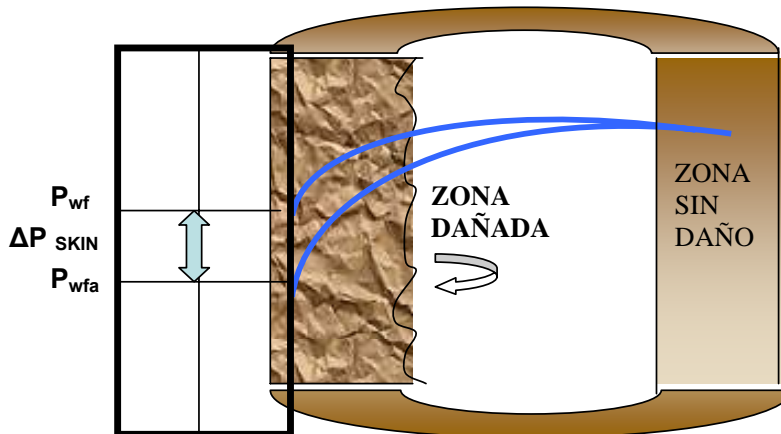
$S_{perf}$ : Pseudofactor de daño por las perforaciones.

$S_{tp}$ : Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones.

La estimulación de pozos solo concierne al valor del daño verdadero  $S_{fd}$  y el pseudofactor por restricción en las cavernas de los disparos, si estos valores se cuantifican se tendrá el valor verdadero de daño.

El diagrama de la Figura 13, ilustra el daño de formación alrededor de la cara del pozo (el cual es una forma de skin). Como se observa en la figura, Debido a que la presión de yacimiento es requerida para empujar el hidrocarburo a través de una barrera, el pozo debe proporcionar un drawdown adicional, y por lo tanto existe menor disponibilidad de energía para lograr que el fluido llegue a superficie.

**Figura 13.** Caída de Presión Producida por el Daño de Formación.



**Fuente:** La Autora

Además de esto están los sólidos perforados, partículas de cemento, residuos de los disparos, óxidos de hierro, material pulverizados de las arenas de fracturamiento o empaques de grava, parafina, asfalto y otros productos químicos como inhibidores de corrosión, inhibidores de parafina que pueden ocasionar un daño severo a la formación.

## 2.1 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACION

Estudios de laboratorio y de campo indican que la mayor parte de las operaciones que se realizan para la consecución de un pozo petrolero, originan una fuente potencial de daño a la productividad del pozo.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede también originarse daño, al alterarse las características originales de los fluidos de yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

Adicionalmente operaciones asociadas con tratamientos de estimulación y métodos de recobro mejorado (EOR) en las que la formación entra en contacto con fluidos extraños al yacimiento pueden causar alteraciones negativas como taponamientos, bloqueos, cambios de permeabilidad, mojabilidad; que dan origen al daño de formación.

## 2.2 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Los mecanismos que gobiernan el daño de una formación son:

- ◆ Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados (canales porosos) o fisuras de la roca.
- ◆ Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca. Puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo como resultado de una invasión de filtrado o por conificación del agua de formación.
- ◆ Aumento de la viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos de yacimiento. Este fenómeno se puede presentar debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca creándose emulsiones estables.
- ◆ Flujo no Darcy.

## 2.3 PREVENCIÓN DE DAÑO

La prevención del daño de formación apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo efecto o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada. Si bien muchos daños

son remediables, las operaciones de reparación de daños son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente. En un pozo en producción es conveniente dividir al sistema en componentes o porciones (análisis Nodal), con el objeto de asegurarse de que ninguna parte de dicho sistema esté produciendo con una caída de presión mayor que la que corresponde. Existen en el sistema dos grandes componentes:

- Sistema hidráulico: desde el momento en que el fluido ingresa al pozo.
- Sistema compuesto por la formación y los cañoneos.

#### **2.4 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN**

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina Skin. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes.

Se analizarán los valores que puede tomar el coeficiente del daño:

- $S > 0$ : Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. Aquí es donde se aplica lo visto hasta ahora. Puede reemplazarse el sistema utilizando una ecuación que tenga en cuenta un diámetro del pozo menor que el perforado.
- $S = 0$ : Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.
- $S < 0$ : Pozo estimulado. El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce a través de un diámetro de pozo mayor que el perforado inicialmente.

## 2.5 PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN EL DAÑO DE FORMACION

A continuación se describen actividades durante las cuales se produce Daño: iniciando con las operaciones que se realizan desde el momento de perforación, pasando por las que se usan como una forma de remediación, las que son forma de recuperación adicional y las relacionadas con la producción.

### 2.5.1 Fluidos de Perforación

Desde el inicio de la perforación se debe tener en cuenta variables como litología, trayectoria, temperatura y presión de fondo para realizar una adecuada selección del fluido de perforación. Los fluidos de perforación pueden dividirse en dos grupos:

➤ *Lodo base Agua.* El principal componente es agua dulce o salada, viscosificados con bentonita o polímeros, dispersos o no dispersos. Generalmente los lodos dispersos exhiben mejores características de resistencia a la temperatura, bajos valores de filtrado y altas densidades del lodo. Los lodos no dispersos son más aplicables, siempre y cuando dichas características no influyan en el desempeño de la perforación.

➤ *Lodo base aceite.* Dentro de éstos se encuentran los lodos 100% aceite y los lodos de emulsión invertida. Generalmente se utilizan cuando existen problemas potenciales de arcillas y donde altas ratas de penetración deben ser inducidas.

Debido a la importancia que representan los fluidos de perforación; estos deben ser formulados para minimizar el daño de formación preservando así el potencial de productividad del pozo. El impacto producido por estos



fluidos puede ser disminuido en parte reduciendo la pérdida de filtrado, reduciendo en lo posible los sólidos acarreados, controlando la acción de la broca y los esfuerzos progresivos de gel; estas prácticas reducen la invasión dentro de la formación, posibilidad de una reducción de permeabilidad, cambios de mojabilidad, taponamiento de los conductos porosos y ayuda a tener un aislamiento de la zona cuando se está cementando.

El daño de formación producto de operaciones de perforación puede ser cuantificado por varios métodos. En el laboratorio, medidas relativas tales como retorno de permeabilidad, solubilidad del filtrado de la torta y la presión lift-off son usadas para comparar la conveniencia de un fluido para perforar una formación específica. En el campo los factores de daño calculados y los índices de productividad son usados para medir el daño de formación.

Características del Fluido de Perforación: Las principales características para el controlar el daño de formación que debe presentar el lodo de perforación son las siguientes:

- a. El fluido no debería contener arcilla o materiales pesados.
- b. Debería ser formulado con rompedores o viscosificantes ácidos y solubles, materiales de pérdida de fluido y agentes de tamaño de partícula apropiado.
- c. El filtrado debería ser formulado para inhibir las arcillas.
- d. El filtrado debería ser compatible con los fluidos de la formación así no se precipitaran escamas minerales.
- e. El fluido y el filtrado no deberían cambiar las características de mojabilidad de la formación.
- f. El filtrado no debería formar emulsiones con los fluidos de la formación y así bloquear la formación.

### 2.5.2 Fluidos de Completamiento

Las salmueras de completamiento son soluciones salinas filtradas, en las que se debería considerar la incompatibilidad potencial con el yacimiento.

Dentro del proceso de selección del fluido de completamiento, como un primer criterio se tiene en cuenta la densidad; pero adicionalmente se considera la expansión térmica ocasionada en la salmuera debido al incremento de temperatura, y además los efectos de presión.

Durante el completamiento de un pozo se llevan a cabo diversas operaciones:

- Control de pozo
- Recementaciones
- Asentamiento de liner de producción
- Cañoneo del intervalo
- Inducción del pozo a producción.

El control y la recementación propician inyección forzada de fluidos y sólidos. Durante los cañoneos debe crearse una presión diferencial a favor de la formación, lo que puede aumentar las posibilidades de pérdidas de fluidos; por tal razón es importante que esta operación se realice con un fluido limpio para evitar al máximo crear problemas de daño.

En conclusión, debido a que cualquier introducción de fluido en el pozo químicamente o físicamente diferente de los fluidos naturales de la formación causa algún daño; los fluidos utilizados para el completamiento deben controlar no solo la presión de subsuelo mediante densidad, sino que también deben minimizar el daño a la formación durante la operación. Por lo tanto El objetivo es usar un fluido que cause el menor daño posible a la zona



productora, debido a que el potencial de daño permanente es mayor durante las operaciones de completamiento que durante la perforación.

### **2.5.3 Esquema de Producción**

Durante la producción de un pozo se puede alterar el equilibrio químico que gobierna la mezcla de hidrocarburos debido a cambios en presión, temperatura y la evaporación de gases disueltos; esto ocasiona que varios de los materiales presentes el crudo salgan de solución y se depositen; los componentes más probables de precipitarse son las parafinas y los asfáltenos.

Otro problema que se debe incluir dentro de las operaciones de producción es el que ocasiona la adición en diferentes operaciones de los inhibidores de corrosión los cuales afectan la mojabilidad de la roca, que finalmente es un daño más a la formación. La función de estos inhibidores es minimizar la cantidad de corrosión sobre la superficie del metal en contacto con el medio corrosivo, este simplemente reduce la tasa de corrosión del ácido con el acero y actúa por medio de un mecanismo de absorción en la pared del acero, creando una barrera protectora entre el acero y el ácido.

Adicionalmente la precipitación de óxidos y sales también ocasionan taponamiento. Así mismo en pozos de gas puede ocurrir condensación retrograda que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

### **2.5.4 Operaciones de Estimulación**

Dentro de una operación de estimulación de pozos una de las etapas más importantes es la de selección de fluido; este proceso depende de muchos factores, como: las características de la formación (sensibilidad, mineralogía,

petrofísica, temperatura y presión), de los fluidos de yacimiento, las condiciones del pozo; todo esto para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias, incompatibilidades con los fluidos de la formación y se pueda dar lugar a la formación de lodos asfálticos en zonas que contienen aceites asfálticos, ó emulsiones entre el ácido y el aceite, lo cual puede taponar la formación y restringir severamente la producción.

El fluido seleccionado deberá eficientemente remover el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación sin propiciar daños adicionales como: acarrear sólidos o arrastrar sólidos que se encuentran en la tubería taponando la formación. La selección debe basarse también en la experiencia del área y en los análisis de los resultados que se hayan obtenido, involucrando los fluidos de la estimulación y las técnicas de aplicación.

### **2.5.5 Inyección de Agua**

Las fuentes potenciales de daño provenientes de estas prácticas se deben básicamente a:

- El agua no ha sido tratada apropiadamente.
- Un alto contenido de sólidos.
- Incompatibilidad de las sales que entran en contacto con el agua de formación.
- Migración de finos de la misma formación.
- Incompatibilidad con las arcillas.
- Bacterias, geles residuales en la inyección de polímeros, etc.

### 2.5.6 Inyección de Gas

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento.

### 2.5.7 Otros Factores Adicionales

#### ✦ **Cementación**

Durante la cementación de la tubería de revestimiento al bajarla se puede crear una presión diferencial contra las paredes de la zona, aumentando las posibilidades de pérdidas de fluidos. Los productos químicos contenidos en la lechada también pueden ser fuentes potenciales.

#### ✦ **Reparación de pozos**

El exceso de presión diferencial sobre las zonas productoras puede causar pérdidas de circulación.

#### ✦ **Operaciones de Limpieza**

Cuando se limpia el pozo para remover diversos materiales (parafinas, asfaltenos) o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación cambiando la mojabilidad de esta y creando problemas de incompatibilidad. Debe tenerse especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado. El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes que se re-disuelven en el

fluido de limpieza, y que pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente.

## 2.6 TIPOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

### 2.6.1 Bloqueos por invasión de agua

Este tipo de daño consiste en un incremento de la saturación de agua en la zona adyacente a la cara de la formación, situación que resulta de la invasión de grandes cantidades de filtrado provenientes de los fluidos utilizados en las diferentes operaciones del pozo a una formación parcialmente mojada por aceite, por invasión de un acuífero, por un tratamiento de estimulación, etc. Para recuperarse este volumen de agua se requiere romper el mecanismo que mantiene el agua invasora: La Presión Capilar.

La presión capilar se define como la caída de presión existente entre dos fases de fluidos, los cuales permanecen estáticos en un sistema capilar. En el yacimiento sería la presión entre aceite y agua, aceite y gas o agua y gas.

La magnitud de la caída de presión expresa la magnitud de las fuerzas capilares. Esta se expresa como:

$$P_c = \frac{2\gamma \cos\theta}{r}$$

Ecuación 2.2

Donde:

$P_c$  = Presión Capilar Dynas/ $\text{Cm}^2$ .

$\gamma$  = Tensión entre las superficies, Dyna/Cm.

$\theta$  = Angulo de contacto.

$r$  = Radio del capilar, cm.

Como se observa en la formula, si la permeabilidad es muy baja y por ende el radio de capilar muy pequeño, la presión capilar puede llegar a ser muy significativa, ocasionando una alta retención de fluidos si no se dispone de suficiente presión de yacimiento para desalojar los fluidos invasores.

En la actualidad existen surfactantes que no solo disminuyen la tensión superficial ( $\gamma$ ) si no que trabajan alterando el ángulo de contacto para disminuir la presión capilar y lograr un mayor recobro de los fluidos de estimulación base acuosa.

El restablecimiento de la productividad original del aceite o gas puede ser lento, especialmente en yacimientos depletados. Este problema, causado por un cambio en la permeabilidad relativa al aceite o gas cerca de la pared del pozo generalmente se autocorrigue con el tiempo, pero puede persistir durante meses o años. Este tipo de bloqueo es fácilmente prevenible cuando se adiciona un surfactante en las diferentes operaciones al fluido de trabajo, en concentraciones de 0.1 a 0.2 % en volumen con el fin de disminuir la tensión superficial o interfacial y prevenir el desarrollo de emulsiones.

### **2.6.2 Bloqueos por Emulsiones**

En términos simples se podría decir que una emulsión se genera por la mezcla de dos líquidos inmiscibles y la presencia de un agente estabilizante que actúa en la interfase aumentando la resistencia de la película. Los estabilizadores más comunes son partículas de arcilla u otros materiales, bitúmenes de tipo asfalteno o surfactantes, los cuales actúan como una película que rodea las gotas de agua impidiendo que ellas se unan. Un incremento en el porcentaje de sal también aumenta la resistencia de ésta película. Adicionalmente a la presencia de la fase agua y la fase aceite, otros factores que pueden favorecer la formación de la emulsión:

◆ **Agitación:** La agitación o flujo turbulento favorece la dispersión de una fase en la otra.

◆ **Sólidos:** Los sólidos ayudan a estabilizar las emulsiones. Una partícula puede formar un núcleo alrededor del cual se puede adherir una película de fase líquida. Las partículas pueden ser finos, parafinas, escamas etc., pero si su tamaño es lo suficientemente pequeño para permanecer suspendido, esta puede ayudar a estabilizar la emulsión.

Cuando se forma una emulsión de alta viscosidad en la zona cercana a la cara de la formación como sucede con aguas alcalinas provenientes de los filtrados de cemento al entrar en contacto con el petróleo del yacimiento, se produce una alta reducción en la producción del pozo. Los bloqueos de agua causados por emulsiones tienen una característica especial que los distingue de otros bloqueos; esta característica consiste en que las emulsiones actúan como una válvula de retención (cheque), en otras palabras, esas emulsiones mejoran la inyectividad pero reducen la productividad.

Una posibilidad para romper una emulsión es mediante la inyección de surfactantes, para esto es necesario que el surfactante sea absorbido en la superficie de las gotas de la emulsión, disminuyendo la tensión interfacial para permitir que las gotas de la emulsión puedan coalescer. Los volúmenes de tratamiento deben ser por lo menos iguales, o mayores que el fluido de daño previamente filtrado a la formación. La cantidad de surfactante necesaria para remover un bloqueo por emulsión usualmente es de 20 a 30 veces el volumen de surfactante que se usaría para prevenirlo.

### 2.6.3 Bloqueo por Partículas

En este tipo de daño siempre hay una reducción sustancial de la permeabilidad de la formación, la cual es causada por la dispersión, migración y bloqueo con partículas de lodo, kaolín, clorita y arcilla, provenientes de la bentonita.

Entre las causas mas comunes de la dispersión de arcilla se encuentra el uso de surfactantes aniónicos en soluciones acidas, fluidos de alto pH, y el contacto de aguas de baja salinidad con finos que forman parte de la matriz de la formación.

La dispersión, floculación y liberación de las arcilla, probablemente causan mas daño a los pozos, que el hinchamiento de las mismas. En algunos casos, la floculación de arcillas puede reducir o aumentar el daño a la formación y se presenta cuando se utilizan surfactantes no iónicos específicos, así como también ácidos y otros fluidos de bajo pH.

### 2.6.4 Precipitados

El término precipitados se refiere ala formación de un compuesto insoluble de una solución, el cual es causado por un cambio en la composición química, termodinámica, cinética o cualquier otra condición de equilibrio. El precipitado puede presentarse en la formación (inyectora o productora), en fracturas naturales o inducidas, en el pozo o en la línea de producción dentro o fuera del pozo. La mayoría de depósitos se pueden clasificar en uno de los dos siguientes grupos:

- INORGANICOS: Incrustaciones o Escamas
- ORGÁNICOS: Asfaltenos o Parafinas.

### **+Precipitados Inorgánicos**

Pueden ser originados por la producción de salmueras asociadas al hidrocarburo, por la mezcla de aguas incompatibles.

La depositación de incrustaciones inorgánicas en los pozos productores ha sido un problema que ha resultado sumamente costoso para la industria petrolera. La incrustación no solo restringe la producción, si no que produce ineficiencias y fallas en el equipo de producción. A medida que muchos de nuestros campos antiguos han entrado en su fase madura, los problemas de incrustación han tenido un mayor impacto sobre los aspectos económicos de las operaciones de inyección de agua.

### ***Tipos de Incrustaciones***

Las incrustaciones pueden dividirse a groso modo en dos clases, que están basadas en la reacción de la incrustación con el ácido clorhídrico o en la habilidad del clorhídrico para eliminar la incrustación. La clasificación es:

- ❖ Solubles en ácido
- ❖ Insolubles en ácido.

Esto, por supuesto es una división simplificada, ya que rara vez se da el caso de que se deposite un sulfato de Calcio puro o un Carbonato de Calcio puro. Generalmente, el depósito de incrustaciones será una mezcla de uno o más de los componentes inorgánicos principales, además de productos de corrosión, petróleo coagulado, silicatos, parafinas y otras impurezas. A pesar de todo, la división en solubles o insolubles en ácido resulta adecuada para el análisis de campo.

A continuación se muestra algunos de las incrustaciones presentes en un pozo:

**Tabla 2.** Depósitos Solubles en Ácido.

COMPUESTO	FORMULA QUIMICA	NOMBRE MINERAL
Carbonato de Calcio	CaCO <sub>3</sub>	Calcita
Carbonato de Hierro	FeCO <sub>3</sub>	Siderita
Sulfuro de Hierro	FeS	Trolita
Oxido de Hierro	Fe <sub>2</sub> SO <sub>3</sub>	Hematina
Hidroxido de Magnesio	Mg(OH) <sub>2</sub>	Beustita

Fuente: ECOPETROL S.A.

**Tabla 3.** Depósitos Insolubles en Ácido.

COMPUESTO	FORMULA QUIMICA	NOMBRE MINERAL
Sulfato de Calcio	CaSO <sub>4</sub> , 2H <sub>2</sub> O	Yeso
Sulfato de Calcio	CaSO <sub>4</sub>	Anhidrita
Sulfato de Bario	BaSO <sub>4</sub>	Barita
Sulfato de Extroncio	SrSO <sub>4</sub>	Celestita
Sulfato de Bario-Extroncio	(BaSrS <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	

Fuente: ECOPETROL S.A.

### ***Identificación de Incrustaciones***

Uno de los factores más importantes cuando se trata de problemas de incrustaciones es la determinación exacta del material que se está depositando. Esencialmente existen dos métodos que se utilizan en el laboratorio para la identificación de incrustaciones. Uno es el uso de un método instrumental y el otro es el uso de métodos químicos.

El método instrumental que más se utiliza es el de difracción de rayos X. Este método es el método de laboratorio más rápido con que se cuenta y es el que requiere la menor cantidad de muestra; este método comprende, simplemente, en llevar un haz de rayos X a una muestra en polvo, y observar

la manera en la cual los rayos X quedan difractados por el cristal de incrustación. Cada compuesto de incrustación difracta los rayos X en una manera característica que permite su identificación.

El segundo método es el de análisis químico. Con este método la incrustación se descompone y se disuelve en una solución química. Los distintos componentes contenidos en la muestra de incrustación se analizan por medio de técnicas estándar de titulación o precipitación.

### ***Manejo de las Escamas***

Para el correcto manejo de escamas se debe planificar los siguientes tratamientos para la prevención y corrección de este problema:

Tratamiento correctivo:

- Remoción mecánica.
- Disolución química.

Tratamiento preventivo:

- Inhibidores de escamas.

### ***⊕ Precipitados Orgánicos***

Factores como cambios de presión, de temperatura y la evaporación o pérdida de gases disueltos afectan el equilibrio que gobierna la mezcla de hidrocarburos; dicha alteración produce que varios de los materiales en el crudo salgan de solución y se depositen.

Las investigaciones de laboratorio han demostrado que las parafinas del petróleo con el punto de fusión más alto y peso molecular mayor son las primeras en separarse de la solución y que la cantidad y variedad de las

ceras con un punto de fusión más bajo y peso molecular menor dependen del grado en que el petróleo haya sido sometido a cambios de equilibrio antes de ocurrir la depositación. Es decir que la solubilidad de diferentes ceras parafínicas en un crudo específico y a una temperatura dada, disminuye a medida que aumenta el punto de fusión y el peso de molecular.

El daño a la formación por precipitación de parafinas es causado por varias operaciones de campo durante las cuales se introducen grandes cantidades de fluidos fríos que causan la precipitación de parafinas. Este tipo de daño provoca caídas de presión adicional generadas por éstos depósitos, creando condiciones favorables para la depositación de otros compuestos tales como carbonatos de Calcio.

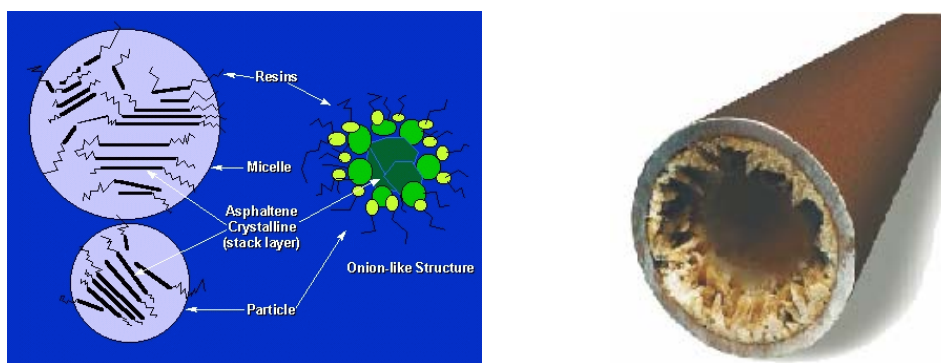
La otra clase de depósito son los asfaltenos; este termino se aplica a los componentes carbonáceos negros del petróleo; estos componentes se caracterizan por su insolubilidad en los solventes de hidrocarburos livianos y parafínicos tales como el pentano, el éter de petróleo, etc. Desde el punto de vista químico, la fracción de asfaltenos del petróleo se compone de anillos policíclicos aromáticos condensados, con pocas cadenas laterales. Estos compuestos tienen pesos moleculares relativamente altos, y se les considera como materiales polares, debido a la presencia de Azufre, Nitrógeno, Oxígeno y metales complexados.

Por lo general, los asfaltenos se dan en muchos crudos como partículas sólidas coloidales suspendidas. La precipitación de asfaltenos tiene lugar cuando el crudo pierde su habilidad para dispersar de la composición del crudo y de la naturaleza de la superficie rocosa del yacimiento. Ese equilibrio que tiende a mantenerlos en suspensión estable, está expuesto a algunas de las condiciones responsables de la separación de la parafina del crudo.

Además, se considera que los asfaltenos pueden estar sujetos a depositación, debido a los efectos eléctricos creados por el movimiento del petróleo que fluye a través de los poros de la formación. Además la depositación de asfaltenos en la formación, es ocasionada por el uso del ácido clorhídrico (HCL) en los procesos de acidificación, y cuando se inyectan líquidos orgánicos de baja tensión superficial tales como Diesel, Kerosene o Gasolina, y el uso de CO<sub>2</sub> en proyectos EOR. Estos depósitos actúan como capas hidrofóbicas que presentan una barrera de energía de alto potencial, impidiendo que la roca sea mojada por agua (disminuyendo la producción de aceite).

Scout en su trabajo de ceras y asfaltenos, asegura que estos compuestos orgánicos una vez depositados en la formación, actúan como una capa que impide que los depósitos de corrosión y escamas sean removidos cuando se realicen tratamientos ácidos, puesto que los otros depósitos son inertes a los diferentes tipos de ácidos usados. En la figura 14 se observa la estructura química de los Asfaltenos.

**Figura 14.** Estructura molecular de los asfaltenos y Muestra de Depositación de compuestos en la tubería.



Fuente: Workshops BP Noviembre 2004.

### 2.6.5 Hinchamiento o Hidratación de Arcillas

Las formaciones de arenisca varían desde limpias (contienen solo arena) hasta muy sucias que son las asociadas usualmente con la presencia de arcillas como la Esmectita o mezcla de arcilla (mixed-layer) con alto porcentaje de esmectita. Estas arcillas intersticiales pueden hidratarse, deformarse o migrar, causando daño de formación cuando se exponen al filtrado del fluido, cemento u otros fluidos tales como ácidos y espaciadores. Esto impide el flujo de fluidos de yacimiento durante la producción.

El grado de hinchamiento depende de la naturaleza misma de la arcilla, los cationes asociados, y de la cantidad y tipo de sal disuelta en el agua de formación o el agua que entre en contacto con la formación.

Este mecanismo de daño se debe tener en cuenta siempre que se seleccione un fluido que va a entrar en contacto con la formación. Se debe realizar una selección adecuada de la salmuera para evitar el hinchamiento.

### 2.6.6 Migración de Finos

Las principales causas de la migración de finos son:

- ✦ Velocidad intersticial alta.
- ✦ Perforación con alta presión diferencial.
- ✦ Producción a una alta rata.
- ✦ Inyección de fluidos con alto pH.
- ✦ Inyección de fluidos con alta densidad
- ✦ Inyección de solventes mutuales y surfactantes.
- ✦ Cambios de pH y salinidad.

Los finos que se han podido identificar, y que causan daño a la formación se mencionan a continuación.

**Finos derivados de la Arcilla:** Los principales son; ILLITA Y KAOLINITA; además de estos, las arcillas causan el hinchamiento de otros minerales como: La Esmeclita, clorita y estratos con mezcla de arcillas (Mixed Layer). En la siguiente tabla se ilustra la solubilidad que presentan las arcillas con el ácido Clorhídrico y Fluorhídrico respectivamente:

**Tabla 4.** Solubilidad de las Arcillas en Ácido.

ARCILLA	ÁCIDO CLORHIDRICO	ÁCIDO FLUORHIDRICO
ILLITA	LIGERAMENTE	LIGERAMENTE-MODERADO
CLOHORITA	ALTA	ALTA
ESMECTITA	LIGERAMENTE	MODERADAMENTE
CAOLINITA	LIGERAMENTE	LIGERAMENTE
MIXED LAYER (ILLITA/ESMECTITA)	VARIABLE	VARIABLE

Fuente: ECOPETROL S.A.

Las limitaciones presentadas por la kaolinita en el yacimiento son básicamente:

- ❖ Las fuerzas que limitan los poros de su estructura son muy débiles.
- ❖ En muchos yacimientos, los cristales individuales de kaolinita normalmente son más grande que las gargantas del poro lo que ocasiona un taponamiento.
- ❖ Dado que en promedio la kaolinita tiene dimensiones de alrededor de 10 a 15 micrones ; es necesario que las gargantas porales sea de un diámetro promedio de 30 a 45 micrones; para permitir el paso de la Kaolinita; esto requiere una alta permeabilidad.

Es importante resaltar que la presencia de kaolinita en el yacimiento no necesariamente indica que existe un problema de migración de Finos. La identificación del problema requiere conocimiento de:

- Distribución de la Kaolinita: laminar (estructural) o dispersó (análisis TS y SEM).
- Tamaño de los cristales y gargantas porales (análisis SEM).
- Abundancia de la Kaolinita (Análisis XRD).

Una de las características principales de la Kaolinite es que presenta poca solubilidad; por esta razón normalmente los trabajos de acidificación no resultan exitosos.

Para el problema asociado a la illita; ha arrojados buenos resultados el uso de mezclas con ácidos débiles (6.5% HCl + 1.5% HF). Dada la solubilidad de la illita en el lodo ácido; adicionalmente se han usado estabilizadores de arcilla en el trabajo ácido. Acidos más fuertes también remueven la illita pero estos incrementan la opción de problemas con otros minerales reactivos que se pueden presentar en el sistema poroso.

Por el contrario de lo que sucede con la Kaolinita; los trabajos de estimulación resultan efectivos cuando se trata de illita; o una operación de mini frac puede ser la solución. Adicionalmente cuando se presenta este tipo de arcilla en la formación, se recomienda aumentar el número de perforación por pie y el uso de estabilizadores de arcilla.

### 2.6.7 Bacterias

Las bacterias pueden significar un potencial de daño importante para la formación. La bacteria puede generar partículas de materia que puede llegar a reducir drásticamente la permeabilidad de la matriz. La corrosión por bacteria a través de la oxidación o reducción de diferentes compuestos ocasionará daño en el equipo y líneas de conducción.

Para fluidos de tratamiento como geles de fracturamiento o polímeros de inyección, la bacteria constituye un enemigo latente por su habilidad de multiplicarse y en cuestión de pocas horas destruir este tipo de fluidos. Se debe seleccionar un bactericida apropiado al mezclar este tipo de fluidos y se debe agregar al tanque de mezcla con el primer lote de agua.

Las bacterias que se encuentran en los pozos petroleros generalmente miden de 0.1 a 1 micrón de diámetro y 1-3 micrones de longitud. El daño a la permeabilidad usualmente se presenta como un skin de una pocas pulgadas. En formaciones de permeabilidades bajas (17-50 md) la relación de permeabilidad alterada a permeabilidad inicial puede llegar a ser tan baja como 0.1 md y a una profundidad de invasión de 2 pulgadas. Para núcleos de alta permeabilidad (130-170 md) se encontró una relación de  $K_d/K_i$  del orden de 0.05 a una profundidad de 4 pulgadas. Por eso si el tamaño de bacteria es similar o más pequeño que el poro promedio de formación estas pueden penetrar alguna distancia y causar daño. Adicionalmente, algunos organismos anaeróbicos derivan su nutrición de compuestos de hierro. Esta bacteria reduce depósitos de óxido de hierro hidratado de apariencia rojiza. Otro tipo de bacteria reduce los compuestos de sulfatos, lo cual lleva a la corrosión por sulfuros y producción de depósitos sulfúricos. El daño de formación ocurrirá si cualquiera de estos se inyectan y su remoción será muy difícil de lograr.

## 2.7 DAÑO PRESENTE EN EL CAMPO CUSIANA

A continuación se describe por formaciones los tipos de daño que se han venido presentando en los pozos del Campo Cusiana.

### 2.7.1 Formación Mirador

El daño identificado en esta formación es el producido por la precipitación de escamas (Scales); los compuestos que se han presentado son:

#### • **Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ )**

Este compuesto es una escama de tipo Inorgánico soluble en Acido. Algunas de la hipótesis que se manejan para explicar la precipitación del Carbonato de Calcio en Cusiana son:

#### • **PRECIPITACION DE $\text{CaCO}_3$ POR AUMENTO DE LA FORMACIÓN DE CARBONATO AL INTERIOR DE LA SALMUERA**

Para analizar la influencia de la vaporización en la formación de escamas de carbonato de calcio, se debe analizar primero la reacción de equilibrio correspondiente a la hidratación del  $\text{CO}_2$  acuoso.



El ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) es un ácido diprótico, es decir, tiene dos hidrógenos ionizables en su molécula, por tanto habrá que considerar dos equilibrios de disociación.



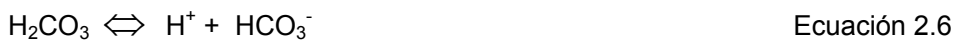
Cada una de estas reacciones de equilibrio posee una constante de equilibrio que es función de la temperatura, la cual debe mantenerse a pesar de cualquier cambio en la tendencia de la reacción.

Si la vaporización tiene lugar, la cantidad de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) en el sistema disminuye. Lo que lleva a la reacción correspondiente a la hidratación del  $\text{CO}_2$  (Ecuación 2.3) a desplazarse hacia la izquierda ( $\leftarrow$ ) para mantener la constante de equilibrio, lo que a su vez disminuye la cantidad de ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ).

Si el  $\text{H}_2\text{CO}_3$  decrece, la reacción de la primera disociación del ácido carbónico (Ecuación 2.4) tiende hacia la izquierda ( $\leftarrow$ ). Debido a esto la segunda disociación del ácido carbónico (Ecuación 2.5) también tiende hacia la izquierda ( $\leftarrow$ ), para igualmente mantener la constante de equilibrio.

La principal consecuencia de que las reacciones correspondientes a las dos disociaciones del ácido carbónico se dirijan hacia la izquierda es la disminución de las moléculas de hidrógeno ( $\text{H}^+$ ), lo que se ve reflejado en el aumento del pH de la fase acuosa.

El aumento del pH es reseñado por varios autores, como causante de la precipitación de carbonato de calcio. Retomando las reacciones de equilibrio para las disociaciones del ácido carbónico se detalla la influencia del aumento del pH en la formación del carbonato de calcio.

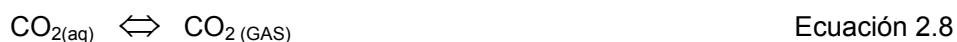


Al aumentar el pH se ocasiona una disminución en el anión hidrógeno ( $H^+$ ), para contrarrestar dicha disminución la tendencia de ambas reacciones es hacia la derecha ( $\rightarrow$ ). Si se observa la segunda ionización, la principal causa de esta nueva tendencia es un aumento en la formación del ion carbonato ( $CO_3^{=}$ ).

Si se cuenta con un aumento en la formación del ion carbonato ( $CO_3^{=}$ ) dentro de la fase acuosa, se genera una mayor probabilidad de que este ion se una con el calcio ( $Ca^{++}$ ), o el hierro ( $Fe^{++}$ ) para formar los compuestos de carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ) y carbonato de hierro ( $FeCO_3$ ). Por ende es mucho más factible que este compuesto precipite y forme escamas.

**• PRECIPITACION DE CARBONATO DE CALCIO POR DESEQUILIBRIO ENTRE CONCENTRACION DE  $CO_2$  DE LA FASE ACUOSA Y DE LA FASE GASEOSA**

Entre el  $CO_2$  de la fase gaseosa y el  $CO_2$  de la fase acuosa se establece un equilibrio simbolizado en la siguiente ecuación de equilibrio.



Según Adroer y Coma, normalmente la concentración de  $CO_2$  acuoso disminuye a causa de éste equilibrio. Lo anterior significa que los equilibrios de la primera y segunda ionización del ácido carbónico se desplazan hacia la izquierda ( $\leftarrow$ ) con lo que el pH y la proporción de  $CO_3^{=}$  respecto al total de especies carbónicas aumenta y se desarrollan unas condiciones que favorecen la precipitación y formación de escamas de carbonato de calcio.

#### ✚ *Sulfato de Bario ( $BaSO_4$ )*

El Sulfato de Bario, es una escama insoluble en ácido. La hipótesis que se maneja para explicar la precipitación del Sulfato de Bario en Cusiana es:

#### • **PRECIPITACIÓN DE SULFATO DE BARIO POR EFECTO DE LA VAPORIZACIÓN**

En los análisis conocidos del agua de Cusiana se observa unas concentraciones bajas de bario ( $Ba^{++}$ ) y sulfato ( $SO_4^{-}$ ), lo que reduce la posibilidad de la formación de barita por cambios en la presión y temperatura.

Normalmente las escamas de sulfato de bario son producidas por la mezcla de aguas de diferentes zonas, unas ricas en bario y las otras ricas en sulfato. Este fenómeno es probable y debe ser uno de los objetivos del estudio del aspecto geológico.

Bajo el esquema de vaporización estática se genera una zona donde se disminuye la saturación de agua, el sulfato de bario y otras sales presentes en la fase acuosa aumentan su concentración, lo que conduce a su precipitación. En un caso extremo se puede presentar un secado.

En el esquema de vaporización dinámica se presenta también una sobresaturación de barita y otras sales, por efecto de los volúmenes de agua transportados y posteriormente vaporizados, lo cual aumenta la concentración de bario y sulfatos en la zona cercana al pozo.

Los productores de gas en Michigan experimentan problemas de barita ( $BaSO_4$ ) a partir del agua producida en conjunción con el gas. Se reseña a la

barita como un serio problema para la industria productora de gas, dicha escama además puede contener NORM. Cabe anotar que en Michigan se cuenta con cantidades de agua considerables, caso contrario a Cusiana.

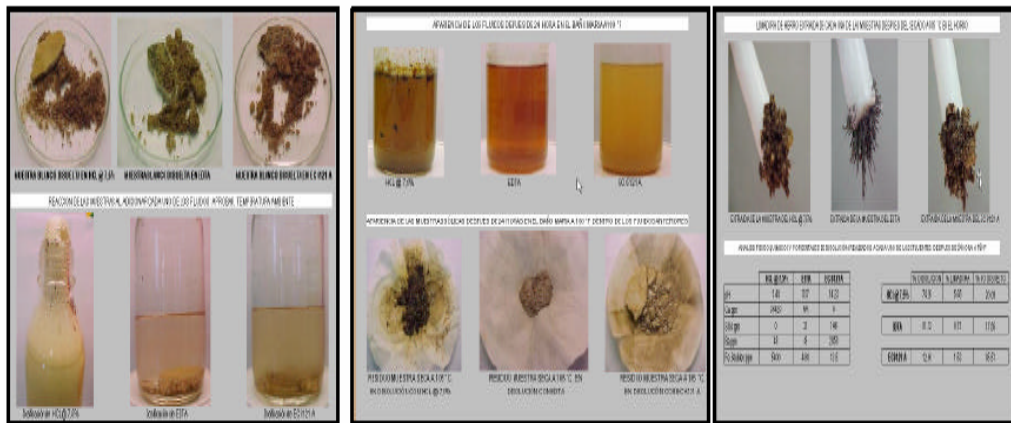
Hasta el momento en el análisis de retornos (“flowbacks”) se ha detectado la presencia de valores importantes de sulfatos y de bario. Si la vaporización es el fenómeno que genera las precipitaciones, entonces se deben presentar depositaciones de otro tipo de sales, como NaCl.

De acuerdo a las leyes de variación de la cantidad de agua en el gas con salinidad, un incremento de la salinidad tiende a reducir la vaporización.

### **2.7.2 Formación Barco**

El problema que se presenta en esta formación es similar al de la formación Mirador: con el fin de hacer uso del mejor producto allí, actualmente se han realizado pruebas de laboratorio en las que se compara el ácido Clorhídrico con el fluido EDTA; estas pruebas como se observa en la figura 15. consiste n en colocar  $BaSO_4$  y  $CaCO_3$  en solución con los dos fluidos durante aproximadamente 24 horas, posteriormente observar y analizar los residuos del papel filtro en el que se deja reposar y por último hacer una prueba magnética en la que se observa cual de los fluidos disuelve la mayor cantidad de compuesto ( $BaSO_4$  y  $CaCO_3$ ).

Figura 15. Ilustración de la prueba con HCL y EDTA.



Fuente: Workshops BP Noviembre 2004.

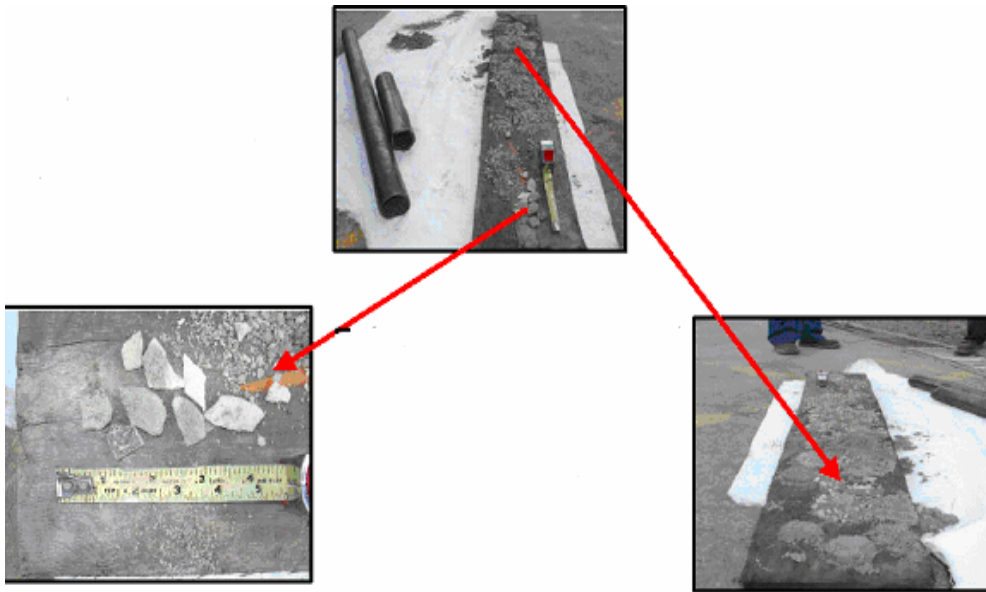
Los resultados de estas pruebas indican que:

- ✦ El EDTA disuelve mejor los compuestos de  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{BaSO}_4$ .
- ✦ Las muestras remanentes de HCL, muestran trazas de Aceite y tendencias de formación de Emulsiones.

Aunque las pruebas indican que el EDTA es el mejor fluido; su uso está limitado por su alto costo y por que además es un fluido de alta densidad; lo que podría ocasionar problemas de desestabilización de finos y arcillas.

Adicionalmente, en la formación Barco, se ha detectado la migración de finos, problema en el que se han enfocado los últimos estudios y pruebas de laboratorio en el ICP; hasta el momento, con pruebas de los retornos obtenidos de pozos (Ver Figura 16.) y su correspondiente análisis en el ICP se tiene identificado el Silicato como un fino proveniente de esta formación.

**Figura 16.** Evidencia Física de la Migración de Finos retornos obtenidos del pozo CUS KA20.

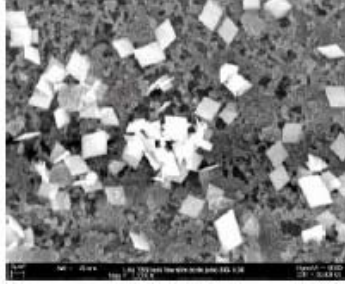


Fuente: Workshops BP Noviembre 2004.

### 2.7.3 Formación Guadalupe

En esta formación el daño evidente es el que produce la depositación de escamas inorgánicas; de forma similar a las formaciones Mirador y Barco. La evidencia de la depositación de Sulfato de Bario se ha observado a partir del agua de formación tal como se muestra en la figura 17.

**Figura 17.** Evidencia de la Precipitación de Sulfato de Bario.



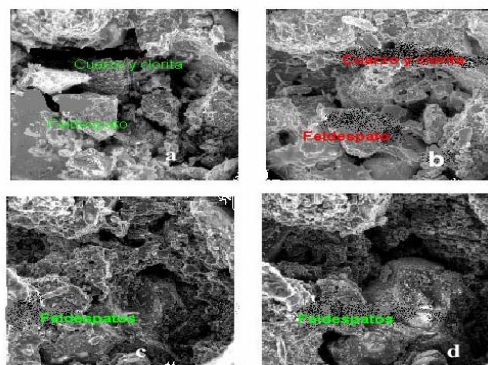
**Fuente:** Workshops BP Noviembre 2004.

### 3. PRINCIPIOS DE LAS OPERACIONES DE ACIDIFICACION EN EL CAMPO CUSIANA

La estimulación a una formación inducida por medio de un tratamiento de acidificación consiste en la inyección de soluciones químicas a la formación a tasas y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente, disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la roca. El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en los cañoneos y regiones aledañas al pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad, la acidificación no solo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Esto se logra disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en los alrededores del pozo.

**Figura 18.** Disolución de un núcleo de la formación Mirador en medios ácidos.

Comentario [BCC1]: Arreglar ttitlod



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo I.C.P.

La utilización de ácidos para estimular o aumentar la producción de petróleo de yacimientos de formaciones compuestas por carbonatos fue llevado a cabo por primera vez en 1895; utilizando fluidos tales como ácido clorhídrico y ácido sulfúrico para lograr este propósito. Este proceso no despertó mucho interés en las compañías petroleras porque la estimulación presentó demasiada corrosión en el revestimiento y en otros equipos metálicos de subsuelo y superficie. El descubrimiento de inhibidores de arsénico, que permitían al ácido clorhídrico reaccionar con la roca de la formación sin afectar seriamente el equipo metálico de los pozos, revivió el interés de la acidificación de pozos en 1932.

Al pasar de los años, luego de estos tratamientos, la industria de la acidificación ha ido creciendo, usando cientos de millones de galones de ácido para aplicarlos en miles de pozos a lo largo del planeta cada año. La tecnología se ha desarrollado con gradual rapidez y se han hecho muchos cambios e innovaciones para mejorar la efectividad de los tratamientos de acidificación. Gracias a las nuevas técnicas de aplicación y desarrollo de aditivos para alterar las características del ácido, la acidificación se ha vuelto una ciencia altamente extendida.

Para diseñar un positivo y eficiente tratamiento de acidificación; es indispensable lograr que el fluido seleccionado pueda realizar su función correctamente; razón por la cual éste debe pasar por una selección minuciosa y cumplir con algunos parámetros importantes, como son:

- ◆ Pruebas de compatibilidad (crudo / agua).
- ◆ Estabilidad térmica.
- ◆ Pruebas de adsorción estática.
- ◆ Pruebas de adsorción dinámica.
- ◆ Desplazamiento de corazones.
- ◆ Simulación de adsorción.

En la simulación se utiliza software especializado para predecir la adsorción del inhibidor a condiciones reales de yacimiento (tratamientos previos) y volúmenes estimados de producción.

Es importante mencionar que para la correcta ejecución y desempeño del tratamiento se deben manejar parámetros importantes que no se deben olvidar como:

♦ **Soporte operacional:**

- Flujo y limpieza de pozo.
- Pruebas de laboratorio preliminares.
- Curvas de calibración del fluido.
- Control de programa de bombeo (presión y tasa de bombeo).
- Control y aseguramiento de calidad.
- Inspección de tanques, mangueras y equipos.
- Inspección de fluidos (análisis fisicoquímicos).

♦ **Monitoreo:**

Monitoreo de back flow (Fluido proveniente del pozo): medición de condiciones fisicoquímicas en el retorno inicial del tratamiento:

- WHT/ WHP.
- Volumen Residual de inhibidor (RIC).
- pH.
- Calcio.
- Hierro.
- Sulfatos.

Monitoreo de agua durante el tiempo del tratamiento: medición de volumen residual de fluido y análisis fisicoquímicos (iones con potencial de precipitación)

◆ **Evaluación:**

- Evaluación técnica.
- Duración del tratamiento (lifetime).
- Perdidas instantáneas.
- Tiempo de limpieza.
- Cambios de declinación.
- Factor de daño (Skin).

◆ **Evaluación económica:**

- Duración del tratamiento (lifetime).
- Tiempo de cierre.
- Costo del tratamiento.

Un trabajo de acidificación en términos generales consta de una etapa de preflujó o limpieza con solventes (pickling job) que en el caso de Cusiana pueden ser HCL o RUST BUSTER más ciertos componentes (como surfactantes – NE-18; solventes mutuales US-40). Luego de esto tiene lugar el “overflush” o tratamiento principal, donde es bombeado el ácido al pozo.

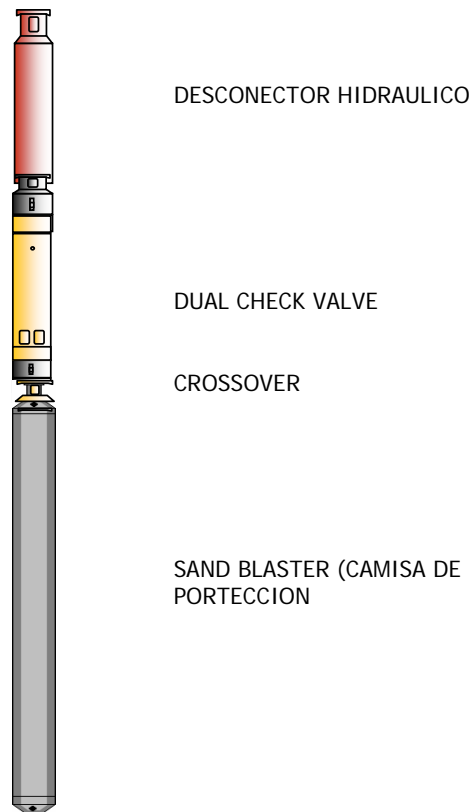
Con el objetivo de explicar de una mejor forma las etapas seguidas en un proceso de estimulación; a continuación se describe el procedimiento operacional utilizado actualmente por la compañía BJ Services en el campo Cusiana en este tipo de trabajos.

### **3.1 PICKLING JOB**

El objetivo de este trabajo es limpiar con agua fresca la tubería de producción desde superficie y adicionalmente transportar un fluido cuya función es limpiar los intervalos cañoneados de interés seleccionados para el tratamiento de estimulación.

Esta etapa del proceso de estimulación se realiza con la ayuda de la unidad de coiled tubing ; así un BHA convencionalmente usado para el trabajo de pickling esta conformado por las herramientas que se muestran en la figura 19.

**Figura 19.** Bottom Hole Assembly Utilizado en el Trabajo de Pickling.



**Fuente:** Schulumberger.



### **PROCEDIMIENTO OPERACIONAL DEL TRABAJO DE PICKLING.**

El procedimiento en este trabajo incluye las siguientes etapas:

1. PRUEBAS DE PRESION DE LOS EQUIPOS: En esta etapa lo que se busca es revisar mediante el monitoreo de presiones la no existencia de fugas en válvulas, conexiones etc. Esta prueba se realiza en dos partes: la primera se hace bajo condiciones de presión bajas; y en la segunda etapa se aumenta la presión a niveles superiores de los que se prevé alcanzar durante el trabajo; la razón de hacer esta prueba en dos etapas es muy sencilla: de existir fugas, se podrán detectar físicamente y sin riesgos de seguridad en la primera etapa. Al Aumentar la presión unos 2.000 psia por encima de la presión estimada a alcanzar garantiza que el equipo soportará los requerimientos del trabajo.

Adicionalmente, con esta prueba de presión se puede comprobar el estado de las boquillas que van a ser utilizadas durante el trabajo, descartando posibles obstrucciones en las mismas.

2. Se inicia el bombeo de agua fresca desde superficie a través del coiled tubing con una velocidad de descenso que puede variar entre los 20-40 f.p.m; y una velocidad de bombeo que puede estar en un rango normal entre 0.5-1.5 b.p.m; vale la pena anotar que los valores específicos tanto de la velocidad con la que desciende el coiled tubing como la tasa de bombeo; son funciones directas tanto de las condiciones mostradas por el pozo como de las condiciones mecánicas presentadas por la unidad de coiled tubing.

3. En un proceso de pickling normalmente cuando se encuentra el BHA a una profundidad de aproximadamente 300-400 ft por encima de las perforaciones de interés, se inicia el bombeo de fluidos estabilizadores de



Arcillas que en el caso de los tratamientos realizados por la compañía BJ se trata del CLAY TREAT, que se incorpora como pre-colchon, en el trabajo de pickling; y cuya función es adsorberse fuertemente en la cara de las arcilla ejerciendo un bloqueo sobre ellas; este producto es estable y resiste tratamientos ácidos posterior a su colocación. El bombeo de estos fluidos se hace hasta lograr la profundidad de los intervalos cañoneados.

4. Por lo general después de bombear el Estabilizador de Arcillas (clay treat), se inicia el bombeo del fluido seleccionado para cumplir con el objetivo del pickling; en el caso de Cusiana los fluidos utilizados son:

**HCL (Ácido Clorhídrico):** Este ácido es el más ampliamente utilizado. La concentración más común es de 15%. Su función es disolver obstrucciones en la tubería y en las perforaciones mediante la entrada parcial en la cara del pozo.

**RUST BUSTER (Agente Secuestrante de Hierro):** Este fluido previene la precipitación de sales de hierro. Los dañinos iones férricos son disueltos desde las paredes de la tubería con el bombeo de esta clase de fluidos. Este fluido también ayuda a remover algunos otros desechos que están adheridos a las paredes de la tubería.

En algunos casos se utiliza un agente gelificante, el cual previene la precipitación de componentes férricos perjudiciales; que pueden presentarse a medida que el ácido reacciona y el pH sube; tales como el hidróxido férrico que puede precipitarse como una masa insoluble gelatinosa; esto puede ocurrir dentro de la matriz de la formación, y una vez se presenta, será casi imposible de remover y podría provocar un daño permanente en la permeabilidad. Los agentes gelificantes previenen la precipitación de hierro



manteniendo el hierro en una forma soluble hasta que pueda ser removido de la formación durante la limpieza de pozo.

En esta etapa la unidad de coiled tubing sube aproximadamente 300-400 ft por encima de las perforaciones y posteriormente inicia el descenso bombeando constantemente a una tasa menor a la que se realizó el bombeo del agua (por ejemplo 0.8 b.p.m).

5. Como una etapa posterior se debe realizar el bombeo del correspondiente volumen de desplazamiento de INHIBIDOR DE ARCILLAS (Clay Treat) para garantizar la entrada del ácido a la formación y que de este modo realice su trabajo alrededor del well bore (Eliminación de posibles obstrucciones).

El siguiente paso corresponde la llegada del ácido a la formación, para esto se tiene en superficie conectado a la línea de flujo un separador de arena en el que se pueden tomar constantemente muestras de los retornos del pozo para ser analizados.

### **3.2 PRUEBA DE POZO**

Con el objetivo de conocer la ganancia real obtenida con el trabajo de pickling, se debe realizar una prueba del pozo una vez terminada esta etapa, para así conocer las nuevas condiciones de producción del pozo ( $Q_g$ ,  $Q_o$ ) puesto que producto de este trabajo el pozo puede llegar a producir más, o por el contrario el Pickling puede ocasionar pérdidas de producción.

Como se mencionó anteriormente monitorear las condiciones presentadas por el pozo, se constituye en una etapa fundamental del trabajo. En el caso del Campo Cusiana, para realizar esta prueba se utiliza un separador de la

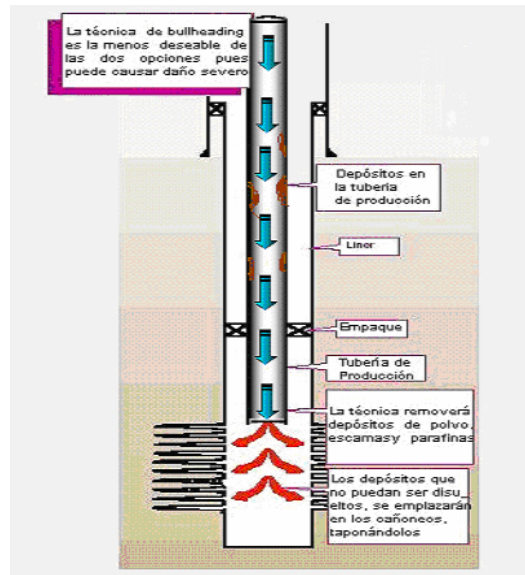
compañía PTS conectado a la línea de flujo que conduce hacia el CPF; producto de esta prueba se obtienen datos como:  $Q_o$ ,  $Q_g$ ,  $Q_w$ , GOR CI, API, BSW entre otros, que permiten conocer el estado inicial del pozo y se constituyen en la línea base para determinar los resultados obtenidos con el tratamiento mediante la comparación con una prueba similar que se realiza al finalizar el trabajo.

Es importante destacar como dato relevante el Choke al cual se este probando el pozo en esta primera etapa; puesto que se puede incurrir en errores si posteriormente se hace una comparación con una prueba en la que el pozo se encuentre a un choke diferente.

### **3.3 MATADA DE POZO (WELL KILLING)**

Este procedimiento se hace mediante la técnica de BULLHEADING cuyo principio es empujar con el ácido bombeado, suciedades, escamas, óxido y precipitados de la tubería, así como cualquier fluido extraño que esté presente bajo el empaque (a menudo lodo) directamente dentro de la formación (el ácido disolverá las suciedades residuales, y las transportara dentro de la formación donde estas suciedades se incorporarán a ella sin taponarla). Para este tratamiento se necesita una apropiada tubería de trabajo como lo es el "Coiled Tubing", para circular el ácido dentro de la formación y luego bombearlo fuera de esta. Si la selección del tratamiento no permite el uso de Coiled Tubing (porque el Coiled Tubing no permite las tasas de bombeo o presiones deseadas) entonces se deben tomar todas las precauciones posibles para asegurarse que la tubería este limpia, incluso para el alcance de flexión y compatibilidad con el ácido antes de empezar el tratamiento. La figura 20. esquematiza la técnica de bullheading.

**Figura 20.** Técnica de Bullheading.



**Fuente:** BPX. Co.

Como se mencionó anteriormente, esta parte del trabajo consiste en bombear un fluido que en el caso del campo Cusiana es base Aceite (Diesel); pero adicionalmente se le agrega un solvente mutual que es el encargado de remover la película orgánica de los finos, dejándolos mojados totalmente en agua; y así eliminar las emulsiones y las partículas que pueden llegar a taponar la formación; también se adiciona en una concentración menor del fluido NE-18 (surfactante) utilizado para reducir la tensión interfacial en el sistema y limpiar los canales de flujo.

La finalidad de este bombeo es crear dentro del pozo una columna de fluidos cuya presión hidrostática logre superar el aporte de presión por parte del yacimiento; evitando el flujo de fluidos en el pozo. El principio general para lograr crear la presión hidrostática deseada es:

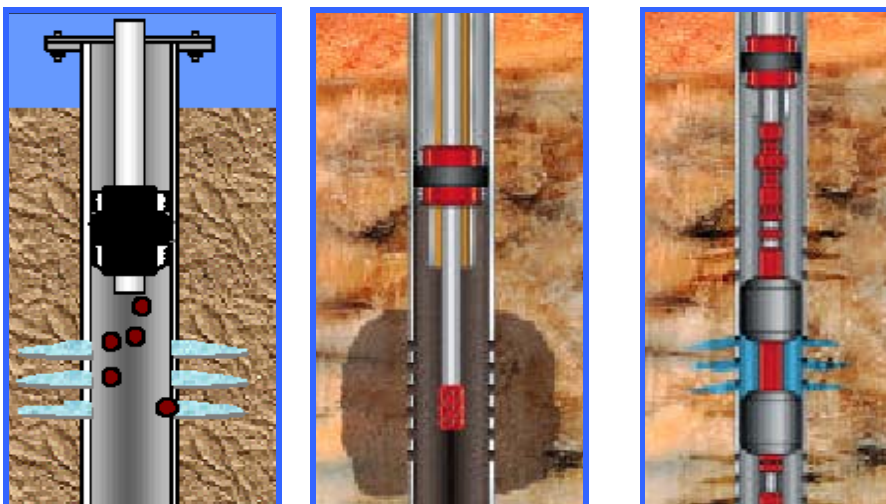
$$V_{\text{volumen Necesario para matar el Pozo}} = 1.2 V_{\text{wb}}$$

Donde;  $V_{\text{wb}}$ : corresponde al volumen total de llenado del pozo.

### 3.4 BOMBEO DEL ACIDO DEL TRATAMIENTO PRINCIPAL (“OVERFLUSH”)

En esta parte del trabajo, se realiza el bombeo del ácido escogido para el tratamiento de la formación, que en el caso del Campo Cusiana es el HCl al 7.5% el más utilizado; bien sea mediante la técnica de estimulación selectiva (es decir aislar la zona de interés o formación, por medio de empaques), por medio de la unidad de coiled tubing, utilizando la técnica llamada “Ball-out” en la que por medio de esferas se aísla el intervalo de interés a estimular, o simplemente por el proceso de bullheading explicado anteriormente. (Ver Figura 21.)

**Figura 21.** Técnica de Estimulación Selectiva; Bombeo a través del Coiled Tubing; y Técnica del Ball Out.



Fuente: BPX. Co.

Debido a que en esta parte del trabajo, en realidad se bombea una mezcla de fluidos compuesta por el Acido (HCL) más aditivos como inhibidores de corrosión (En Cusiana se utiliza un “paquete de inhibidores, compuesto por CI-25 y Hytemp –Agente activador del inhibidor de corrosión), surfactantes (NE-18), estabilizadores de Arcillas (CLAY TREAT) y solventes mutuales US-40; a continuación se describen las principales consideraciones que se deben tener en cuenta en esta parte del trabajo.

- ◆ La mezcla debe hacerse en un lapso de tiempo lo más cercano posible al momento del bombeo, con el propósito de mantener los aditivos (inhibidores de corrosión, surfactante, etc.) en solución; puesto que estos tienden a segregarse si la agitación no es homogénea.
- ◆ Las unidades de campo para mezcla, se determinan en galones de producto por cada 1000 galones de lechada o fluido a mezclar. Así, por ejemplo concentraciones normales de aditivos mezclados con el ácido, pueden ser como las mostradas a continuación:

**TABLA 5.** Ejemplo de las Concentración Normales de Aditivos Mezclados con el Ácido.

	CONCENTRACION (gpt)
US-40 (Solvente Mutua)	50
NE-18 (Surfactante)	2
Clay Treat	2

Fuente: BJ SERVICES.

- ◆ Como se mencionó anteriormente, el ácido mas utilizado en los tratamientos de estimulación en Cusiana es el HCl al 7.5%. El HCl se consigue convencionalmente al 15% en concentración, pero después de haber sido mezclado en el sistema total cambia su concentración al 7.5%, debido básicamente a la mezcla con el agua.

### **PROCEDIMIENTO PARA LA ETAPA DE OVERFLUSH**

1. Para la inyección de ácido se debe tener primero que todo un volumen ya especificado anteriormente de agua que debe tener unas condiciones especiales de calidad que indiquen su pureza y neutralidad, como un  $\text{pH} = 7$ , bajo contenido de sólidos en suspensión, baja alcalinidad y concentraciones de cualquier Ion (calcio, carbonato,). En pocas palabras con las condiciones que cumple normalmente el agua potable que se consume en las ciudades.

2. Después de tener el agua con todas las especificaciones necesarias se procede a mezclar con todos los aditivos que requiere el fluido de tratamiento (surfactantes, inhibidores de corrosión, etc.). Esta mezcla de agua con aditivos es la que se envía al campo, donde, antes de mezclar con el ácido se hace lo siguiente:

- ◆ Se debe tomar una muestra del ácido para verificar análisis preliminares tales como  $\text{pH}$ , titulación, y evaluación de condiciones anómalas (segregaciones, Precipitaciones, etc.). Si el ácido no cumple con ciertos parámetros de control de calidad debe ser devuelto la compañía proveedora y pedir su inmediata restitución

- ◆ Pruebas de compatibilidad (mezcla con el crudo y el agua del pozo para verificar precipitaciones, reacciones y emulsiones). Típicamente los problemas de compatibilidad con los fluidos residen en las concentraciones especificadas para los aditivos y los mismos ácidos, pues pueden no ser las correctas, y causar inconvenientes en el tratamiento.

- ◆ Cuando se transporta el ácido al campo se hace en un tanque cisterna llamado acid-transport, el cual en el momento antes del bombeo lo agita a alta presión con aire o con la bomba de la operación de bombeo al pozo, succionando y depositando el ácido en el mismo camión. A esta operación se le llama “rolling”, lo cual se debe hacer dos o tres veces antes de mezclar.

3. Se procede al mezclado del agua con aditivos y el ácido. Es importante resaltar que la homogeneidad en la mezcla es totalmente necesaria, pues los inhibidores de corrosión también tienen efectos en la formación, y pueden cambiar su humectabilidad y las tensiones interfaciales de los fluidos de yacimiento. Esto puede provocar un cambio en la permeabilidad relativa y emulsiones.

4. Se hace la conexión de la bomba a cabeza de pozo (Ver figura 22), para iniciar la operación.

**Figura 22.** Conexión a Cabeza de Pozo.



**Fuente:** Campo Cusiana.

Es importante tener presente:

⊕ Las velocidades de bombeo pueden variar entre 0.5 barriles por minuto hasta 40 bpm. Con una velocidad de bombeo de un barril por minuto se puede obtener una presión de 4000 psi en una línea.

⊕ En el camión que transporta el ácido, debe haber una persona encargada de verificar el nivel de este para registrar la correcta inyección.

✚Un ácido puede ser bombeado directamente a través de la tubería de producción o por la unidad de Coiled tubing como se hace normalmente en Casanare.

5. Luego de bombeado el ácido al pozo, se le da un tiempo de remojo, si así es especificado en la fase de diseño, para asegurar su efectividad.

6. Después del tiempo de remojo, se proceder al retorno del ácido, pues éste nunca debe permanecer en la formación más del estimado pues puede reprecipitar los carbonatos o fragmentos silíceos de la misma formación.

### 3.5 LEVANTAMIENTO DEL POZO (NITROGEN LIFTING)

Para poner a producir el pozo nuevamente después de tratamiento, se procede a inyectar nitrógeno con la unidad de Coiled Tubing. (Ver figura 23.).

**Figura 23.** Unidad de Coiled Tubing.



Fuente: Campo Cusiana.

Al iniciar la inyección de Nitrógeno en el pozo, el extremo del coiled tubing se ubica varios miles de pies por encima de la formación productora y comienza a liberar el  $N_2$ , hasta el momento en el que el nivel del fluido está a una presión de fondo superior a la presión hidrostática, efecto por el cual los fluidos del yacimiento comienzan a emerger a superficie. En esta parte del trabajo existe una persona encargada en cabeza de pozo de tomar muestras de los fluidos que vienen de yacimiento. Las mediciones básicas que hace este ingeniero son el pH hasta que se estabilice a un valor de 6 y 7, momento en el cual se podrá volver a conectar a las facilidades de superficie.

El ácido que viene del pozo y que se recupera hasta que el pozo se pueda alinear a las facilidades de superficie se lleva a unos tanques llamados Frac tanks (Ver Figura 24.), para ser neutralizado con soda cáustica que va diluida de un 25 a 50%. Este fluido neutralizado se envía a unas facilidades para el tratamiento de fluidos residuales que actualmente existen en el campo Cusiana.

**Figura 24.** Frac Tanks.



**Fuente:** Campo Cusiana.



Cuando el ácido llega a estas facilidades de tratamiento de fluidos residuales, por ser proveniente de formación viene mezclado con hidrocarburos, agua de formación, sus aditivos, y una cierta concentración de sólidos en suspensión (por ejemplo, hierro al ser disuelto por acidificación). En estas facilidades se remueven los sólidos por medio de tratamientos de floculación y coagulación, que están a cargo de NALCO (compañía de servicios). También se procede a realizar el procedimiento de filtración normal para separar los distintos componentes del fluido de back flow. Este fluido queda listo para reincorporarse al sistema de pozos inyectores.



#### 4. DESCRIPCION DEL PROCESO SIGMA

El proceso SIGMA como tal es un proceso de Ingeniería encaminado a agrupar los diferentes procesos discretos asociados con la producción de hidrocarburos. El proceso tiene como objetivos proveer un análisis completo del diseño, implementación y efectividad de un programa de estimulación de pozo aplicado a un yacimiento; con el fin de generar mejoramientos continuos a medida que se ejecuten las operaciones a través de un proceso iterativo. Esta característica hace del proceso SIGMA un proceso dinámico que se retroalimenta a medida que se ejecuten las operaciones con el fin de optimizar los diseños, pronósticos de producción y entendimiento del yacimiento con el transcurrir de la ejecución de las operaciones de estimulación. El proceso también incluye un análisis económico detallado de las operaciones a ejecutar.

#### ***EL PROCESO SIGMA ESTA ENFOCADO A MEJORAR EL DESEMPEÑO ECONÓMICO DE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO***

El proceso de ingeniería SIGMA consiste en un análisis del diseño, implementación y efectividad de operaciones de estimulación buscando seleccionar los mejores pozos y las mejores zonas a ser intervenidas a través de las mejores técnicas de colocación. La manera de desarrollar el proceso se basa en el trabajo en equipo entre HALLIBURTON y La Compañía operadora para diseñar e implementar los procesos óptimos y evaluar de igual manera el desempeño y la implementación de mejoras. Hay



que resaltar la importancia de las lecciones aprendidas y las mejores prácticas implementadas hasta el momento en la ejecución de las operaciones para incluirlas dentro del proceso de ingeniería.

Una vez implementado el proceso se pueden obtener datos valiosos aun para un mejor entendimiento del yacimiento y descripción mejorada del mismo.

Un objetivo importante del proceso de ingeniería es lograr predecir con la mayor certeza posible el pronóstico de producción de la estimulación del pozo, de modo que se defina cuál/cuáles son las zonas de interés a estimular considerando el valor presente neto generado al intervenir cada zona. A medida que se ejecutan las operaciones y se retroalimenta el proceso se espera tener mayor certeza en los pronósticos de producción y por tanto en la selección de pozos/zonas candidatos a intervenir.

Con base en las anteriores premisas debe quedar claro que el proceso de ingeniería SIGMA debe estar enfocado a nivel del desempeño mismo del yacimiento a través de un proceso iterativo de mejoramiento tipo multi pozo y no en resultados discretos de operaciones aisladas.

### ***EL PROCESO SIGMA SE FUNDAMENTA EN EL TRABAJO EN EQUIPO***

Este proceso es un excelente vehículo para agilizar la transferencia de tecnología y para obtener mejoras en los retornos de inversión hechos con la introducción de nuevas tecnologías, evaluadas con base en el desempeño mismo del yacimiento y no en resultados de operaciones discretas, que es una manera engañosa de tomar decisiones de mejoramiento para un campo. Aquí entra a jugar un papel muy importante la confianza y la comunicación existente entre HALLIBURTON y La Compañía operadora con el fin de



combinar recursos para cumplir las metas propuestas, empleando las herramientas de última tecnología disponibles.

***CIRCUNSTANCIAS DONDE EL PROCESO DE INGENIERÍA SIGMA ES PARTICULARMENTE APLICABLE***

El proceso SIGMA tiene el potencial de impactar positivamente varios aspectos del proceso general de trabajo de La Compañía operadora para el caso en el que el objetivo sea incrementar la producción acumulada durante un intervalo de tiempo determinado. De no ser ese el objetivo de La Compañía operadora, no existiría razón para implementar el proceso SIGMA. Algunas circunstancias de aplicación particular del proceso serían:

1. Desempeño actual de las operaciones por debajo del desempeño histórico.
2. Operadores con propiedades económicamente marginales pueden usar el proceso SIGMA con el fin de determinar completamientos menos costosos que se ajusten a los caudales de producción.
3. El proceso SIGMA se hace apropiado para yacimientos “problemáticos” donde los completamientos son a menudo abortados o no se llevan a cabo de manera satisfactoria por alguna razón desconocida.
4. El análisis detallado del proceso SIGMA puede usarse para evaluar el desempeño de nuevas tecnologías aplicadas en el campo.
5. La Compañía Operadora puede querer otro punto de vista en el diseño e implementación de tratamientos de intervención a pozos.

#### 4.1 IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO SIGMA

El proceso de ingeniería SIGMA involucra tanto a Halliburton como a La Compañía operadora en:

1. Evaluación del desempeño y resultados de las operaciones actuales.
2. Descripción del yacimiento.
3. Proposición de mejoramientos.
4. Predicción de resultados.
5. Diseño de los tratamientos.
6. Ejecución de los tratamientos.
7. Monitoreo y evaluación de resultados.
8. Incorporación de resultados al proceso para retroalimentar los modelos.
9. Reevaluar resultados y actualizar modelos.
10. Presentar análisis de resultados.
11. Incorporar el conocimiento ganado en el diseño y ejecución del siguiente tratamiento (proceso iterativo).

El proceso comienza con el estudio de un yacimiento o área específica y requiere que se identifiquen los pozos relevantes a ser estudiados. Las características del yacimiento se describen utilizando los datos disponibles. Modelos de programas de computador aceptados por la industria y de reconocido desempeño se usan entonces para ajustar los parámetros teóricos del yacimiento con el desempeño actual de los pozos.

Este estudio inicial tiene dos propósitos primarios:

1. Establecer una perspectiva histórica de las expectativas de producción en el área.



2. Iniciar la caracterización del yacimiento en lo que se refiere a propiedades mecánicas de la roca.

Seguido al estudio es necesario analizar las operaciones de perforación y completamiento ejecutadas de modo que se determine su impacto en los tratamientos de estimulación.

HALLIBURTON esta comprometido en el uso de paquetes de simuladores de última tecnología y de amplio uso en la industria como son:

1. FracPro PT , programa usado para adquisición de datos y ajuste de presiones en el fracturamiento.
2. GOHFER : Programa de diseño y análisis de fracturamiento orientado a simulación tipo malla en tres dimensiones.
3. WEM : Well Evaluation Model ( Marca registrada de PE Moseley and Associates) : Para análisis de producción.
4. QUIKLOOK : Simulador numérico de yacimientos para operaciones de estimulación y control de agua /gas.
5. PRIZM : Programa para interpretación de registros de LandMark.
6. SPOTFIRE : Programa para análisis estadístico y manejo analítico de datos con amplio poder de visualización.
7. STIMRIL Process: proceso de modelamiento que integra análisis de registros, diseño de estimulación , modelo del yacimiento, modelo económico y pronósticos de producción para todas las zonas que se deseen modelar en un pozo.
8. STIM2001 : Programa de diseño de operaciones de estimulación química.



## 4.2 TRABAJO REALIZADO POR HALLIBURTON POZO RIO CHITAMENA E-2

### 4.2.1 Antecedentes

El pozo Rio Chitamina E-2 produce a través de la formación mirador; fue completado con tubing de 5 ½" y linner de 7" en enero de 2000.

En febrero de 2000, 20 ft fueron adicionados al intervalo correspondiente a la formación mirador IV, 106 ft en mirador VI (60 de los cuales fueron recañoneados), 36 ft en Mirador II y 20 ft en Mirador III; obteniendo una producción inicial de  $Q_o=1.230$  b.o.p.d;  $Q_g=1.56$  MMScfd, y un corte de agua del 25%.

El 1 de marzo del año 2000 fue corrido un PLT (Production Log Test), el cual mostró que la distribución de producción a partir de las diferentes formaciones es como se muestra a continuación:

53% Mirador II  
44% Mirador IV  
2% Mirador III

A partir de este PLT no fue posible identificar el intervalo productor de agua que empezaba a hacerse presente en esta época.

En noviembre del 2000, parte de la zona de mirador I y II fue aislada por medio de un tapon de cemento colocado a 14.991 ft. con 23 pies de cemento en el tope de este. Adicionalmente las Well pad Facilities (Facilidades de Superficie en la locazion) fueron instaladas; con esto se este pozo llegó a obtener producción diaria de  $Q_o=2.139$  b.o.p.d ,  $Q_g=2.139$  MMScfd y un BSW de 0%.



En un PLT y una prueba de Build Up corridas en el 2001, se concluyó que toda la producción registrada en esta pozo provenía del intervalo correspondiente a Mirador II; y se estimó como presión promedio del yacimiento 4.100 psia a 14.800 ft. Adicionalmente se obtuvieron datos como: Skin de 43; conductividad KH de 4.890 md-ft.

El pozo continuo produciendo a una baja tasa de declinación ( $\leq 0.5\%$ ) hasta marzo de 2002; cuando una perdida repentina de  $\sim 1.8$  mbpd fue detectada. Como parte de un plan de mitigación de sostenibilidad en el tiempo de la producción, se adicionaron por medio de cañones, 20 ft en mirador II y 60 ft a mirador III; con este trabajo se logró recobrar el potencial de producción que venia presentando el pozo.

A raíz de una caída en la producción, presentada en agosto de 2002, el intervalo correspondiente a mirador II fue fracturado, con un beneficio asociado de 1.5 mbpd; en ese momento los datos de producción registrados eran los siguientes:  $Q_o=4.839$  b.o.p.d;  $Q_g=7.2$  MMscfd , GOR 1.503 SCF/STB BSW 1%.

En agosto del 2002, con la conversión a inyector de agua del pozo Rio Chitamena E-1; el pozo Rio Chitamena E-2 recibe un beneficio adicional en cuanto a sostenibilidad de presión; de esta forma la parte inferior de mirador se vio beneficiado debido al soporte de presión proveniente de este nuevo pozo inyector.

En Agosto del 2002, la inyección de agua a través del pozo Rio Chitamena E-1 fue suspendida para realizar trabajos de integridad de pozo. En septiembre 21 entra de nuevo el pozo Rio Chitamena E-1 pero 15 días después tuvo que ser cerrado por la irrupción temprana de agua en el pozo BA H-41(situación adversa para los propósitos de producción).

En Septiembre del 2003 se logra una ganancia de 733 bopd gracias al recañoneo de 20 ft de mirador IV y 30 ft de mirador II. Pero dos meses después de este trabajo se registra la pérdida en producción de estos 733 bopd.

El pozo continuó declinando a una tasa mensual de 2,1%. En abril del 2004 cuando el pozo producía  $Q_o=2.5$  mbopd,  $GOR = 1120$  SCF/STB y  $Q_w= 56$  bwpd; se corrió un RST (Reservoir Saturation Log) y una prueba de Build Up para determinar si existía algún riesgo de la pérdida definitiva de producción de este pozo. Las principales conclusiones derivadas de este trabajo fueron las siguientes:

- ❖ La mayoría de agua viene del fondo de las perforaciones inferiores, debajo de 14.950 pies (Mirador IV).
- ❖ Una significativa entrada de gas por encima de 14.892 ft. Produce cambios del régimen de flujo; es decir produce un régimen de flujo entrecruzado que puede llegar a afectar la productividad del pozo. Otro punto de entrada importante del gas se encuentra entre 14.835-14.860 pies (Mirador II).
- ❖ La contribución de flujo por formación de muestra a continuación:

**Tabla 6.** Distribución de Producción en el pozo Rio Chitamena E-2.

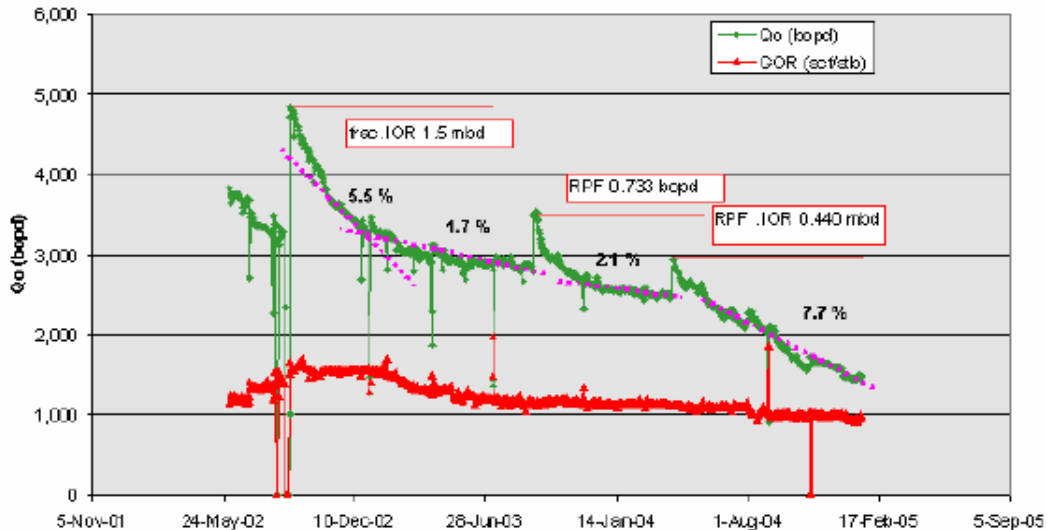
INTERVALO	CRUDO	GAS	AGUA
MIRADOR I	5%	6%	0%
MIRADOR II	62%	69%	0%
MIRADOR III	6%	4%	0%
MIRADOR IV	28%	22%	100%

Fuente: BPX. Co.

❖ Presión de yacimiento de 3.800 psia, skin: 14 (antes y después del trabajo de recañoneo):  $Kh = 1.430$  md-ft; existe una amplia reducción en el kh comparado con el registrado en la última prueba realizada en enero del 2003 (~3.500 md-ft).

De acuerdo con la información anterior, 10 y 40 pies fueron re-perforados en Mirador I y II con una ganancia inicial de aceite de 440 bbls, manteniendo parámetros con el GOR y el corte de agua en proporciones similares. (2.938 bopd, GOR: bwpd 1.140 scf/stb, 59). Esta ganancia fue perdida después de 51 días de producción. Por otra parte, la tasa de declinación del aceite aumentó dramáticamente de 2.1 mensual a ~ 7.0% mensual después de la intervención del pozo. El pozo está produciendo actualmente 1.48 mbd, con GOR de 985 scf/stb y un WC de 2,12%. El siguiente gráfico resume la historia de producción del pozo Rio Chitamena E-2:

**Figura 25.** Producción histórica del pozo Rio Chitamena E-2.



Fuente: BPX. Co.

#### 4.2.2 Propósito de la Intervención en el Pozo Rio Chitamina E-2

El análisis de los datos históricos de producción de éste pozo; junto con la información recolectada dentro del proceso integrado SIGMA; sugieren los siguientes mecanismos de daño de formación en el pozo R CH E-2; daño sobre los cuales pretende trabajar la compañía Halliburton:

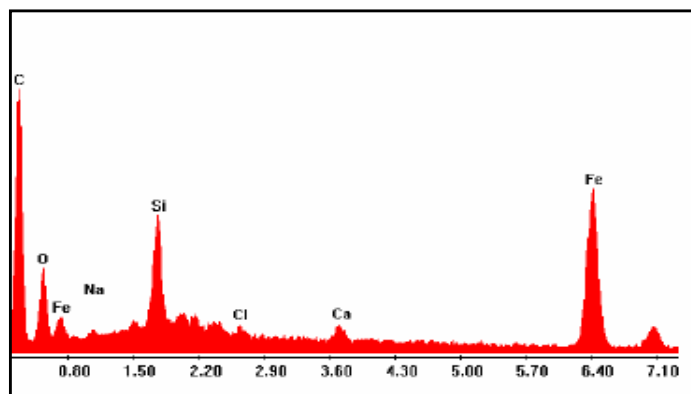
##### **MIGRACION DE FINOS:**

Las principales razones para asociar este tipo de daño con el pozo Rio CHE-2 son las siguientes:

- ♦ Una rápida declinación en cualquier IOR (Inicial Oil Recovery) después de trabajos de intervención en el pozo.
- ♦ La alta tasa de declinación presentada en el pozo en los dos últimos años.

Esta teoría fue confirmada por medio del estudio de un SEM/EDX y de un análisis fisicoquímico del agua hecho en Junio de 2004 mostrado a continuación:

**Figura 26.** Análisis del Agua de Producción pozo Rio Chitamina E-2.



Fuente: BPX. Co.

A partir de este análisis; se pudo observar una alta presencia de Silicio, lo que se relaciona principalmente con un problema de migración de Finos. Con lo anterior, se considera que el principal problema asociado al comportamiento registrado en la producción del pozo es el de migración de Finos. Adicionalmente, el análisis físico químico del agua mostrado en la tabla 7, indica un claro incremento del material radiactivo entre Noviembre del 2003 y Abril del 2004; característica propia del problema de finos.

**Tabla 7.** Análisis Físico Químico del Agua de Formación.

Compuesto	Oct-03	Nov-03	Feb-04	Abr-04	UNIDADES
Cloruros	3200	1004,1	939,4	871,3	mg Cl-/L
Ion Acetato			<0,58	193,6	mg CH <sub>3</sub> COO- /L
Litio		0,52	467,757	393,672	µg/L
Boro		8,77	8,72		mg/L
Magnesio	43,7	5,66	7,48	6,61	mg/L
Aluminio		<0,001	<1	43,164	µg/L
Silicio		44,88	39,25	46,91	mg/L
Fosforo		<0,1	<100	<100	µg/L
Potasio		36	44,33	38,94	mg/L
Cromo		0,03	43,287	30,786	µg/L
Manganeso		5,66	220,591	124,947	µg/L
Zinc		0,082	109,235	139,192	µg/L
Estroncio		4,1	4,89	3,71	mg/L
Bario	4	1,34	1,47	1,24	mg/L
Torio		0,0031	3,686	0,419	µg/L
Uranio		0,0009	<0,1	<0,1	µg/L
Sodio		589,51	824,93	757,2	mg/L
Calcio	280	70	62,58	126,4	mg/L

Fuente: BPX. Co.

***PRECIPITACION DE COMPUESTOS INORGANICOS:***

La precipitación de compuestos como el  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{BaSO}_4$  son otra de las posibilidades que se pueden presentar en este pozo; a esta conclusión se llegó mediante el mismo análisis de agua presentado anteriormente.

***DAÑO MECÁNICO:***

El análisis de los datos históricos de producción de este pozo, y adicionalmente el hecho de que cualquier intervención para bypassar el daño cerca de la cara de la formación haya mostrado respuestas positivas en producción, que se pierden rápidamente, sugiere un mecanismo de daño mecánico.

Esto es confirmado además por el hecho de que todos los líquidos de la producción (aceite, gas y agua) tienen una drástica declinación durante el año pasado.

Considerando todo lo anterior, el trabajo recomendado tanto para atacar los mecanismos de daño presentes en el pozo, como para obtener el mayor beneficio del tratamiento de estimulación es el siguiente:

- \* Estimulación ácida combinada con el uso de la herramienta pulsonix (Halliburton), para atacar el problema del scale ( $\text{CaCO}_3$  y  $\text{BaSO}_4$ ) en las perforaciones y en la región cercana al Wellbore químicamente y mecánicamente.
  
- \* Tratamiento de Estabilización de finos.



El trabajo de estimulación química debe incluir solamente las zonas de Mirador I y II. El intervalo correspondiente a Mirador IV, productor de agua, no se debe tratar en esta etapa. La razón principal es que la producción actual de gas en este pozo está debajo de la rata crítica del gas, de modo que cualquier cantidad adicional de agua compromete la producción del pozo, debido a la capacidad de levantamiento.

#### **4.2.3 Resumen del Trabajo Operacional**

El tratamiento de estimulación química en el pozo Rio Chitamina E-2 se realizó de acuerdo a las siguientes etapas:


##### **ETAPA 1. PICKLING JOB**

El objetivo de esta etapa es la limpieza de la tubería y las perforaciones; dicha limpieza se realizó tanto por medios mecánicos (Usando el Pulsonix), como haciendo uso de fluidos químicos.

##### ***MECANISMO DE LIMPIEZA MECANICO***

**ESPECIFICACIONES:** Rig-up del equipo de Halliburton. El BHA utilizado fue el siguiente:

**Figura 27.** Bottom Hole Assembly utilizado en el Pickling.

	<b>Nombre</b>	<b>OD (in)</b>	<b>L (in)</b>
	Roll-on Connector	1.75 / 2	0.5
	Double Flapper Valve	1.7517	5/8
	Desconector Hidraulico	1.81	14
	Crossover	1 7/8	7
	Pulsonix	1 1/4	3
	<b>Total</b>	<b>42.13 in</b>	<b>(3.5 ft)</b>

**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

Para el trabajo de pickling se utilizó la herramienta mecánica de limpieza de Halliburton llamada **PULSONIX** (Ver Figura 28.). Esta herramienta esta diseñada principalmente para aumentar producción por medio de la reducción del Skin. Los principales problemas que son atacados mediante el uso de esta herramienta son:

- ♣ Depositacion de Scale
- ♣ Parafinas y asfaltenos
- ♣ Bloqueos de Aguas y Gas
- ♣ Taponamiento de Perforados
- ♣ Migración de Finos
- ♣ Daño producto del cemento y el lodo de perforación.

**Figura 28.** Herramienta Pulsonix



**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

#### PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL PULSONIX

- ✧ Restaura y mejora la permeabilidad y la porosidad en el área cercana al Well Bore.
- ✧ Mejora la colocación y optimización de los tratamientos de Estimulación Química.
- ✧ Ayuda a remover rápidamente residuos de sedimentos depositados cerca del Well bore.

#### BENEFICIOS OBTENIDOS AL UTILIZAR LA HERRAMIENTA PULSONIX

- ♣ Incremento de Producción y reducción del Efecto Skin
- ♣ Bajas presiones y altas ratas de inyección.
- ♣ Es una herramienta sin elastómeros y piezas móviles
- ♣ No presenta limitaciones por hidrostática; y es aplicable en un amplio rango de diámetros de casing.



### **MECANISMO DE LIMPIEZA QUIMICO:**

En esta etapa se bombearon un total de 371 bbls de diesel 1. cuya formulación se muestra en la tabla 4. este volumen de Diesel 1 fue bombeado a una rata de 0.75 b.p.m y 800 scfm de N<sub>2</sub> para realizar la limpieza del tubing.

**Tabla 8.** Formulación del fluido Diesel 1.

<b>Aditivo</b>	<b>Concentración</b>	<b>Unidad</b>
Diesel BP	993	gpt
Surfactante	2	gpt
Solvente Mutual	5	gpt

**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

Una vez el BHA se ubicó en las perforaciones, se bombearon 62 bbls de Diesel 2 compuesto de la siguiente forma:

**Tabla 9.** Formulación del fluido Diesel 2.

<b>Aditivo</b>	<b>Concentración</b>	<b>Unidad</b>
Diesel BP	940	gpt
Surfactante	10	gpt
Solvente Mutual	50	gpt

**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

Adicionalmente, en esta posición se realizó el bombeo de 700 gal del Pad de acido mientras se reciprocaba el coiled tubing entre 14.750 y 14.865 ft. Los 700 gal. del sistema Pad Acid fueron preparados en una relación 70/30 (70% acido-30% solvente) con la siguiente formulación:

**Tabla 10.** Formulación del Pad Ácido.

ADITIVO	CONCENTRACION	UNIDAD
Agua	516.2	gpt
Estabilizador de Arcillas	295.4	gpt
Inhibidor de Corrosión	5	gpt
Surfactante 300	1.4	gpt
Solvente Mutual	50	gpt
Acido Orgánico	70	gpt
Acido Formico	35	gpt
Xyleno	260	gpt
Solvente de Asfaltenos	30	gpt
Surfactante 44	10	gpt

**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

Después de esto y con el coiled tubing ubicado a una profundidad de 14.865 ft. Se bombearon 20 bbls, de MY-T-OIL (gel viscosificado para realizar barrido de sólidos generados como producto de la reacción), cuya formulación logró una viscosidad promedio de 22 cp, valor apropiado para tener la capacidad de arrastre de sólidos; la composición de este gel se muestra en la tabla 11. junto con este fluido se bombearon 30 bbls de diesel 1 como volumen de desplazamiento en el coiled tubing.



**Tabla 11.** Composición del Fluido MY-T-OIL.

Aditivo	Concentración	Unidad
Diesel BP	983.75	gpt
Surfactante 85 Base Aceite	10	gpt
Viscosificante 86	1.25	gpt
Agente Rompedor IV	5	gpt

**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

**NOTA:** Todos los fluidos fueron bombeados con N<sub>2</sub> a una rata de 800 scfm para evitar matar el pozo.

♣ La concentración del viscosificante 86 cambia respecto a la inicialmente sugerida de 1.25 gpt y se ajusta a 2.5 gpt después de analizar el comportamiento reológico del fluido, con el fin de mejorar la viscosidad lineal del mismo.

#### ANALISIS IONICO DE LAS MUESTRAS DE RETORNOS OBTENIDAS EN ESTA ETAPA

En esta parte del trabajo se mostrará el respectivo análisis realizado a las muestra de retornos tomadas durante de etapa de Pickling.

Para esta etapa se prepararon en la base de Yopal 700 galones del sistema Pad Acid en una relación de 70/30 (70% Acido – 30% solvente) con la formulación mostrada anteriormente.

El análisis iónico de los efluentes de este tratamiento ácido son los siguientes:

**Tabla 12.** Análisis iónico de los retornos obtenidos después del trabajo de pickling.

MUESTRA	PH	% Acido	Fe Total	Sulfato ppm	Bario ppm	BSW %	SÓLIDOS %
15 Bbls recuperados	2.7	6.5	10250	249	333	2.0	0.5
30 Bbls recuperados	2.0	7.0	9625	3400	300	3.2	0.2
45 Bbls recuperados	ND	ND	ND	ND	ND	0.3	0.2
12-02-05 12:25	ND	ND	ND	ND	ND	0.2	0.4
12-02-05 22:30	2.0	8.0	13000	125	750	1.5	0.5
121-02-05 22:45	2.60	7.6	6875	625	875	1.5	0.5

Fuente: HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

**ND:** No se determinan por presentar bajo corte de agua

A partir de este análisis, se puede evidenciar el aumento registrado en el porcentaje de sólidos; aspecto relacionado principalmente con el trabajo de limpieza realizado con la herramienta PULSONIX.

## **ETAPA 2: AISLAMIENTO DE LA ZONA CORRESPONDIENTE A MIRADOR IV**

En esta parte del trabajo se sentó un empaque inflable Baker IBP 3-3/8 con la ayuda de la unidad de Wire Line de Schlumberger; a una profundidad de 14.960 ft. Intervalo correspondiente a mirador IV (Zona principalmente productora de agua en este pozo).

### ETAPA 3. TRATAMIENTO PRINCIPAL

En esta etapa se utilizó la unidad de coiled tubing de 1.75" OD. y el PULSONIX. El procedimiento utilizado durante el bombeo se describe a continuación:

✚ Desde superficie hasta una profundidad de 4.000 ft se corrió dentro del pozo a una velocidad de 60 ft/min sin bombear ningún tipo de fluido.

✚ En el intervalo de 4.000 a 9.000 ft se bombearon en total 94 bbls del diesel 1.a a una tasa de bombeo de 1 b.p.m.

✚ Para cubrir el intervalo correspondiente entre 9.000 a 14.000 ft. Se bombearon en total 97 bbls. de Diesel 2. a una rata de 1 b.p.m.

✚ Posteriormente, se bombearon 3.600 gal del fluido de estimulación de Halliburton llamado WA (Waterless Acid) cuya composición se describe a continuación:

**Tabla 13.** Formulación del sistema Ácido Waterless Acid.

ADITIVO	CONCENTRACION	UNIDAD
Xyleno	735	gpt
Solvente de Asfaltenos	100	gpt
Inhibidor de Asfaltenos	5	gpt
Surfactante	10	gpt
Solvente Mutual	50	gpt
Acido Orgánico	100	gpt

Fuente: HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

El bombeo de este fluido se realizó a una tasa de 1.2 b.p.m a partir de 14.750 y hasta 14.865; la velocidad de descenso del coiled tubing en esta etapa fue: 2ft/min. E volumen de desplazamiento correspondiente a esta etapa fueron 40 bbls de Diesel 2.

Posterior al bombeo de este fluido se inicio el tiempo de remojo (soaking time) que en este caso fueron 12 horas.

A continuación se muestra el análisis de retornos del tratamiento WA (Water Less), con su correspondiente grafico de las propiedades medidas más importantes:

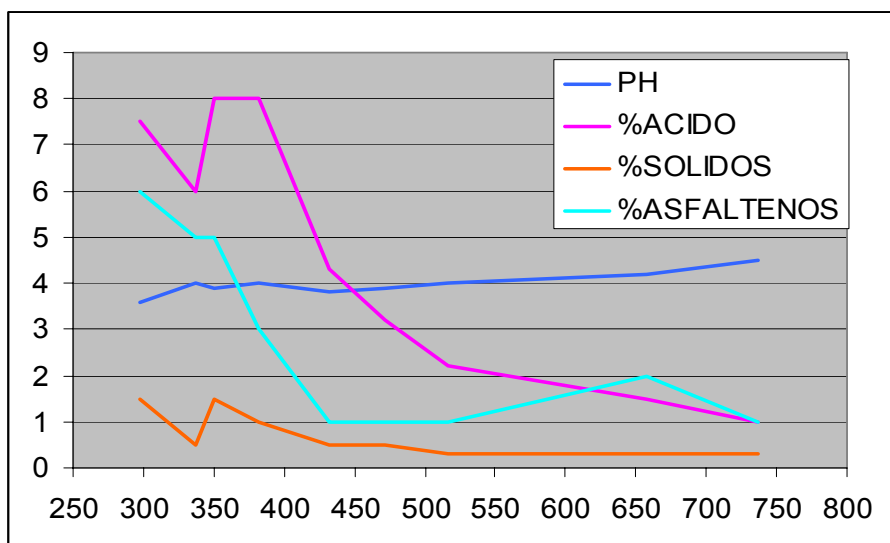
**Tabla 14.** Análisis iónico de los retornos obtenidos después del tratamiento principal.

MUESTRA	PH	Acido %	Emulsión %	BSW	Sólidos %	Asfaltenos %	Fe ppm	Sulfato ppm	Bario ppm
297 Bbls	3.6	7.5	0	0.5	1.5	6.0	1012 5	2500	550
337 Bbls	4.0	6.0	0	1.0	0.5	5	ND	ND	ND
350 Bbls	3.9	8.0	1	5.0	1.5	5	8500	1075	200
382 Bbls	4.0	8.0	1	1.0	1.0	3	8900	1380	20
432 Bbls	3.8	4.3	2	1.5	0.5	1	ND	ND	ND
472 Bbls	3.9	3.2	1	1.0	0.5	1	ND	ND	ND
517 Bbls	4.0	2.2	1	2.5	0.3	1	3700	325	10
657 Bbls	4.2	1.5	1	1.5	0.3	2	1700	30	0
737 Bbls	4.5	1.0	1	1.5	0.3	1	980	0	0
14-02-05, 2:00 pm	3.7	4.9	0	3.0	2.0	2	1200	370	10

Fuente: HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

**Nota:** la última muestra identificada 14-02-05 tomada a las 2:00 pm corresponde al acumulado del separador de arena de PTS en la cual se puede notar una gran cantidad de sólidos.

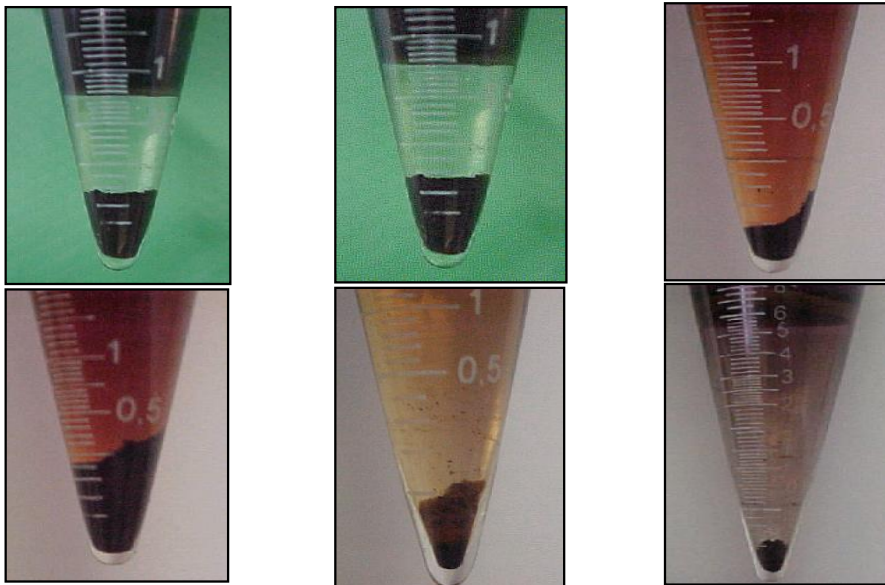
**Figura 29.** Grafico de las principales propiedades medidas posterior al Tratamiento Principal.



**Fuente:** La Autora.

La siguiente figura muestra las fotografías tomadas por NALCO después de centrifugar las muestras del retorno del sistema ácido WA; basados en el análisis hechos por NALCO, estos sólidos son solubles en agua.

**Figura 30.** Fotografías tomadas por NALCO a las muestras de retornos del sistema WA.



Fuente: BPX. Co.

#### **ETAPA 4: LEVANTAMIENTO DEL POZO**

Para el levantamiento del pozo se inyectó el N<sub>2</sub> a una tasa de 800 scfm; y se comenzó a reciprocar el coiled tubing entre 8.000-10.000 ft; el volumen total de fluidos recuperados en superficie fue de 787 bbls. (del fluido inyectado).

#### **ETAPA 5: REMOCION DEL EMPAQUE**

El objetivo de esta parte del trabajo era pescar el empaque colocado a 14.906 ft con la ayuda de la unida de Slick-line de PTS.

El empaque fue encontrado a 14.910 ft.; después de 6 intentos para tratar de empujar el empaque, se decidió dejarlo en el sitio donde se encontró y continuar con el trabajo de estimulación.



## ETAPA 6: BULLHEADING DEL TRATAMIENTO DE ESTABILIZACION DE FINOS

El bombeo de este tratamiento se realizó bajo las siguientes condiciones:

**Tabla 15.** Condiciones de bombeo usadas en el tratamiento de Estabilización de Finos.

FLUIDO	VOLUMEN	RATA DE LIQUIDO (bpm)	RATA DE N <sub>2</sub> (bpm)
Diesel 3	126 Bbl	3	N/A
Sistema estabilizador de Finos	220 Bbl	3.2	N/A
Diesel 1 *	211 Bbl	2.65	N/A
Diesel Filtrado *	132 Bbl	2	N/A

**Fuente:** HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A.

**Nota:** El máximo valor de presión registrado durante esta etapa fue de 2.200 psia.

**RESUMEN DE LAS PRUEBAS DE POZO CORRIDAS DURANTE LAS DIFERENTES ETAPAS DEL TRATAMIENTO:**

**Tabla 16.** Registro de las Pruebas realizadas durante el Tratamiento

ETAPA	PROPIEDADES						
	WHP Psi ♦	WHT °F ♦♦	CHK	Qo (b.o.p. d)	Qg (MMsc fD)	API	CL <sup>-</sup> (ppm) ♦♦♦
PRUEBA INICIAL	306	137	176/64"	1522	1486	36,5	938
PRUEBA DESPUES DEL PICKLING	306	140	176/64"	1635	1775	36,4	938
DESPUES DEL TRATAMIENTO PRINCIPAL	323	144	176/64"	2424	2434	36,4	938
DESPUES DE LA ETAPA DE ESTABILIZACION DE FINOS	303	124	176/64"	1872	1739	36,3	938
PRUEBA FINAL	311	133		2008	1944	36,4	938

Fuente: Production Testing Services PTS.

- ♦Well Head Presure
- ♦♦Well Head Temperature
- ♦♦♦Cloruros

#### 4.2.4 Beneficios Esperados con la Intervención del pozo Rio Ch E-2.

En esta parte es importante mencionar el esquema acordado con la compañía Halliburton para el pago de este trabajo específicamente; puesto que el presupuesto estimado para la implementación de estas pruebas está basado en un esquema riesgo/beneficio que depende de la producción incremental obtenida, sostenible al mes de haber realizado el trabajo de estimulación, tiempo en el que se define cual es el costo a pagar por los trabajos realizados, que para el caso del pozo Rio Chitamina E-2 es el mostrado a continuación:

**Tabla 17.** Esquema de pago a la compañía Halliburton.

<b>Producción Incremental (BOPD)</b>	<b>% a Pagar</b>	<b>Valor a Pagar</b>
0	80%	188000
360	100%	235000
550	115%	270250

**Fuente:** ECOPETROL S.A.

Los beneficios asociados con este trabajo fueron estimados en base a la respuesta histórica de pozos que han sido sometidos a intervenciones cuyo objetivo es *bypass*ear el daño en la región del Wellbore. Con esta información, se espera un incremento de ~ el 25% en la productividad del pozo, que significa un IOR de 360 bopd.

Por otra parte, los siguientes hechos fueron considerados para determinar el índice de la declinación de este IOR:

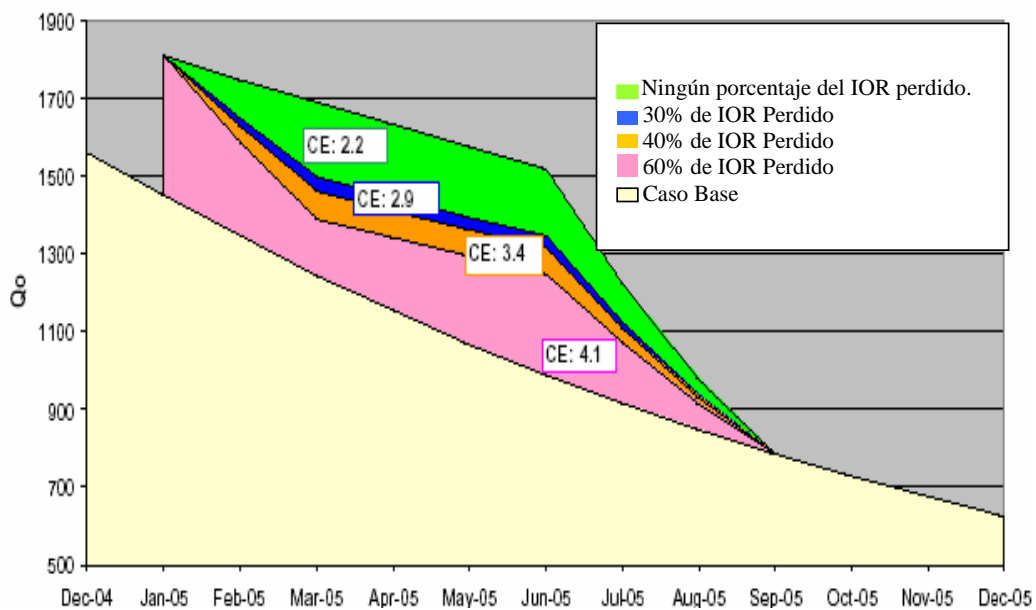
- ◆ El tiempo estimado de duración del tratamiento de estabilización de finos es de alrededor de 6 meses; durante este periodo de tiempo se estima que la tasa de declinación de producción del pozo pasará de 7.7% a 3.5% mensualmente.
- ◆ Cualquier IOR permanente después de este periodo de tiempo; se estima que será perdido en 2 meses; según experiencias anteriores.

La figura 31. muestra cuatro casos posibles, donde el 0%, el 30%, el 40% y 60 % del IOR inicial se pierden en los primeros dos meses, con las correspondientes eficiencias en la parte económica.

El diagrama demuestra un proyecto sólido desde el punto de vista económico. El caso más probable esperado es tercero, donde se obtendría un beneficio de 170 bopd. Ver Figura 31.

Además, los resultados de este trabajo de estimulación serán utilizados para poner a punto o aterrizar el diseño final de una estimulación periódica para RCHE2, que ampliará el tiempo de vida del pozo y podría reducir el riesgo de perder su producción, resultando en un incremento en las reservas recuperables de este pozo.

**Figura 31.** Pronósticos de Producción Intervención Pozo Rio Chitamina E-2.

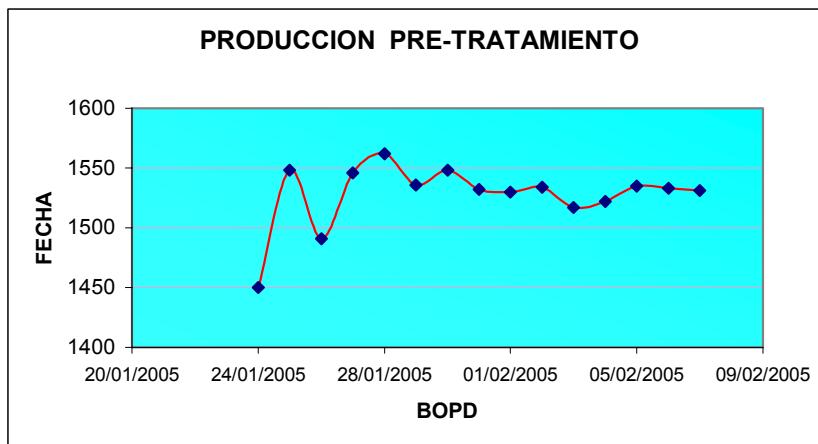


Fuente: ECOPETROL S.A.

### Respuesta de producción del Pozo R CH E-2

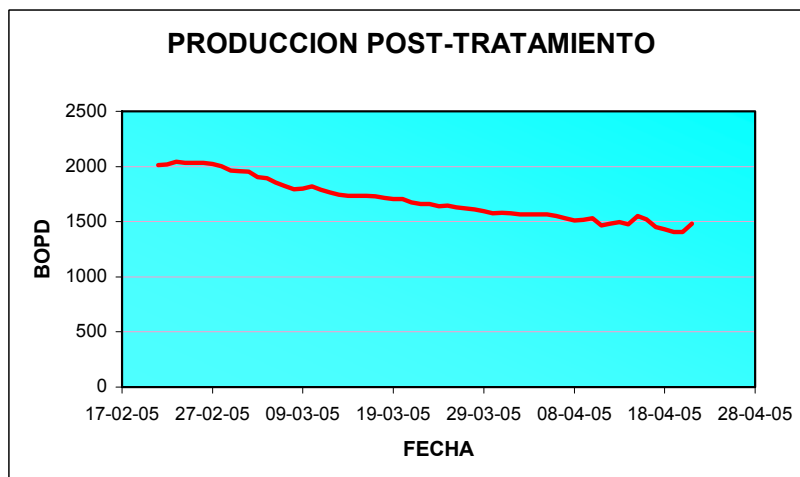
En esta parte se mostrarán los grafico de producción del pozo rio Chitamina E-2, antes, y después del tratamiento.

**Figura 32.** Producción del pozo R CH E-2 Antes de la Intervención.



Fuente: La Autora.

**Figura 33.** Producción del pozo R CH E-2 Después de la Intervención.



Fuente: La Autora.

Como se observa en la figura, el propósito de aumentar la producción del pozo en 360 bopd, se superó inicialmente (en 126 bbls); pero esta ganancia fue rápidamente perdida; puesto al evaluar la respuesta de producción del pozo al mes de la intervención, mostró una declinación de aproximadamente 5%; valor cercano al que se ha obtenido con las intervenciones de la compañía BJ Services.

#### 4.3 BENEFICIOS OBTENIDOS CON EL PROCESO SIGMA Vs. COMPAÑÍA BJ SERVICES

En esta parte del trabajo, se desea mostrar las diferencias económicas existentes entre el proceso ofrecido por la compañía Halliburton y el existente en el campo Cusiana a cargo de la compañía BJ Services.

Para poder realizar una comparación de la propuesta SIGMA con lo que actualmente ofrece BJ Services, se procedió a recopilar un histórico de los trabajos realizados por la compañía BJ Services, para de esta manera clasificar de forma general estos trabajos como Exitosos, Con Buenos Resultados o de Bajo Rendimiento (Ver Tabla 18.) y concluir finalmente a partir de esta recopilación un valor de tasa de declinación de los trabajos de estimulación del 3%, para el bloque al que pertenece el pozo RCH E-2.

**NOTA:** Vale la pena aclarar que el éxito o fracaso de estos trabajos se evaluó por la cantidad de barriles protegidos del efecto de daño.

**Tabla 18.** Clasificación Trabajos de BJ Services.

POZO	Barriles de Oil Potegidos (Año)	Costo de la Operación (USD)	CLASIFICACION
CUS R-9	250000	250000	Trabajo Exitoso
CUS R-11	230000	250000	Trabajo Exitoso
CUS V-12	245000	250000	Trabajo Exitoso

POZO	Barriles de Oil Potegidos (Año)	Costo de la Operación (USD)	CLASIFICACION
BA Z-12	125000	220000	T. Con Buenos Resultados
BA D-5	125000	220000	T. Con Buenos Resultados
BA DD-22	100000	230000	T. con bajo Rendimiento

**Fuente:** La Autora.

Con lo anterior, se puede realizar una comparación económica de la siguiente forma:

**Figura 34.** Esquema Económico Halliburton Vs. BJ.

DISTRIBUCION COSTOS Y BENEFICIOS POR COMPAÑÍA		
DESCRIPCIÓN	HALLIBURTON	BJ SERVICES
Costo Bombeo (Personal y Equipo)	\$ 45.000	\$ 75.600
Costo Químicos y Aditivos	\$ 190.000	\$ 104.441
TOTAL US\$	\$ 235.000	\$ 180.041
Produccion Incremental (BOPD)	360	360
Declinacion Mensual	3%	5%
Volúmen Incremental Año	137.771	124.103
Precio Barril en el Campo	18,46	
Ganancia Incremental	\$ 2.543.252,66	\$ 2.290.941,38
Beneficio Económico	\$ 2.308.252,66	\$ 2.110.900,38

**Fuente:** La Autora.

Desde el punto de vista económico resulta más atractivo el proyecto SIGMA, pero como se puede observar en el gráfico de producción de la intervención del Rio CH E-2; SIGMA no cumplió con el pronóstico esperado; puesto que la ganancia de los 486 bbls. se vio opacada con un tasa de declinación mostrada por el pozo durante el primer mes de producción (Aprx, 5%). Por tal razón; la ganancia real estimada o proyectada a un año con la compañía Halliburton seria de US\$1.994.000 valor inferior al de BJ; puesto que la inversión con Halliburton es más alta.



## 5. CONCLUSIONES

- ✧ El daño de formación de mayor impacto en el Campo Cusiana es el provocado por la depositación de compuestos Inorgánicos como el Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y el Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ), compuestos a los que se les ha dedicado la mayor atención desde el año 1996 cuando se detectó su precipitación.
- ✧ Aunque los primeros trabajos de Estimulación en el Campo Cusiana no tuvieron una amplia investigación de laboratorio en el que se tuvieron en cuenta las características propias del yacimiento, sino que fueron guiadas por los parámetros generales de estimulación de areniscas, hoy en día los procedimientos son adaptados específicamente para las condiciones en las que se encuentra el yacimiento.
- ✧ Con la idea de aplicar en el Campo Cusiana las mejores técnicas de colocación y las últimas tecnologías en cuanto a la estimulación de Pozos, se dio lugar a la prueba piloto realizada por la compañía Halliburton de cuyos resultados se puede concluir:
- ✧ La efectividad de la herramienta Pulsonix fue comprobada. En las muestras recogidas en superficie durante el RIH (Run In Hole) de la unidad de Coiled Tubing, se encontró evidencias de que esta herramienta acarreo sólidos; puesto que se observó un aumento considerable en el porcentaje de sólidos.

- \* El trabajo de pickling arrojó buenos resultados; demostrando el buen trabajo de la herramienta ofrecida por la compañía Halliburton para esta etapa de la estimulación; alrededor de 100 bopd fue el incremento en producción registrado en la prueba de pozo realizada después del trabajo de pickling.
  
- \* El sistema WA (Water Less) trabajó muy bien en la formación. Después de 12 horas de soaking time (Tiempo de remojo), y el levantamiento del pozo, la prueba correspondiente muestra como producción incremental alrededor de 900 bbls; lo que se interpreta como una remoción por parte del ácido de una cierta clase de hidrocarburo pesado (asfalteno-bitumen) que provocaba daño en la formación.
  
- \* Mediante el bombeo de los diferentes tratamientos a bajas tasas de inyección, se logró mantener la presión de superficie alrededor de 2.000 psi; valor que se encuentra dentro de lo estimado en la etapa de diseño del trabajo. La diferencia entre la viscosidad de los fluidos bombeados y los del yacimiento, puede ser la causa de la respuesta de presión durante el bombeo de los fluidos.
  
- \* La pérdida registrada en la prueba Post- Tratamiento de Estabilización de finos de alrededor de 550 bopd respecto a la anterior, es un indicador claro de una posible falla presente en la composición del sistema de fluido bombeado en esta etapa del trabajo.
  
- \* Otra posible hipótesis para explicar la pérdida de producción registrada en la etapa del bombeo del sistema ácido WA respecto a la producción registra en la prueba posterior al pickling es la posible existencia de un mecanismo de daño más severo o a una profundidad mayor a la considerada en la fase de diseño del trabajo.



- \* Los resultados de producción mostrados por el pozo Rio Chitamina E-2 inicialmente superaron las expectativas basados en el pronóstico de una producción incremental de 360 Bbls., pero un seguimiento de la respuesta de producción de este pozo indica pobres resultados puesto que la meta de una tasa de declinación del 3% no fue alcanzada.
  
- \* El análisis de la declinación mostrada por el Pozo Rio Chitamina E-2 sugiere que su tasa de declinación es de un índice igual a la que históricamente se ha registrado con los trabajos registrados por la compañía BJ Services.
  
- \* Los pobres resultados obtenidos con la intervención del pozo R CH E-2, produjeron perdidas, puesto que la inversión hecha (US\$235.000) superó el valor de los barriles de petróleo adicionales producto del trabajo de estimulación.
  
- \* De lograr con trabajos posteriores por parte de la compañía halliburton una tasa de declinación post-tratamiento del 3% mensual, como se tenía pronosticado inicialmente; se obtendrían alrededor de 140.000 bbls/año. de petróleo protegidos del daño de formación presente en el Campo; barriles que contribuirían a aumentar las reservas recuperables del campo.



## 6. RECOMENDACIONES

- A partir de análisis de laboratorio del ICP, determinar de manera exacta la clase y composición de los sólidos recuperados durante el trabajo de estimulación del pozo Rio Chitamina E-2 para de esta forma establecer; si el tratamiento realizado era el adecuado y finalmente aclarar el tipo de daño que más fue atacado por el proceso SIGMA.
  
- Analizar la posibilidad de realizar un aumento progresivo del choque de los pozos una vez bombeado el fluido de estimulación; para de esta forma favorecer la interacción roca – fluido y el respectivo clean-out del pozo.
  
- Realzar una prueba adicional al pozo Rio Chitamina E-2, en la que se pueda aclarar la influencia de la inyección del pozo Rio Chitamina E-1.



## BIBLIOGRAFIA

1. BP AMOCO. Archivo Técnico. Santafé de Bogotá. Asociación Santiago de las Atalayas.
2. BP AMOCO RDG GROUP, DB/GL/RB/FG. Cusiana Well Review 1997-1999. Santafé de Bogotá: 1999.
3. BP EXPLORATION. Well Intervention Productivity. Santafé de Bogotá. 2003.
4. INSTITUTO NACIONAL DEL PETROLEO. Análisis petrológico de nueve rocas pertenecientes al proyecto ácidos retardados. Campo Cupiagua. En: Informe ICP, 2001.
5. JACKSON M.R. y RYLANCE M. Hydraulic fracturing of high productivity wells in a tectonically active area, SPE. BP Colombia 1997.
6. B.J. SERVICE. Technical data BJ Services, 2002.
7. HIS C-K y STRASSNER J.E. Acid stimulation of Endicott Kekiktuk formation, North Slope, Alaska, SPE. 1991.



8. DI LULIO Gino. A new acid for true stimulation of sandstone reservoirs. SPE. 1996. KING GE. Adsorption and chlorination of mutual solvents used in acidizing. SPE. 1988.
9. SCHRAMM Laurier. Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry, Cambridge University Press. 2000.
10. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO. Evaluación de tratamientos para disolver escamas de  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{BaSO}_4$  en el campo Cusiana. En: Informe ICP, 1999.
11. OSORIO GALLEGO, Raúl. Taller modelamiento Composicional de fluidos. Empresa Colombiana de Petróleos. Bogotá, 2002.



UNIVERSIDAD  
INDUSTRIAL DE  
SANTANDER



## ANEXOS



## ANEXO A

### **CARACTERIZACION DEL AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO CUSIANA**

De acuerdo con análisis fisicoquímicos realizados por el ICP y por BPX se tienen los siguientes datos del agua de formación correspondiente al Campo Cusiana.

#### ***INTRODUCCION***

El propósito de esta parte del trabajo es mostrar las propiedades básicas que presenta el agua de formación y la mineralogía respectiva en Cusiana de acuerdo a los análisis fisico-químicos realizados por el ICP y BPX; correspondientes a cada una de las formaciones productoras de este yacimiento.

Con el fin de realizar una descripción apropiada del agua de formación y dado, que prácticamente todas las sustancias conocidas pueden encontrarse disueltas o suspendidas en la ella, se han seleccionado algunos parámetros que sirven para medir las propiedades comunes:

#### ***ALCALINIDAD***

Esta propiedad se define como la capacidad que tiene el agua para neutralizar ácidos fuertes; se determina por la titulación del agua con ácido sulfúrico de concentración conocida y se reporta como mg CaCO<sub>3</sub>/lt.

En el caso particular de aguas de formación, la alcalinidad se debe a la disolución de rocas que aportan hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos de

calcio, magnesio, sodio, hierro y otros metales; una forma de medir este parámetro es relacionarlo directamente con el pH, sin que puedan llegar a confundirse. Así, cuando el pH del agua es igual o superior a 8.3; existen gran cantidad de hidróxidos y carbonatos. Cuando predominan los bicarbonatos sobre otras especies, el pH del agua se encuentra dentro del rango entre 4.5 y 8.3. agua con pH inferior a 4.5 no tiene alcalinidad.

La alcalinidad es un parámetro importante para el tratamiento del agua, ya que una excesiva alcalinidad en el agua puede ocasionar incrustaciones en las tuberías y en los canales de conducción.

De acuerdo con la siguiente tabla, se puede observar que el agua presente en las formaciones productoras son aguas con una alcalinidad medio-alta con una posible presencia de bicarbonatos, lo cual las hace fuente de incrustaciones.

ION	MIRADOR	BARCO	GUADALUPE	UNIDADES
pH	7.2	6.8	6.9	
Na <sup>++</sup>	1200	5000	4500	Mg/lit
K <sup>+</sup>	50	150	180	Mg/lit
Ca <sup>++</sup>	200	1000	700	Mg/lit
Mg <sup>++</sup>	20	123	100	Mg/lit
Ba <sup>++</sup>	5	20	4	Mg/lit
Fe <sup>+2</sup>	2	10	2	Mg/lit
Cl <sup>-</sup>	2200	9200	9300	Mg/lit
CaCO <sub>3</sub>	620	580	720	Mg/lit
PO <sub>4</sub>	0.55	0.9	0.15	Mg/lit
HCO <sub>3</sub> <sup>=</sup>	732	680	780	Mg/lit
SO <sub>4</sub> <sup>=</sup>	20	20	80	Mg/lit

### **ACIDEZ**

Esta propiedad se define como la capacidad del agua para neutralizar bases fuertes; se debe a la formación de ácidos minerales fuertes como el sulfúrico o el clorhídrico, a la disolución de gas carbónico, a la actividad microbiana, y a la disolución de los minerales del suelo, como el yeso. La acidez se determina por titulación del agua con hidróxido de sodio de concentración conocida y se reportan en unidades similares a las de la alcalinidad, esto es en mg CaCO<sub>3</sub> por litro.

Cuando la acidez es el producto de disoluciones de gas carbónico o a la actividad microbiana únicamente, se dice que es débil, encontrándose el pH dentro del rango comprendido entre 4.5 y 8.3. Si por el contrario, la acidez se debe predominantemente a la presencia de ácidos minerales fuertes, el agua presentara valores de pH, menores a 4.5, calificándose como fuertemente ácida.

En las aguas de las formaciones productoras del campo Cusiana; se ha observado la presencia de una acidez débil, que no afectan la salud humana, pero es causante de problemas de corrosión en la tubería y accesorios metálicos. La siguiente tabla resume la relación entre el pH, la acidez y la alcalinidad.

<b>ACIDEZ</b>	<b>pH</b>	<b>ALCALINIDAD</b>
No hay	> 8.3 – 14	Predominan los hidróxidos y los carbonatos
Débil Predominan sales hidrolizadas y/o CO <sub>2</sub>	4.5 – 8.3	Predominan los bicarbonatos
Fuerte Predominan ácidos minerales	0 – 4.5	No hay

## **DUREZA**

La dureza es una propiedad que refleja la presencia de metales alcalinotérreos en el agua. De estos elementos, el calcio y el magnesio constituyen los principales alcalinotérreos en aguas continentales, mientras que el bario y el estroncio se presentan con menor frecuencia y en menor cantidad, la mayoría de las veces, asociados a orígenes marinos.

Junto con el pH y la alcalinidad, es la responsable de los depósitos o incrustaciones formados en el interior de las tuberías y canales, que pueden llegar a obstruirlos completamente.

Una clasificación general de esta propiedad es la mostrada a continuación:

✦ **DUREZA CARBONATADA (TEMPORAL):** Esta dureza es debida a los carbonatos y bicarbonatos en solución que pueden ser removidos o precipitados mediante ebullición.

✦ **DUREZA NO CARBONATADA (PERMANENTE):** Esta dureza se produce por la combinación de los cationes causantes de la dureza con los sulfatos, los cloruros y/o los nitratos, dando como resultado sustancias que no precipitan por ebullición.

Generalmente el agua dura se presenta en regiones en donde la capa superior del suelo es gruesa y existen formaciones calcáreas. El agua subterránea tiende a ser más dura que el agua superficial, debido al poder solubilizante con respecto al suelo o a las rocas ricas en calcita, yeso y dolomita, que le comunican la presencia de ácido carbónico y oxígeno disuelto. La dureza se determina haciendo reaccionar los iones metálicos polivalentes presentes en el agua con un agente gelificante como el EDTA, utilizando como indicador el Negro de Eriocromo (NET), para la dureza total,



esto es la dureza debida tanto al calcio como al magnesio, o el Murexide, para la dureza cálcica. Se expresa como la cantidad equivalente de carbonato de calcio, esto es en mg CaCO<sub>3</sub>/L.

Teniendo el grado de dureza del agua, esta puede clasificarse de la siguiente manera:

DUREZA (mg CaCO <sub>3</sub> /lt)	CLASE DE AGUA
0 – 60	Blanda
61 – 120	Moderadamente dura
121 – 180	Dura
> 180	Muy dura

Con todo lo anterior; el agua del campo Cusiana se puede clasificar como muy dura; que desde el punto de vista operacional contribuye a los procesos de corrosión e incrustaciones en la tubería.

### **HIERRO Y MANGANESO**

Estos metales se consideran juntos porque generalmente se encuentran juntos en el agua, disueltos en forma de bicarbonatos y, con menor frecuencia, como sulfatos.

La precipitación del hierro como hidróxido ferroso insoluble, deja manchas de color rojizo, aunque no tiene mayor significado en cuanto a la salud humana, su presencia en los sistemas de tuberías es objetable debido, a que los sedimentos de sales ferrosas insolubles en las tuberías reducen gradualmente la capacidad de conducción del agua y favorecen el crecimiento de bacterias ferruginosas. Estos problemas suelen aparecer cuando la concentración de hierro es próxima a los 0.3 mg/L.



Una concentración de manganeso superior de los 0.15 mg/L, como es el caso del campo Cusiana, produce manchas negruzcas, adicionalmente la oxidación de los compuestos manganosos solubles origina su precipitación y la formación de incrustaciones.

Tanto el hierro como el manganeso pueden determinarse por absorción atómica o por colorimetría. Se reportan como mg del respectivo metal por litro de agua, mg/L.

### **CLORUROS**

Los cloruros siempre están presentes en el agua, ya sea que tengan origen natural o que sean producto de actividades antropogénicas domésticas, agropecuarias o industriales. Su forma natural de ocurrencia son las sales de sodio (NaCl), de potasio (KCl) y de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ), El contenido de cloruros es lo que diferencia las aguas "dulces" de las aguas "saladas".

La presencia de cloruros en las aguas naturales puede atribuirse a la disolución de depósitos de sal, la descarga de efluentes de las industrias químicas, la explotación de pozos petroleros, las descarga de aguas servidas, el drenaje de sistemas de riego, la infiltración de lixiviados provenientes de sitios de disposición de desechos y la intrusión de aguas marinas en zonas costeras.

Este parámetro es muy importante porque puede utilizarse como indicador de contaminación de las aguas, debido a que generalmente, en ausencia de contaminación, se mantiene dentro de ciertos límites. Cuando la concentración de cloruros de una fuente de agua presenta repentinamente valores superiores al rango esperado, puede sospecharse contaminación.



Pueden determinarse mediante electrodo de ion específico o por titulación con nitrato de plata, utilizando como indicador como cromato de potasio o con nitrato mercúrico, utilizando indicador mixto de difenilcarbazona y azul de bromo fenol. Se reportan como mg de cloro por litro de agua.

### ***SULFATOS***

Los sulfatos son componentes habituales de las aguas naturales; provienen de los suelos ricos en yeso y minerales similares. Se determinan por precipitación con cloruro de bario. Se expresan como miligramos de ion sulfato por litro de agua.

Los sulfatos, en concentraciones superiores a los 250 mg/lit pueden contribuir a la corrosión de las partes metálicas de los sistemas, especialmente cuando se presentan simultáneamente con bajas concentraciones de alcalinidad, para nuestro caso los iones sulfatos no afectan las tuberías por su naturaleza corrosiva.

## **CARACTERISTICAS DE LA ROCA DEL CAMPO CUSIANA**

### ***TEXTURA***

Las características texturales del campo Cusiana exhiben algunas variaciones, dependientes directamente del grado de bioturbación presente en las areniscas.

Así, en sectores donde el fenómeno de bioturbación es moderado o no se presenta, la mayor parte de las areniscas están constituidas por areniscas de grano medio-moderado, bien seleccionadas, variando a areniscas de grano grueso y muy grueso. Ocasionalmente la selección es deteriorada por la

existencia de láminas con diferente granulometría y por la presencia de laminaciones arcillosas.

En el caso de la presencia de un mayor grado de Bioturbación, el rango de variación es mayor lo cual incide en una mayor heterogeneidad de las rocas. Aunque en este caso predominan las areniscas de grano grueso y medio, moderadamente bien seleccionadas, también se encuentran areniscas de grano muy grueso, medio y fino pobre a moderadamente bien seleccionadas. En estas últimas el grado de selección es menor ya sea o por la ocurrencia de laminaciones arcillosas o por la ocasional existencia de matriz. No se observa una correlación directa entre tamaño de grano y selección debido a que la intensa bioturbación destruye las características iniciales.

### **ARMAZÓN**

El armazón de las areniscas que conforman el campo Cusiana esta constituido por cuarzo, fragmentos de fosfato, glaucomita, y arcillas.

La descripción de las propiedades del armazón es dependiente al igual que las características texturales del grado de Bioturbación presente, así:

El promedio de cuarzo total varía entre 75% y 79%, siendo mayor en un ambiente de mayor bioturbación, debido a la mayor abundancia de areniscas de grano grueso y muy grueso con regular selección y a la mayor compactación. El cuarzo es predominantemente monocristalino caracterizado por la presencia de numerosas fracturas abiertas las cuales aumentan en las areniscas de grano más grueso. El cuarzo policristalino es escaso y máximo alcanza el 2%.



Los fragmentos fosfáticos identificados son: peloides, fosiles, intraclastos, fragmentos de cristales de apatito y otros fragmentos. El promedio total de fragmentos fosfáticos es mayor en BA G19, donde alcanza alrededor del 4%, lo cual estaría relacionado a la mayor cantidad de areniscas de grano grueso y medio, bien seleccionada,

### ***MATRIZ Y/O SEUDOMATRIZ***

Parches de arcilla predominantemente clorítica que se puede clasificar como arcilla detrítica clorítica; a veces glauconítica ocupan parte del espacio poral. Su origen es bastante incierto. Se postula que podría tratarse de intraclastos los que por deformación son comprimidos entre los granos dando lugar algunas a veces a la formación de “stringers” (delgados cordones) de la misma composición. Esta arcilla es más abundante en zonas bioturbadas por lo que su origen también podría estar relacionado con actividad biogénica. Su distribución en la muestra es errática, algunas veces parece asociarse con delgadísimas laminillas de arcilla pero otras aparece en poros aislados. Análisis EDX muestran que la composición de estas arcillas es variable dependiendo del grado de evolución. Las arcillas con un bajo grado de cristalinidad muestran adicional al Si y Al un alto contenido de Fe y Mg, el cual disminuye en la medida que se incrementa la cristalinidad. Su porcentaje varía desde trazas hasta aproximadamente 5%, siendo más frecuentes en lugares asociados con un alto grado de bioturbación de las areniscas. En los horizontes con mejores características de porosidad esta arcilla se encuentra asociada con chert y/o apatito. La disolución tanto de la arcilla como del chert incrementa también la porosidad secundaria.



## ANEXO B

### PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD DE FLUIDOS

#### OBJETIVO:

Evaluar el comportamiento de los sistemas de tratamiento de estimulación con el crudo procedente de esta locación.

#### DATOS GENERALES

<b>CAMPO:</b>	Cusiana	<b>TIPO DE ÁCIDO:</b>	Varios
<b>OPERACIÓN:</b>	Estimulación química	<b>CONCENTRACION %:</b>	Varios
<b>FORMACION:</b>	Mirador	<b>TEMP. DE PRUEBA °F:</b>	210
<b>INTERVALO :</b>	14,850 Ft (MD)	<b>TEMP. ESTÁTICA °F:</b>	260

#### DISEÑOS:

ADITIVOS	Tratamiento No. 1	Tratamiento No.2	Tratamiento No.3	Tratamiento No.4
	Estab. De Finos base Diesel	Diesel Inhibido-3	Diesel Inhibido-1	Waterless acid (WA)
Diesel BP	958.93 gpt	710 gpt	993 gpt	
Surfactante-3	0.375			
Polimero Estabilizador de Finos	11.7			
Surfactante Base Aceite	2 gpt	10 gpt	2 gpt	10 gpt
Solvente Mutual	5 gpt	50 gpt	5 gpt	50 gpt
Xyleno		120 gpt		735 gpt
Inhibidor de Asfaltenos		110 gpt		5 gpt
Solvente de Asfaltenos				100 gpt
<b>DENSIDAD (ppg)</b>	<b>6.9736</b>	<b>6.9998</b>	<b>6.9121</b>	<b>7.4154</b>

ADITIVOS	Tratamiento No.5
	Pad Acid 70/30 Acido Acético Fortificado/Xileno para Pick-Line
Agua	516.2 gpt
Controlador de Arcillas	295.4 ppt
Corrosion Inhibitor	5 gpt
Acido Organico	70 gpt
Formic Acid	35 gpt
Surfactante	1.4 gpt
Surfactant 44	10 gpt
Solvente Mutual	50 gpt
Xileno	260 gpt
Solvente de Asfaltenos	30 gpt
<b>DENSIDAD</b>	<b>8.24</b>

#### CARACTERIZACION DEL FLUIDO DEL POZO:

	BSW	EMULSION	SOLIDOS	ASFALTENOS
Sin Químicos ni Temperatura	0%	2.6&	0%	3%
Con Químicos y Temperatura	1.2%	0%	0%	3%

#### PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD:

##### 1. COMPATIBILIDAD DEL TRATAMIENTO 1. CON EL CRUDO DEL POZO CHITAMENA E2:



Esta prueba se realizó con mezclas de 50/50 y 75/25 crudo/ tratamiento (Sistema Estabilizador de Finos), al término de 1 hora se observa una separación de fases de 8% para la relación 50/50 y trazas en la mezcla 75/25. Estos fluidos se incorporan fácilmente al someterlos en agitación. Al término de 1 y 12 hrs a 210°F no se observan precipitados en el fondo del recipiente.

2. COMPATIBILIDAD DEL TRATAMIENTO 2. CON EL CRUDO DEL POZO CHITAMENA E2:



Se evaluaron dos relaciones de mezcla 50/50 y 75/25 crudo/tratamiento Diesel Inhibido-3, fluidos completamente miscibles no se observan separación de fases, ni precipitados a 1 y 12 horas de contacto @ 210°F

3. COMPATIBILIDAD DEL TRATAMIENTO 3. CON EL CRUDO DEL POZO  
CHITAMENA E2:



Se evaluaron dos relaciones de mezcla 50/50, 75/25 crudo/tratamiento Diesel Inhibido -1; fluidos miscibles, al término de 1 y 12 horas las mezclas se presentan homogéneas no se observan precipitados @ 210°F

4. COMPATIBILIDAD DEL TRATAMIENTO 4. CON EL CRUDO DEL POZO  
CHITAMENA E2:



Las relaciones de mezclas evaluadas 50/50 y 75/25 se presentan homogéneas en el tiempo 1 y 12 horas de contacto a 210°F. No se observan separación de fases ni precipitados.

5. COMPATIBILIDAD DEL TRATAMIENTO 5. CON EL CRUDO DEL POZO  
CHITAMENA E2:



El sistema ácido mantiene su estabilidad durante 2:15 horas a temperatura ambiente. Es compatible con el crudo, rompiendo la emulsión en 8 minutos para ambas mezclas 50/50 y 75/25 crudo/tto. Las fases de los fluidos son bien definidas y no se observan problemas de sludge, ni precipitados al término de 1 y 12 horas de prueba y 210°F.