

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA  
APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESTIMULACIÓN MEDIANTE ONDAS  
DE ULTRASONIDO EN LOS CAMPOS OPERADOS POR BP EXPLORATION  
COMPANY (COLOMBIA) LTD.**

**EDWIN CAICEDO GARZÓN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2007**

**EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA LA  
APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE ESTIMULACIÓN MEDIANTE ONDAS  
DE ULTRASONIDO EN LOS CAMPOS OPERADOS POR BP EXPLORATION  
COMPANY (COLOMBIA) LTD.**

**EDWIN CAICEDO GARZÓN**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial  
para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
ALEJANDRO RESTREPO MORALES  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2007**

Nota de Aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Presidente del Jurado

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Neiva, 10 de Agosto de 2007

A mi padre Gustavo Adolfo, a mi madre  
Blanca Flor y a mi hermano Alex

Edwin

## AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo expresa sus agradecimientos a:

La empresa **BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTD.**, especialmente a los equipos de Tecnología de Producción y de Intervención a Pozos por la colaboración técnica para el desarrollo de este proyecto.

La empresa **UCOIL S.A.** especialmente al personal del departamento de Estimulación Ultrasónica – PCUS por la colaboración para el desarrollo de este proyecto.

La **UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**, por el aporte en la formación como Ingeniero de Petróleos.

A **ALEJANDRO RESTREPO MORALES**, Ingeniero de Petróleos, BP Exploration Company (Colombia) Ltd., Jefe del departamento de Tecnología de Producción, director del proyecto, por su apoyo y confianza.

A **JORGE DUARTE**, Ingeniero de Petróleos, BP Exploration Company (Colombia) Ltd. Por su colaboración en el desarrollo de este proyecto.

A **JOSÉ RICARDO AMOROCHO PEREZ**, Ingeniero de Petróleos, Saudi Aramco, por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto y por sus consejos.

A **YAMILE SÁNCHEZ**, Ingeniera de Petróleos, Nalco, por su colaboración en la adquisición de la información base para el desarrollo de este proyecto.

A **JOSÉ FERNANDO PORTELA**, Ingeniero Mecánico, BJ Services, por su colaboración en la adquisición de la información base para el desarrollo de este proyecto.

A **HELMUT SALAZAR**, Ingeniero de Petróleos, UCOIL S. A.; Coordinador Tecnología de Estimulación Ultrasónica, por su colaboración para el desarrollo de este proyecto.

A **EDGAR MORA FREYRE**, Ingeniero de Petróleos, BP Exploration Company (Colombia) Ltd., Supervisor de Ingeniería Equipo de Intervenciones a Pozos, por su colaboración y sus enseñanzas.

A **CESAR AUGUSTO GIL PAREDES**, Ingeniero de Petróleos, BP Exploration Company (Colombia) Ltd., Supervisor de Ingeniería Equipo de Intervenciones a Pozos, por su colaboración y sus enseñanzas.

A **GERMÁN MARTINEZ**, Ingeniero Electrónico, Profesor de la Universidad Surcolombiana y evaluador de este proyecto.

A **MELQUESIDEC ROJAS**, Ingeniero de Petróleos, profesional del Grupo de Investigación en Pruebas de Pozo (GIPP) y evaluador de este proyecto.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron con el desarrollo de este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	19
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO OPERADOS POR BP EXPLORATION COMPANY COLOMBIA LTD. ....	20
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA .....	20
1.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS .....	21
1.3 CAMPOS .....	22
1.3.1 Campo Cusiana .....	22
1.3.2 Campo Cupiagua .....	23
1.4 GEOLOGÍA DE LOS CAMPOS .....	23
1.4.1 Geología estratigráfica .....	24
1.4.1.1 Formación Une .....	25
1.4.1.2 Formación Gachetá .....	25
1.4.1.3 Formación Guadalupe .....	25
1.4.1.4 Formación Barco .....	25
1.4.1.5 Formación Cuervos .....	26
1.4.1.6 Formación Mirador .....	26
1.4.1.7 Grupo Carbonera .....	27
1.4.1.8 Formación León .....	27
1.4.1.9 Formación Charte .....	28
1.4.1.10 Formación Guayabo .....	28
1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN .....	30
1.5.1.1 Expansión de la Capa de Gas .....	30
1.5.1.2 Empuje por Gas en Solución .....	30
1.5.1.3 Revaporización de Condensado .....	30
1.5.1.4 Intrusión del Acuífero .....	30

2. DAÑO A LA FORMACIÓN .....	31
2.1 FACTOR DE DAÑO – SKIN FACTOR .....	31
2.2 PRINCIPALES CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN .....	33
2.3 FACTORES DE DAÑO A LA FORMACIÓN .....	34
2.3.1 Daño a la formación por Precipitación de Compuestos Inorgánicos.....	34
2.3.1.1 Carbonato de Calcio.....	36
2.3.1.2 Sulfato de Calcio .....	37
2.3.1.3 Sulfato de Bario.....	38
2.3.1.4 Sulfato de Estroncio .....	39
2.3.1.5 Compuestos de Hierro .....	39
2.3.2 Daño a la formación por Precipitación de Compuestos Orgánicos.....	40
2.3.2.1 Parafinas .....	40
2.3.2.2 Asfaltenos.....	41
2.3.3 Daño a la Formación por Migración de Finos .....	42
2.3.3.1 Altas ratas de Flujo.....	43
2.3.3.2 Mojabilidad .....	44
2.3.3.3 Morfología de poro y garganta de poro .....	44
2.3.3.4 Partículas finas.....	44
2.3.3.5 Relación del tamaño de partícula y un tamaño de garganta de poro .....	44
2.3.3.6 Velocidad Crítica .....	46
2.3.4 Daño Inducido a la Formación .....	46
2.3.4.1 Daño por Filtrado de Lodo de Perforación .....	47
2.3.4.2 Daño por Polímero de Fractura .....	47
2.3.4.3 Daño por partículas en Fluidos Invasivos.....	47
2.3.4.4 Daño por Cañoneo .....	48
2.3.5 Daño a la formación por Cambios en la Saturación de la roca .....	48
2.3.5.1 Bloqueo por Agua.....	48
2.3.5.2 Bloqueo por condensados.....	50
3. ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA.....	51
3.1 RESEÑA HISTÓRICA .....	51



3.2	CONCEPTOS TEÓRICOS DE LA ESTIMULACIÓN CON ULTRASONIDO	52
3.2.1	Ultrasonido.....	52
3.2.2	Cavitación Acústica.....	53
3.2.2.1	Cavitación acústica inercial o transient .....	54
3.2.2.2	Cavitación estable .....	54
3.2.3	Resonancia .....	54
3.2.4	Propagación de la onda .....	55
3.2.5	Implosión .....	55
3.3	EFFECTOS DEL ULTRASONIDO.....	56
3.3.1	Presión Generada por el Ultrasonido.....	56
3.3.2	Efectos Mecánicos del Ultrasonido .....	57
3.3.3	Cavitación producida por el ultrasonido .....	58
3.3.4	Temperatura generada por el ultrasonido.....	58
3.3.5	Coagulación.....	59
3.3.6	Resonancia.....	59
3.4	TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA REALIZADOS EN EL MUNDO.....	59
3.4.1	Ventajas de la Estimulación Ultrasónica. ....	62
3.5	EQUIPOS Y HERRAMIENTAS UTILIZADOS EN UN TRABAJO DE ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA. ....	62
3.5.1	Tecnología Estimulación Ultrasónica.....	62
3.5.1.1	Generador de Ultrasonido .....	63
3.5.1.2	Sonda ultrasónica.....	63
3.5.1.3	Controlador.....	63
3.5.1.4	Propiedades Técnicas de los equipos de ultrasonido. ....	63
3.6	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LLEVAR A CABO UNA ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA .....	65
4.	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	67
4.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO .....	67
4.1.1	Parámetro de precipitación de compuestos inorgánicos (MSP) .....	69
4.1.1.1	Índice de Saturación de Carbonato de Calcio (MSP1) .....	69

4.1.1.2 Índice de saturación de Sulfato de Bario (MSP2) .....	69
4.1.1.3 Índice de Saturación de Compuestos de Hierro (MSP3) .....	69
4.1.1.4 Concentración de Calcio (MSP4) .....	69
4.1.1.5 Concentración de Bario (MSP5) .....	69
4.1.2 Parámetro de precipitación de compuestos orgánicos (OSP) .....	70
4.1.2.1 Índice de Inestabilidad Coloidal (OSP1) .....	71
4.1.2.2 Factor de Alteraciones químicas (OSP2) .....	71
4.1.2.3 Factor Composicional (OSP3) .....	71
4.1.2.4 Presión de Yacimiento (OSP4) .....	71
4.1.3 Parámetro de bloqueo por finos (FBP) .....	71
4.1.3.1 Concentración de Aluminio en aguas producidas (FBP1) .....	72
4.1.3.2 Concentración de Sílice en aguas producidas (FBP2) .....	72
4.1.3.3 Radio Crítico Máximo (FBP3) .....	73
4.1.3.4 Factor Mineralógico (FBP4) .....	73
4.1.3.5 Factor de Trituración de Propante de Fractura (FBP5) .....	73
4.1.4 Parámetro de Daño Inducido (IDP) .....	73
4.1.4.1 Factor de Daño por Lodo (IDP1) .....	73
4.1.4.2 Factor de Daño por Polímero (IDP2) .....	74
4.1.4.3 Factor de Invasión de fluidos (IDP3) .....	75
4.1.5 Parámetro de Permeabilidad relativa (KrP) .....	75
4.1.5.1 Presión de Yacimiento (KrP1) .....	76
4.1.5.2 Delta de Presión de Saturación (KrP2) .....	76
4.1.5.3 Factor de Intrusión de Agua (KrP3) .....	76
4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA USAR LA TECNOLOGÍA DE ULTRASONIDO .....	78
4.2.1 Pozos Candidatos para recibir tratamiento de estimulación con ultrasonido. ....	78
4.2.1.1 Caso 1. Pozo Candidato a recibir una estimulación con ultrasonido .....	79
4.2.1.2 Caso 2. Pozo No apto para recibir una estimulación con Ultrasonido .....	81
5. CONCLUSIONES .....	82
6. RECOMENDACIONES .....	84
BIBLIOGRAFÍA .....	85
ANEXOS .....	90

## LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Mecanismos del Daño a la Formación .....	34
Tabla 2. Tipos de Depositaciones inorgánicas.....	36
Tabla 3. Resumen de estudios de caso de la influencia de terremotos en la producción de petróleo .....	52
Tabla 4. Resultados obtenidos en campos donde se aplicó la estimulación con ultrasonido. ....	60
Tabla 5. Comparación de Estimulación con Ultrasonido con una Estimulación Convencional .....	62
Tabla 6. Pozos Candidatos a Recibir una Estimulación Mediante Ondas de Ultrasonido (Top 10) .....	78

## LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Geográfica de los campos operados por BPXC.....	20
Figura 2. Localización de los Contratos de Asociación operados por BPXC .....	21
Figura 3. Corte Estructural Generalizado Campo Cupiagua.....	24
Figura 4. Estratigrafía General de la Cuenca de los Llanos y Cordillera Oriental ..	29
Figura 5. Representación Esquemática del Efecto de Daño en la cara del Pozo. .	32
Figura 6. Representación Esquemática de los efectos del Daño Positivo y Daño Negativo.....	33
Figura 7. Esquema general de los mecanismos de formación de compuestos inorgánicos.....	35
Figura 8. Representación Gráfica de la Precipitación de $\text{CaCO}_3$ por Efectos de la Liberación de $\text{CO}_2$ .....	37
Figura 9. Formación de Precipitados de Sulfato de Bario .....	39
Figura 10. Imagen magnificada de granos de arenisca mojados por agua.....	45
Figura 11. Relación de un Tercio y Formación de Punteo en la Garganta de Poro. ....	46
Figura 12. Zona de Daño Generado por Penetración Durante Cañoneo.....	48
Figura 13. Conificación de Agua.....	49
Figura 14. Flujo de gas y formación de líquido en yacimientos de gas condensado. ....	50
Figura 15. Diagrama de rangos de sonido.....	53
Figura 16. Fenómeno de Cavitación e Implosión.....	55

Figura 17. Equipos de Ultrasonido Utilizados en una Estimulación de Pozo. ....	64
Figura 18. Equipos necesarios para realizar una operación de Estimulación Ultrasonica.....	65
Figura 19. Diagrama de Caracterización de Daño multiparamétrico para un pozo en particular .....	68
Figura 20. Diagrama del parámetro de precipitación de compuestos minerales para un pozo particular .....	70
Figura 21. Diagrama del parámetro de precipitación de compuestos orgánicos para un pozo en particular. ....	72
Figura 22. Diagrama del parámetro del bloqueo por finos para un pozo en particular .....	74
Figura 23. Diagrama del parámetro de Daño Inducido para un pozo en particular	75
Figura 24. Diagrama del parámetro de Permeabilidad relativa para un pozo en particular .....	77
Figura 25. Caracterización de Daño para el pozo Cusiana W1CE .....	79
Figura 26. Diagrama del parámetro de precipitación orgánica para el pozo Cusiana W1CE.....	80
Figura 27. Caracterización de daño para el pozo Cusiana G24Cl.....	81

## **LISTADO DE ANEXOS**

ANEXO A. Gráficas de caracterización de daño de los pozos de Cusiana.

ANEXO B. Gráficas de caracterización de daño de los pozos de Cupiagua.

## **RESUMEN**

Este proyecto muestra una metodología de caracterización de daño desarrollada en BP Exploration Company (Colombia) Ltd. basada en principios de estadística básica a partir de información de yacimientos adquirida a través de modelos físicos y con la ayuda de simuladores; así mismo la metodología usa información adquirida a partir de pruebas reales realizadas en campo.

La metodología se ha aplicado a los 58 pozos productores que se encuentran actualmente activos de los campos Cusiana y Cupiagua (piedemonte llanero colombiano), se encamina el estudio principalmente a la identificación de pozos cuyo daño en la región cercana a la formación se encuentre principalmente afectado por precipitación de compuestos inorgánicos precipitación de compuestos orgánicos y migración de finos.

El estudio inicia con la recopilación de y descripción de la información necesaria para correr el modelo en los dos campos de interés y continua con la posterior ejecución de la metodología de caracterización de daño.

Por último se hace un análisis de los resultados obtenidos luego de correr el modelo de caracterización de daño y se procede a examinar aquellos pozos que cumplan las condiciones adecuadas para poder hacer un futuro tratamiento de estimulación mediante el uso de ondas de ultrasonido.

## **ABSTRACT**

This Project seeks a new well formation damage characterization methodology developed by BP Exploration Company (Colombia) Ltd. The methodology is based on basic statistical and use reservoir information and use real data taken from test developed in the oil fields.

The methodology has been applied to 58 active producer oil wells in Cusiana and Cupiagua fields (Colombian foothills region) and identifies wells with near-well bore formation damage due to scale and organic precipitation, fines migration damage, induced damage and relative permeability effects and find possible candidates to apply Ultrasonic Stimulation treatment.

The study starts with the search and description of the necessary information to run the formation damage characterization methodology of in both Cusiana and Cupiagua oil fields.

Results obtained from the model was analyzed and a choose of wells to apply ultrasonic stimulation treatment was made.



## INTRODUCCIÓN

Las condiciones actuales de la economía del petróleo ha permitido que las compañías operadoras a nivel mundial inviertan en sus campos de forma masiva, logrando en muchos casos que se consideren tecnologías que encaminen a incrementos en la producción de los campos, se reactiven pozos que en otrora no eran económicamente rentables por sus bajos niveles de productividad y porque cualquier tipo de operación que se llevara a cabo en estos generaría inversiones tan grandes que no se lograrían recuperar de forma económicamente viable.

Actualmente muchos de los pozos operados por BP Exploration Company (Colombia) Ltd. (BPXC) se encuentran afectados por la formación y precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos y por la migración de partículas finas en la cara y en la región cercana a la cara del pozo, lo cual está afectando en algunos casos de forma drástica la producción, para ello en los campos de BPXC se han desarrollado varios tipos de tratamientos que buscan remediar el daño generado por este tipo de compuestos, entre los que cabe destacar:

- Estimulaciones químicas, existen diversos tratamientos, cuyos elementos activos son:
  - Ø EDTA (Acido etilendiamintetracetico)
  - Ø HCl
  - Ø DAX
  - Ø Diesel Inhibido
- Remoción mecánica
- Fracturamiento Hidráulico

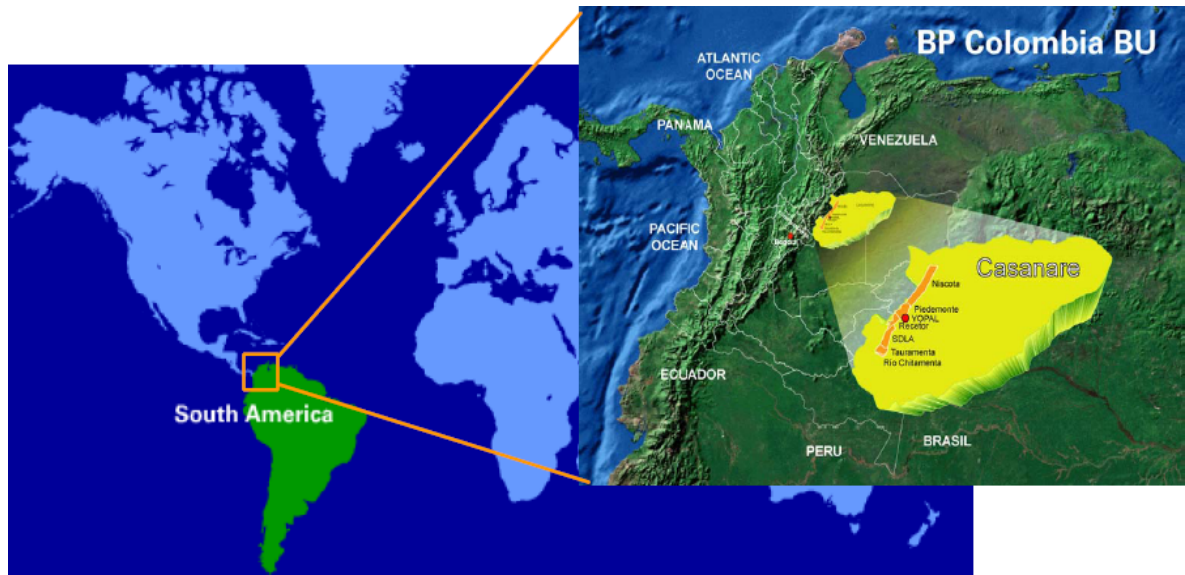
Estos tratamientos, aunque muy efectivos, tienen la desventaja de ser costosos, puesto que requieren de una infraestructura grande de materiales y equipos para poder ser desarrollados. La estimulación ultrasónica a diferencia de otras tecnologías desarrolladas para la estimulación de pozos es más económica y posee la gran ventaja de no invadir la formación productora de hidrocarburos con fluidos que afectan de una u otra forma la integridad y capacidad de la roca productora.

# 1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL PIEDEMONTE LLANERO OPERADOS POR BP EXPLORATION COMPANY COLOMBIA LTD.

## 1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

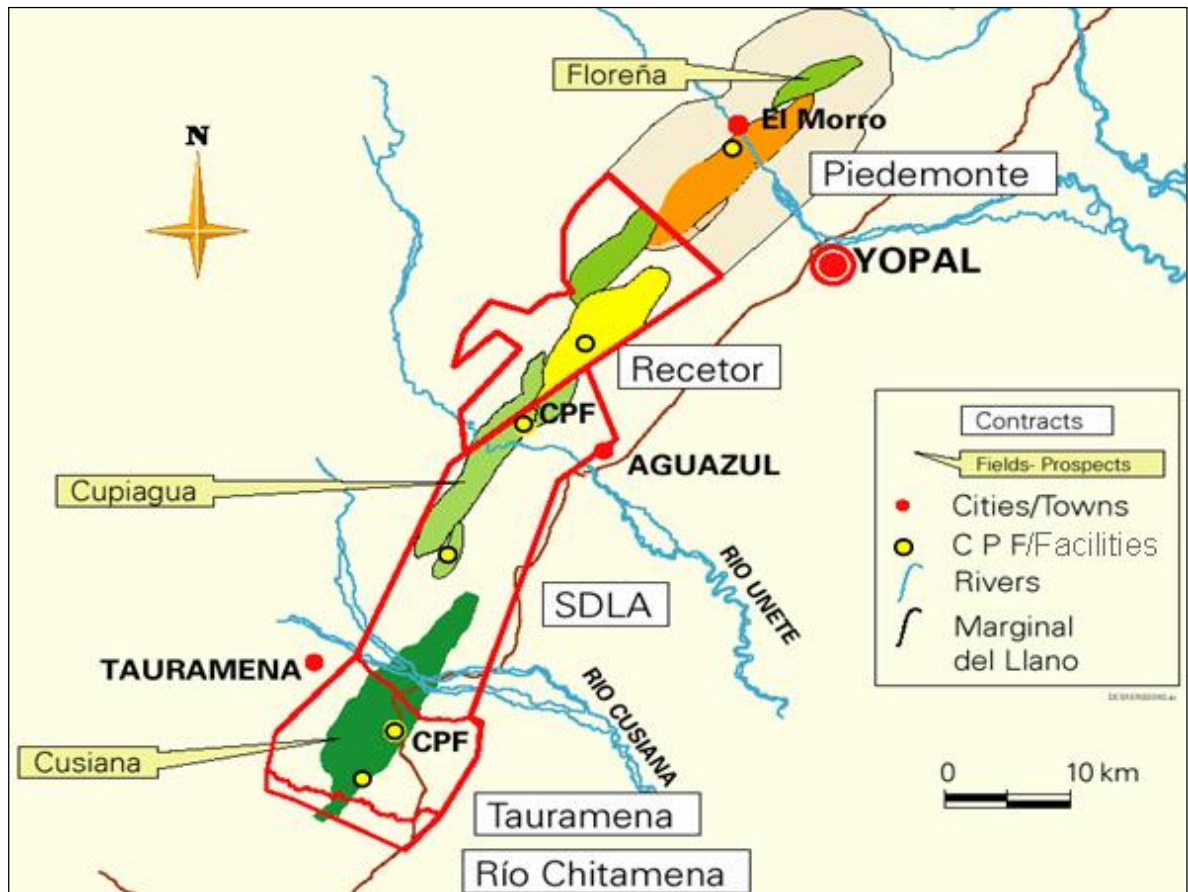
Hacia el borde oriental de la Cordillera Oriental, a 120km al Noreste de Bogotá D.C. y con una extensión aproximada de 500km está la región conocida como Piedemonte Llanero, de la cual hacen parte los territorios de los departamentos del Meta, Cundinamarca, Casanare, Boyacá y Arauca. El Piedemonte Llanero es considerado como una de las regiones petrolíferas más importantes del país y dentro de ella están localizados los campos Cusiana, Cupiagua, Recetor y Piedemonte, bajo los contratos de Asociación Santiago de las Atalayas (SDLA), Tauramena, Río Chitamina, Recetor y Piedemonte, operados por la empresa BP Exploration Company Colombia Ltd. (BPXC) abarcando un área de extensión aproximado a 45.000 Hectáreas. La topografía del área se caracteriza por relieves hacia la parte oriental y abruptas elevaciones que oscilan entre los 270m y 1.000m; con una temperatura media en superficie de 25°C.

**Figura 1. Localización Geográfica de los campos operados por BPXC**



Fuente: BP Exploration Company (Colombia) Ltd.

**Figura 2. Localización de los Contratos de Asociación operados por BPXC**



Fuente: BP Exploration Company (Colombia) Ltd.

## 1.2 HISTORIA DE LOS CAMPOS

El descubrimiento de grandes volúmenes de petróleo y gas en Cusiana y Cupiagua por parte de la asociación BPXC, Total Exploration y Triton Colombia tuvo lugar después de actividades de exploración realizadas por muchas compañías durante un periodo de mas de veinticinco años, en varios contratos de asociación o áreas de concesión. Los pozos perforados inicialmente en el piedemonte causaron mucha expectativa pero no tuvieron éxito económico. Se perforaron tres pozos en las Estructuras de Cusiana y Cupiagua entre 1973 y 1976. Estos pozos probaron la existencia de hidrocarburos en la Formación Mirador pero a tasas consideradas no comerciales.

En 1982, Triton Colombia adquirió el contrato de asociación Santiago de las Atalayas (SDLA) que contiene la estructura de Cupiagua y la mitad norte de la estructura de Cusiana, en 1988, el contrato de asociación Tauramena que contiene el sector Sur de la estructura de este último campo. Mediante un proceso

de oferta de intereses, BPXC y Total Exploration adquirieron parte de participación en SDLA en 1986 y en Tauramena en 1990. En la actualidad los contratos de SDLA, Tauramena y Río Chitamena, se encuentran distribuidos entre las compañías TOTAL, BPXC y ECOPETROL con una participación de 19%, 31% y 50% respectivamente. Estos Contratos poseen una vigencia la cual esta dada de la siguiente manera: SDLA tiene como fecha de reversión el año 2010, Tauramena revierte en el año de 2016 y Río Chitamena cuenta con una vigencia hasta el año 2019<sup>1</sup>.

El Contrato de Asociación Recetor fue firmado en mayo de 1989 por Maxus Energy cubriendo una superficie total de 178,200 hectáreas. En 1992 Maxus Energy perforó el primer pozo dentro del área del contrato, Volcanera 1, en el cual también participaron BPXC, Preussag Energy e Inaquímicas. En 1993, BPXC incrementó su porcentaje de participación en el bloque y asumió la operación. En 1999, Triton Colombia adquirió el porcentaje de participación de Preussag y posteriormente en el 2001 BPXC adquirió la participación de Inaquímicas quedando el contrato con un 10% para TRITON, 40% para BPXC y 50% para ECOPETROL. Este contrato tiene una vigencia hasta el año 2017; actualmente consta de una participación de 50% para BPXC y 50% para ECP, después de la compra de la parte que correspondía a TRITON por parte de BPXC.

### **1.3 CAMPOS**

1.3.1 Campo Cusiana<sup>2</sup>. El Campo de Cusiana está ubicado en las estribaciones de la Cordillera Oriental, sobre el Piedemonte de los Llanos Orientales Colombianos en las coordenadas Lat. = 4°59'44.442"N, Lon. = 72°42'8.263"W y Lat. = 5°3'29.858"N, Lon. = 72°40'11.311"W en el departamento del Casanare a 240Km del Noroeste de Bogotá y hace parte del desarrollo de los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamena, suscritos por tres compañías privadas, BPXC, Total Exploration y Triton Colombia con la compañía estatal colombiana ECOPETROL y operados por BPXC.

Cusiana fue el primer campo en ser descubierto por BPXC con la perforación del pozo Cusiana 1; luego de no haber tenido éxito en las perforaciones de tres pozos en los años 1970's por otras compañías. El pozo Cusiana 1 se inició el 29 de Octubre de 1987 y se completó el 1 de enero de 1988. La formación Mirador en este pozo fluyó gas y condensado a tasas hasta de 6,1MMSCFD y 860BOPD. Cusiana 2A fue el primer pozo en probar los tres yacimientos del campo Cusiana, Mirador, Barco y Guadalupe con una producción de hasta 2.800BOPD y

---

<sup>1</sup> Manejo de Costos, Guía Rápida. Bogotá D.C., BP Exploration Co Colombia Ltd, 2004

<sup>2</sup> BPXC, ECOPETROL, TRITON, TOTAL. "Estudio Técnico de los campos Cusiana y Cupiagua Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena: Historia del descubrimiento. Bogotá, 1993.

11,5MMSCFD. En el campo Cusiana se tienen 72 pozos perforados, de estos, 47 son productores de los cuales 21 se encuentran cerrados y/o suspendidos, 18 inyectores de gas, 2 inyectores de agua, 2 de disposición de agua y 1 productor de agua, a diciembre de 2006. La producción del campo proviene de las formaciones geológicas Mirador, Barco y Guadalupe, localizadas a profundidades superiores a los 14.000 pies.

1.3.2 Campo Cupiagua<sup>3</sup>. El Campo Cupiagua, al igual que Cusiana, está localizado en el departamento de Casanare al Noroeste de Bogotá, en las coordenadas Lat. = 5°12'42.990"N, Lon. = 72°37'22.204"W y Lat. = 5°06'42.296"N, Lon. = 72°41'17.470"W. El campo se encuentra dentro del área del contrato de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamina firmados, como ya se dijo anteriormente, inicialmente por ECOPETROL en representación del estado con BPXC, Total Exploration y Triton Colombia como compañía asociada.

En el campo Cupiagua se tienen 48 pozos perforados, de estos, 34 son productores y 14 inyectores de gas, a diciembre de 2006.

## 1.4 GEOLOGÍA DE LOS CAMPOS

Las trampas de fallas y pliegues compresionales desarrolladas en el Piedemonte Llanero como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos de la Cordillera Oriental constituyen los focos de migración para los hidrocarburos generados al Oeste, en sinclinales regionales profundos.

Unas trampas que pueden ser consideradas típicas en la región, son las de los campos Cusiana y Cupiagua; en ambos casos se trata de un anticlinal asimétrico, con un flanco frontal estrecho y de alto buzamiento llegando a ser incluso invertido en algunos sectores contra la falla más frontal y un flanco amplio y de bajo buzamiento hacia el Oeste de la estructura, en el que se han desarrollado retro cabalgamientos que en algunos casos tiene el suficiente salto para completar el cierre de la estructura hacia Oeste.

Regionalmente, las profundidades y gradientes geotérmicos actuales demuestran que en el Piedemonte Llanero las arcillolitas marinas del Cretáceo Tardío Formación Gacheta – Villeta, están maduras para la generación de hidrocarburos; esta roca fuente fue colocada en la ventana de generación de petróleo hace aproximadamente 3 – 4 millones de años.

---

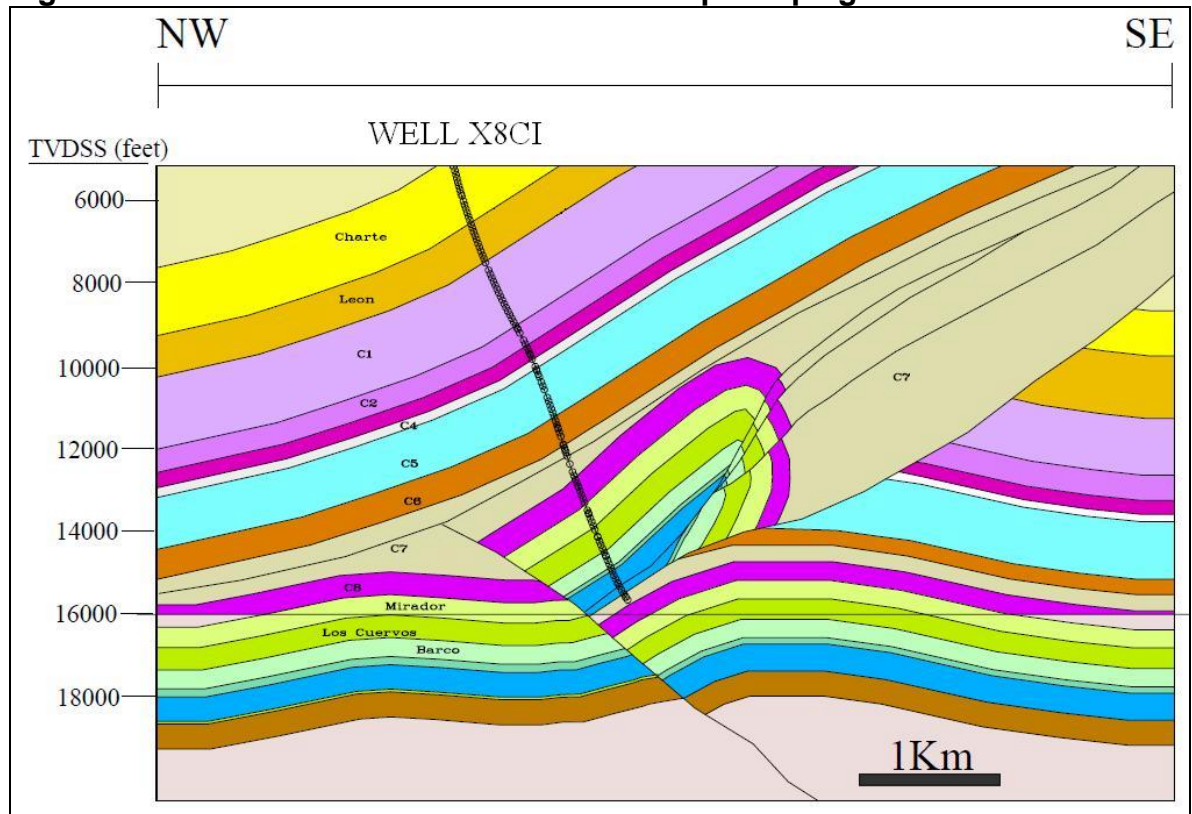
<sup>3</sup> BPXC, ECOPETROL, TRITON, TOTAL, Ibid,

Las principales unidades almacenadoras o yacimientos de Cusiana y Cupiagua en el Piedemonte llanero son: las areniscas de las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador.

Los tres yacimientos tienen amplia distribución regional y, en general, muestran un aumento de espesor hacia el Oeste.

Los pozos de Cusiana y Cupiagua han demostrado que a profundidades actuales entre 12.000 a 16.000 pies (bajo el nivel del mar), estas rocas constituyen yacimientos de buenas características. Directamente encima del yacimiento yace la lodolita de la Formación C8 del Grupo Carbonera que constituye la roca sello.

**Figura 3. Corte Estructural Generalizado Campo Cupiagua**



Fuente: BP Exploration Company (Colombia) Ltd.

1.4.1 Geología estratigráfica.<sup>4</sup> En los campos de Cusiana y Cupiagua se encuentran rocas almacenadoras de hidrocarburos de edad Terciaria y Cretácea

<sup>4</sup> BERNAL PEÑA, Diana Amally y VILLALBA PULIDO, Diana Marcela. Evaluación de los ensambles usados en el direccionamiento de la perforación de algunos pozos en los campos Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería de Petróleos

Superior. La estratigrafía general del área del Piedemonte Llanero, es una secuencia continua la cual se describe en orden cronológico desde el basamento Paleozoico, seguido por el Cretáceo Superior hasta el Terciario Superior de la siguiente forma:

1.4.1.1 Formación Une. Corresponde a una secuencia homogénea bajo la cual se depositaron arenas marinas; en el Cretáceo se inició la depositación de las areniscas basales del Cretáceo Superior, con una trasgresión regional sobre las rocas del basamento Paleozoico, en ambientes costeros y tranquilos.

1.4.1.2 Formación Gachetá. Durante el Turoniano y el Coniaciano Temprano, existió un período de elevación del nivel del mar bajo ciertas condiciones de ausencia de oxígeno, período que permitió la depositación de arcillas marinas, “**cherts**” y fosfatos. Estas arcillas son ricas orgánicamente formando la principal roca generadora de hidrocarburos.

1.4.1.3 Formación Guadalupe. Tiene un espesor aproximado promedio de 400 pies, se generó durante el Cretáceo Superior, es una unidad masiva de areniscas de grano fino a medio, marina en mayor parte y termina por una regresión con la presencia de arcillas continentales. Está compuesta por dos medios principalmente, un medio fosfático y uno cuarzo arenítico.

Está compuesto por facies fosfáticas divididas así:

- Lodolita caracterizada por una laminación bien desarrollada.
- Arenisca de grano fino con presencia de lodolita. El grano de la arenisca se hace más grueso de la base al tope.
- Ciclos de grano fino, en los que el grano se hace más grueso de la base al tope.

Además, el miembro cuarzo arenítico medio comprende:

- Ciclos de arenisca de grano fino hasta medio en los cuales el grano se hace más fino de la base al tope.
- Ciclos menores en los cuales el grano se va haciendo más grueso de la base al tope, desarrollados en la base de la sección y al Sur de Cusiana.

1.4.1.4 Formación Barco. Se formó durante el Paleoceno temprano, tiene un espesor aproximado de 200 pies que se vuelve más lodoso de la base al tope. Es el segundo yacimiento objetivo para algunos pozos en Cusiana y Cupiagua, está

representada por areniscas cuarzosas masivas no clasificadas organizadas en ciclos de hasta 80 pies de espesor.

Las areniscas presentan lodolita y estratificación cruzada; por tanto, uno de los principales mecanismos de daño de formación es el movimiento de finos, debido a la alteración del equilibrio de la mineralogía presente al momento de realizar alguna intervención.

1.4.1.5 Formación Cuervos. Tiene un espesor de 300 pies a 350 pies aproximadamente, se generó durante el Eoceno Inferior, consta de lutitas carbonáceas gris verdosa, y arcillolitas intercaladas con limolitas, areniscas de grano fino con mantos de carbón de pocos pies de espesor; se presentan lutitas fracturadas propensas a rompimientos y desprendimientos.

1.4.1.6 Formación Mirador. Tiene un espesor entre 400 pies y 450 pies de planicies aluviales del Eoceno al igual que de areniscas de depositación parállica y de lodolita depositados en un ambiente del Piedemonte al Oriente del margen de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Está constituido por areniscas gruesas a conglomeráticas generalmente masivas, con intercalaciones arcillosas, se detecta influencias lacústres y luego marinas en arcillas situadas hacia el techo de la formación. La Formación Mirador se divide en Mirador Inferior y Mirador Superior.

- Mirador Superior. Data desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Tardío. Fue depositada en un ambiente parállico y está separada por una sutil inconformidad angular.

La parte superior contiene paleo-suelos. Los horizontes inferiores contienen arcillas depositadas en bancos inundados estacionariamente. Muestra una influencia marina que se hace más notable en su base.

- Mirador Inferior. Data del Eoceno Temprano. Comprende una serie de cuerpos laminares, cuya extensión es del área de la totalidad del campo acuñada por horizontes de arcillas de láminas de inundación.

Tiene un origen terrestre y comprende una sección que se vuelve más lodosa de abajo hacia arriba, de un grosor de 150 pies a 250 pies.



1.4.1.7 Grupo Carbonera. Representada por una secuencia de unidades detríticas. Se encuentra subdividido en ocho formaciones.

- Formación C1. Está constituida por areniscas, intercalaciones de arcillolitas lutitas y limolitas.
- Formación C2. Secuencia homogénea de lutitas y lodolitas moderadamente firmes, intercalaciones de arcillolitas carbonáceas y areniscas cuarzosas de grano fino a grueso.
- Formación C3. Areniscas cuarzosas blancas de grano fino a medio con intercalaciones litíticas laminares de color gris.
- Formación C4. Predominan las lodolitas, lutitas y arcillolitas con escasas intercalaciones de areniscas cuarzosas de color blanco y grano fino a medio.
- Formación C5. Compuesta por capas alternantes de arenisca de grano fino con matriz arcillosa angular y subangular, arcillolitas laminares a maduras y lutitas laminares y astillosas.
- Formación C6. Secuencia arcillosa homogénea de arcillolitas y lutitas de color gris verdoso, moderadamente firmes y carbonáceas.
- Formación C7. Secuencia intercalada de arenisca, limos y lentes de areniscas carbonáceas de granos fino las cuales están depositadas en un medio marino litoral y tienen intercalaciones arcillosas de un medio marino más distal.
- Formación C8. Arcillolitas y lutitas de color gris, laminares y astillosas con intercalaciones de areniscas y limolitas.

1.4.1.8 Formación León. Se presenta una secuencia de areniscas y lodolitas. Esta formación del Mioceno Medio esta compuesta por arcilla gris verdosa, intercalaciones hacia la base con arenas cuarzosas de grano fino a medio; también aparecen pequeñas intercalaciones de limolita gris muy claro a gris blanzusco, moderadamente consolidada, su espesor varía de 1.500 pies a 2.500 pies.

Se le atribuye un ambiente de llanura deltáica, lagunal con marcada influencia marina.

En el área de Cusiana esta formación se distingue como dos paquetes: las areniscas del León Medio y las de León Inferior.

Hacia el Norte y Este las arenas llegan a ser muy delgadas y eventualmente las arcillas se presentan completamente. En Cupiagua las arcillolitas de León son generalmente muy delgadas, probablemente debido a las intercalaciones arenosas de la Formación Charté.

1.4.1.9 Formación Charté. Tiene un espesor aproximado de 1.100 pies. Es transicional de sedimentos continentales rojo café de la Formación Guayabo hasta arcillas marinas de la Formación León. Está compuesta de areniscas finas intercaladas gris verdoso hasta arcillolitas café rojizas.

1.4.1.10 Formación Guayabo. Es una espesa unidad que aflora en parte de la cuenca de los Llanos Orientales y totalmente en el Piedemonte Llanero. Su espesor varía desde 2.600 pies hasta 7.600 pies.

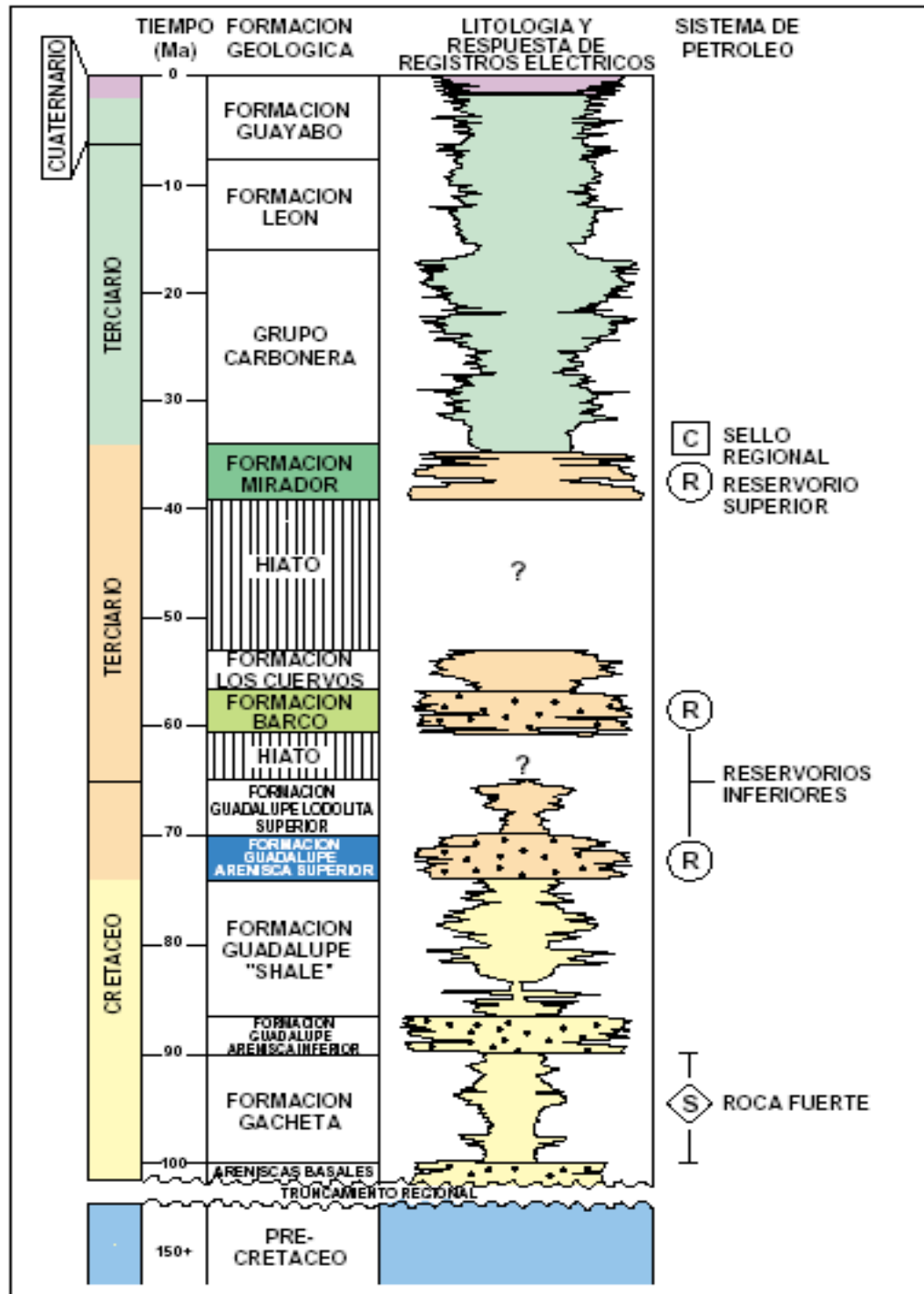
La parte superior está compuesta de conglomerado de areniscas sueltas e intercalaciones de lodolitas y en menor porción limolitas.

Las areniscas sueltas presentan granos de cuarzo medio a medio subredondeado pobre a medianamente seleccionado y rocas sedimentarias; en la parte inferior es predominante una secuencia lodosa con menores intercalaciones de arena y limolita.

Los estratos o reservorios de los cuales se produce el petróleo del Piedemonte llanero provienen de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe como se muestra en la columna estratigráfica de la Figura 4.

Estas formaciones a través de los campos son bastante heterogéneas con una variación desde su espesor hasta sus propiedades petrofísicas.

Figura 4. Estratigrafía General de la Cuenca de los Llanos y Cordillera Oriental



Fuente: Estudio Técnico de los campos Cusiana y Cupiagua Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas y Tauramena. ECOPEL 1993.

## 1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN<sup>5</sup>.

Inicialmente los mecanismos de producción encontrados en el Piedemonte son los siguientes:

1.5.1.1 Expansión de la Capa de Gas. La expansión de la capa de gas y la migración del gas en solución buzamiento arriba contribuirá a mejorar el factor de recobro puesto que las saturaciones de petróleo residual detrás del frente de avance gas-petróleo serán menores que en la correspondiente zona invadida por agua. El mantenimiento de presión mediante re – inyección de gas también detendrá el avance del acuífero y permitirá que el mecanismo de desplazamiento por gas sea más eficiente.

1.5.1.2 Empuje por Gas en Solución. El gas en solución ayuda a mantener la presión del yacimiento y así mismo mejora el recobro total. Además, la eficiencia del mecanismo de empuje por gas en solución es incrementado por el alto buzamiento del yacimiento que permitirá que el gas formado se desplace lejos de los pozos de producción localizados buzamiento abajo.

1.5.1.3 Revaporización de Condensado. Parte del gas producido es reinyectado. Este gas reinyectado revaporiza el condensado que se forma durante la producción a medida que descienda la presión del yacimiento. El proceso de vaporización también ayuda a recobrar petróleo adicional en la región invadida por el gas.

1.5.1.4 Intrusión del Acuífero. Las saturaciones de petróleo residual en zonas invadidas por agua son más altas que las de las zonas barridas con gas. Sin embargo, al contribuir a mantener la presión del yacimiento, la intrusión del acuífero reducirá la cantidad de condensación retrógrada que ocurre en el yacimiento, y mejorará los procesos de desplazamiento miscible. Además, el mantenimiento de presión por un acuífero activo puede permitir a los pozos de producción fluir durante períodos más largos sin necesidad de levantamiento artificial.

Aunque estos son los mecanismos de producción iniciales hay que resaltar que las formaciones del Piedemonte llanero se encuentran produciendo en flujo natural con la inyección de Agua y la inyección Gas para mantener y no dejar caer la presión del yacimiento en el tiempo.

---

<sup>5</sup> Documento de Comercialidad, Estudio Técnico de los campos Cusiana y Cupiagua contratos de asociación Santiago de la Atalayas y Tauramena. Bogotá D.C.: BPXC, 1993. p. 71-72, 74.

## 2. DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño de formación es definido como una caída de presión adicional originada en la cara del pozo; esta condición ocurre cuando se desarrollan barreras al flujo en la región de la cara del pozo (una alteración en las propiedades originales del yacimiento, advertida por un cambio en la permeabilidad) lo que genera una producción mucho menor a la esperada, o un caudal de inyección más bajo de lo deseado. Este problema se reconoce como una causa importante de la producción anómala y/o de la declinación anormal de la productividad o inyectividad en la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos.

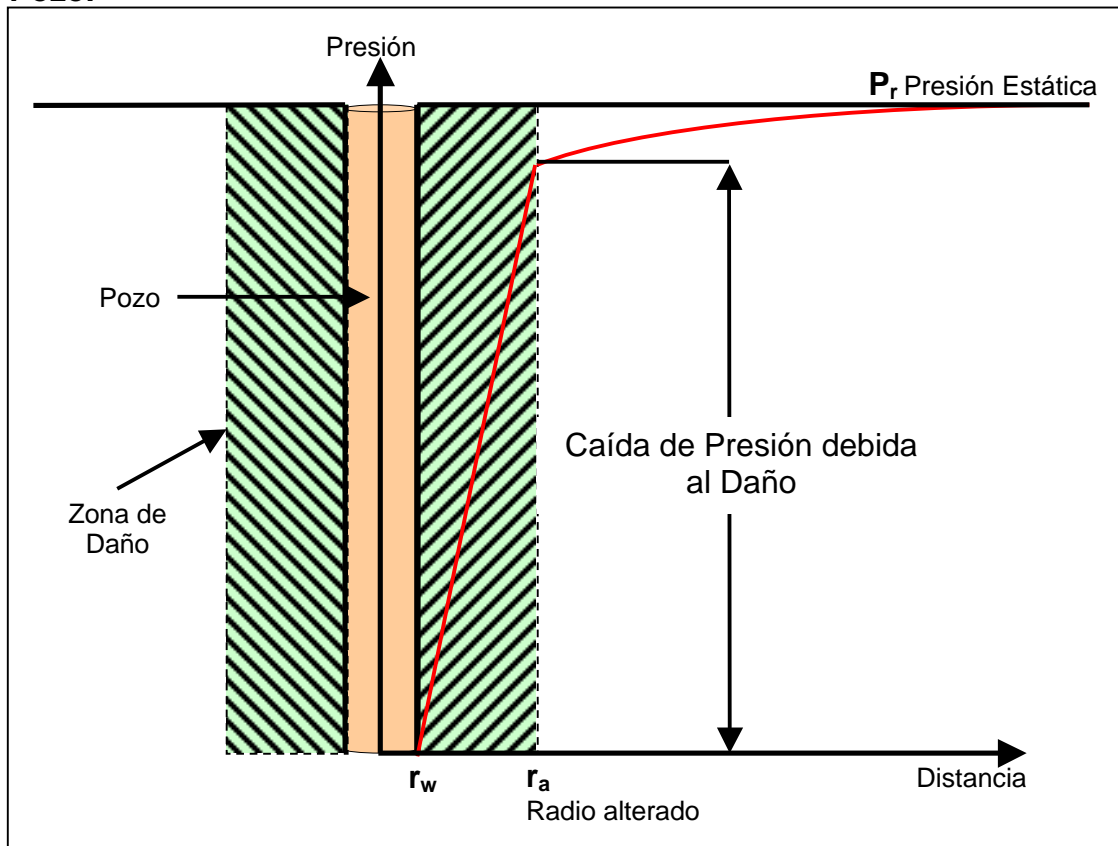
Es bien sabido que las propiedades de la formación en la región cercana a la cara del pozo usualmente se alteran debido a los procedimientos de perforación, completamiento y estimulación realizados durante toda la vida del pozo. La invasión de fluidos de perforación, la presencia de tortas de lodo y de cemento, el taponamiento de las perforaciones, la penetración parcial del pozo y la generación de bancos de bacterias son algunos de los factores que causan el daño a la formación y por lo tanto una caída de presión localizada durante el flujo de fluidos dentro de la formación. Por otro lado, las estimulaciones tales como las acidificaciones y los fracturamientos hidráulicos normalmente mejoran las propiedades de la formación e incrementan la permeabilidad en la región cercana a la cara del pozo lo cual se expresa en un incremento de la productividad o inyectividad del pozo.

### 2.1 FACTOR DE DAÑO – SKIN FACTOR

Uno de los parámetros mas usados a partir de pruebas de presión es el grado de daño en la cara del pozo. Antes de hacer un análisis cuantitativo de las curvas de restablecimiento de presión (**Pressure Build Up** – PBU) el potencial del pozo se determina sobre la rata a la cual produce durante la prueba. En muchos casos la productividad del pozo está limitada por un fuerte daño en la vecindad de la cara del pozo.

El daño es el resultado de un cambio en la permeabilidad de la región vecina a la cara del pozo. Esta zona de permeabilidad alterada causa una resistencia al flujo de fluidos provenientes de la formación y, da como resultado, un incremento en la pérdida de presión así como del flujo de fluidos en la cara de la formación.

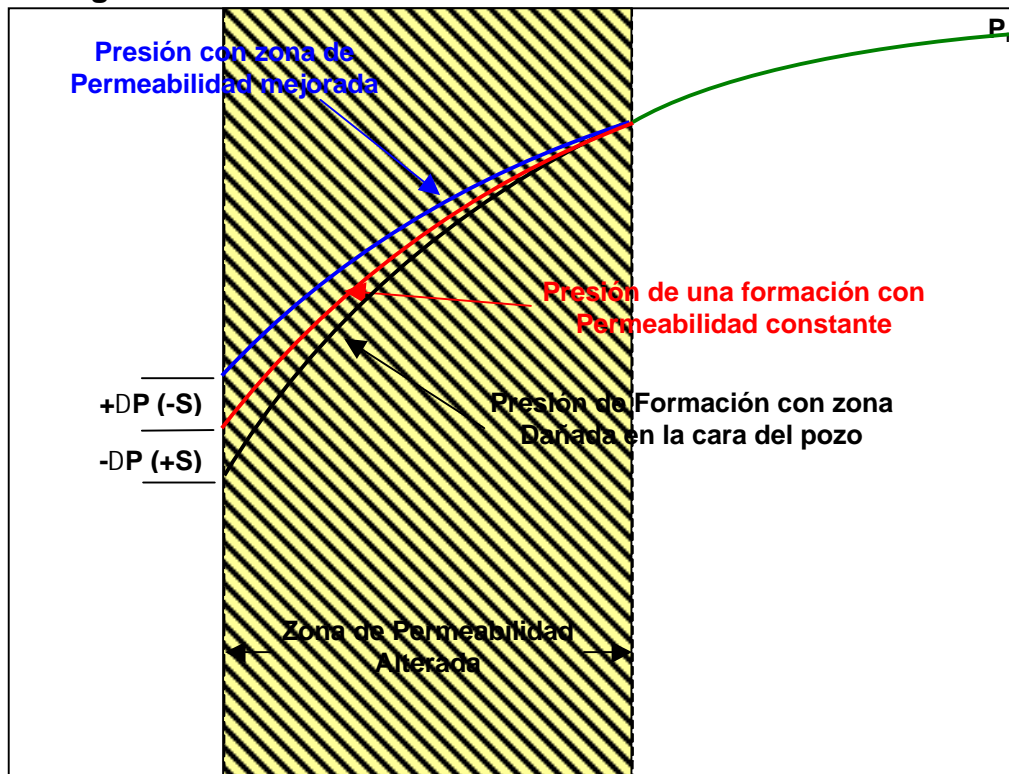
**Figura 5. Representación Esquemática del Efecto de Daño en la cara del Pozo.**



Fuente: **Formation Damage** [Online] IPIMS [tomado el 25 de Abril de 2007] disponible en Internet: <URL:<http://www.ipims.com>>. Modificado por el Autor

El factor de daño es positivo cuando la caída de presión es alta en las vecindades del pozo y cuando la productividad se ve disminuida en comparación con un pozo que no tenga daño; caso contrario resulta en un factor de daño negativo cuando la productividad es mayor en comparación con un pozo que no tenga daño. Se denota con la letra "S" y es una relación del cambio de permeabilidad dentro de la zona afectada. En la figura 6 se puede observar la caída de presión para casos en el que el daño es positivo y negativo.

**Figura 6. Representación Esquemática de los efectos del Daño Positivo y Daño Negativo**



Fuente: **Formation Damage** [Online] IPIMS [tomado el 25 de Abril de 2007] disponible en Internet: <URL:<http://www.ipims.com>>. Modificado por el Autor

## 2.2 PRINCIPALES CAUSAS DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El origen del daño se puede presentar en cualquiera de las etapas de la vida del pozo, gran parte del daño es causado como consecuencia de los trabajos realizados en el pozo y específicamente por los fluidos bombeados que logran invadir la formación.

Existen diversas formas de generación del daño a la formación, en la tabla 1. se destacan los principales:

**Tabla 1. Mecanismos del Daño a la Formación**

<b>Mecanismos de Daño</b>		
<b>Mecánico</b>	Migración de Finos	
	Entrampamiento de fase	Fluidos Base Agua Fluidos Base Aceite
	Cristalización	
	Masificación	
	Cañoneo	
	Invasión de Fluidos	Sólidos de Lodo Sólidos de los fluidos Inyectados
	Daño Geomecánico	
<b>Químico</b>	Interacción – Roca Fluidos	Hinchamiento de Arcillas Defloculación de Arcillas Adsorción
	Precipitación	
	Bloqueo por Emulsión	
<b>Biológico</b>	Las bacterias pueden generar partículas de material que reducen la permeabilidad de la matriz	
<b>Térmico</b>	Transformación de Minerales	
	Disolución	
	Alteración de la Mojabilidad	
	Reducción de la Permeabilidad Absoluta	

Fuente: FONSECA CERQUERA, Adriana Cecilia y MORENO BEJARANO, Paola Maryury

## 2.3 FACTORES DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Dependiendo del tipo de mecanismo de generación existen diversos factores de daño, a continuación los más comunes en los campos operados por BPXC:

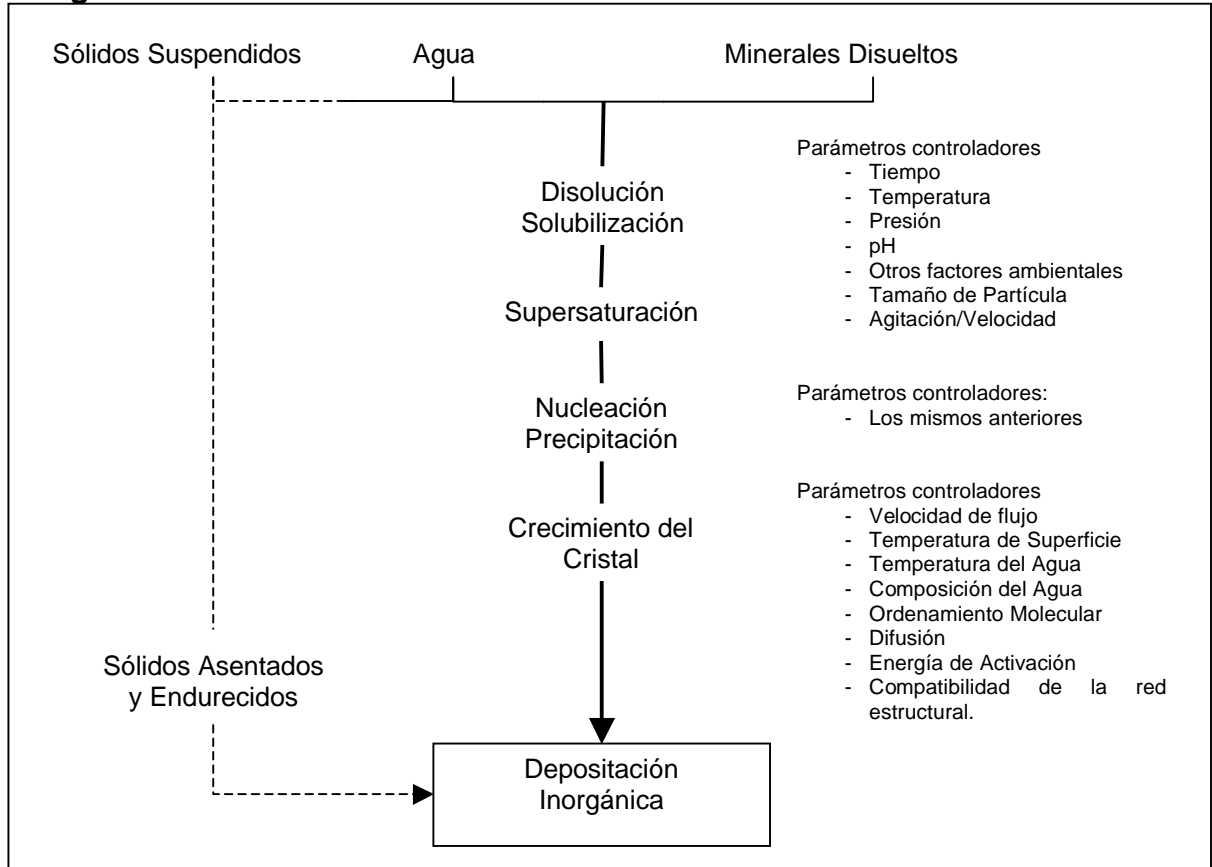
1. Precipitación de compuestos Inorgánicos
2. Precipitación de compuestos Orgánicos
3. Bloqueo por Finos
4. Bloqueo por fluidos
5. Cambios en la Saturación

2.3.1 Daño a la formación por Precipitación de Compuestos Inorgánicos. Las fuentes de depositación inorgánica se originan en el agua, comúnmente es inducida por cambios de temperatura, por mezclas de dos o más aguas incompatibles o por una perturbación en el equilibrio del sistema, el cual causa un exceso en el producto de solubilidad de algún constituyente del sistema y la



posterior precipitación del mismo. En la figura 7 se muestra de forma más detallada los mecanismos de formación de compuestos inorgánicos.

**Figura 7. Esquema general de los mecanismos de formación de compuestos inorgánicos.**



Fuente: BONILLA CAMACHO, Luis Fernando *et al.*

Las depositaciones más comunes en campos petroleros son el carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ), y compuestos de Hierro; en la tabla 2 se muestran otros tipos de depositaciones.

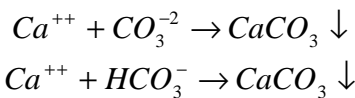
Las mayores reducciones de utilidad cada año por depositaciones inorgánicas son causadas por la pérdida de productividad de petróleo y gas. Las depositaciones causan un gran número de trabajos costosos de workover, fracturamiento y otros trabajos remediales al año en los pozos.

**Tabla 2. Tipos de Deposiciones inorgánicas**

Nombre Químico	Fórmula Química	Nombre Mineral
<b>Deposiciones Solubles en Agua</b>		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
<b>Deposiciones solubles en ácido</b>		
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> O <sub>3</sub>	Hematina
Oxido de hierro	Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub>	Magnetita
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) <sub>2</sub>	Brucita
<b>Deposiciones insolubles en ácido</b>		
Sulfato de calcio	CaSO <sub>4</sub>	Anhidrita
Sulfato de calcio hidratado	CaSO <sub>4</sub> •2H <sub>2</sub> O	Yeso
Sulfato de Bario	BaSO <sub>4</sub>	Barita
Sulfato de Estroncio	SrSO <sub>4</sub>	Celestita
Sulfato de bario – estroncio	BaSr(SO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	-

Fuente: BONILLA CAMACHO, Luis Fernando *et al.*

2.3.1.1 Carbonato de Calcio. Este depósito es el más común en las aguas de los campos petroleros y se forma por la combinación del ion calcio con iones carbonato y bicarbonato.



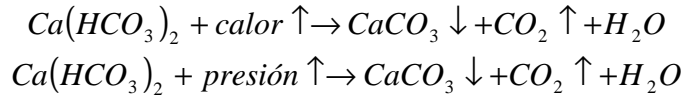
La deposición de carbonato de calcio se presenta preferencialmente cuando:

- Disminuye el contenido de CO<sub>2</sub>
- Aumenta el pH
- Disminuye la presión total
- Aumenta la temperatura
- Disminuye el contenido de sales y sólidos disueltos en el agua (sin incluir los iones calcio)
- Aumenta la turbulencia

La probabilidad de formación de carbonato de calcio es más factible en rangos de pH alcalino.

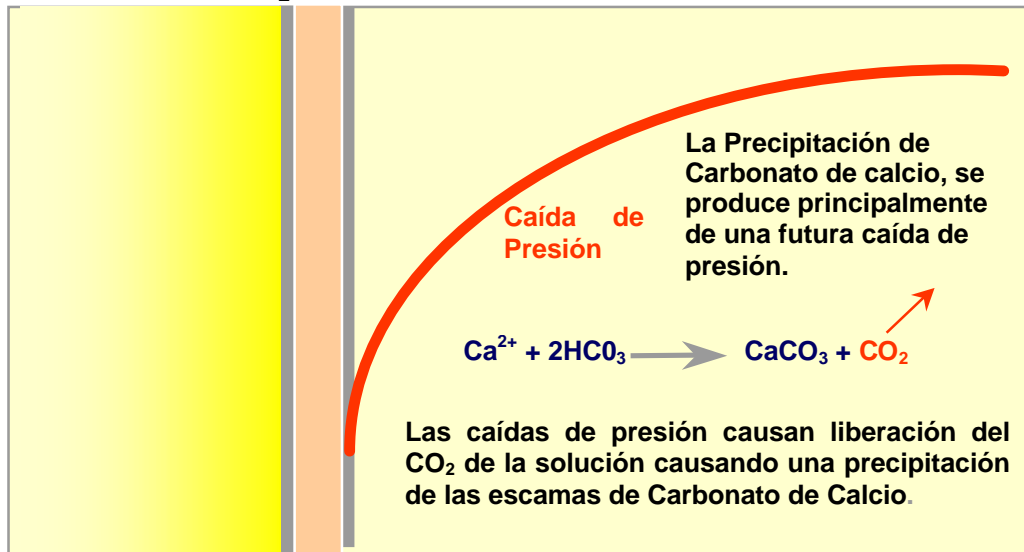
El carbonato de calcio se encuentra en agua producida como bicarbonato de calcio Ca(HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub> el cual es más soluble que el CaCO<sub>3</sub>. La solubilidad del bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) es directamente proporcional a la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto en

el agua; cuando se presenta un incremento en la temperatura y/o caída de presión, el  $\text{CO}_2$  es liberado del agua y provoca que el carbonato se precipite, esto se puede apreciar en las siguientes ecuaciones:



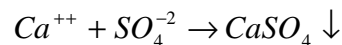
La turbulencia causa precipitación de carbonato de calcio, especialmente en puntos donde existe caída de presión adicional, tales como las perforaciones, choques, bombas de subsuelo, acoples de bombas y varillas, codos, platos desviadores y bombas de superficie.

**Figura 8. Representación Gráfica de la Precipitación de  $\text{CaCO}_3$  por Efectos de la Liberación de  $\text{CO}_2$ .**



Fuente: BOCANEGRA LEMUS, Germán Andrés y CLAVIJO ALVAREZ, Julián Alfonso

2.3.1.2 Sulfato de Calcio. Este tipo de depositación se presenta cuando el ion calcio reacciona con iones sulfato.

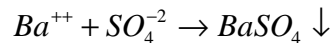


Su mecanismo de formación está precedido en la mayoría de los casos por depositaciones orgánicas, sus cristales son más pequeños que los de carbonato de calcio, por lo tanto son más duros y densos que los de  $\text{CaCO}_3$ .

Con frecuencia las depositaciones de sulfato de calcio en campo petroleros se encuentran en forma de yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), el cual es estable hasta 212°F a presión atmosférica; a temperaturas mayores se forma anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) o sulfato de calcio semihidratado ( $\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$ ).

La depositación de sulfato de calcio aumenta cuando la temperatura es mayor de 96°F y cuando se presentan concentraciones de sales disueltas de 150.000 mg/l. En lugares donde exista turbulencia y/o caída de presiones se puede presentar depositación de sulfato de calcio y la liberación de gases ácidos. En el proceso de formación de depósitos de sulfato de calcio la presión no es tan influyente como la temperatura.

2.3.1.3 Sulfato de Bario. Esta clase de precipitado se presenta cuando se combinan el ion bario con iones sulfato:

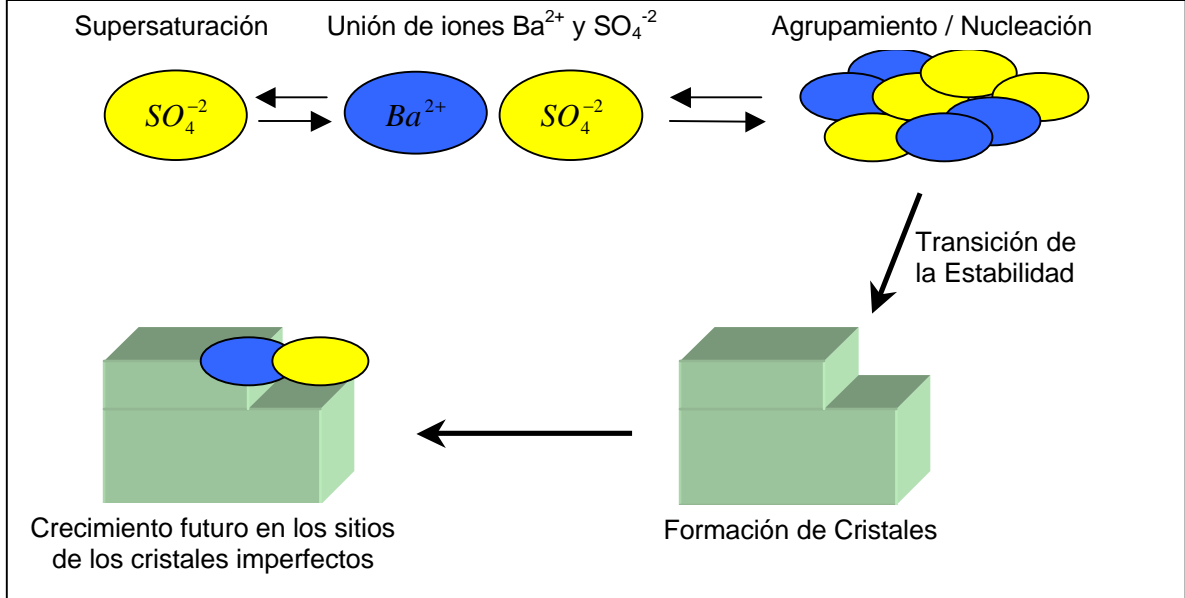


En la figura 9 se muestra el proceso de precipitación del sulfato de bario.

Este compuesto es el menos soluble dentro de los típicos encontrados en la industria petrolera, por lo general se encuentra junto con precipitados de sulfato de estroncio. Tiende a presentarse cuando disminuye la temperatura, disminuye el contenido de sales disueltas y disminuye la presión.

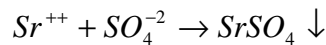
La solubilidad del sulfato de bario es tan baja, que una vez se combinan los iones de sulfato y de bario, la precipitación resulta casi de inmediato. Es muy difícil de remover debido a que no es soluble en ácidos inorgánicos y solventes a no ser que su estructura se encuentre interrumpida por impurezas como el precipitado de carbonato de calcio.

**Figura 9. Formación de Precipitados de Sulfato de Bario**



Fuente: NIETO VELÁSQUEZ, Alex Fabián y ROBAYO OJEDA, Wilson Orlando

2.3.1.4 Sulfato de Estroncio. Esta depositación es más soluble que el sulfato de bario y se forma con la reacción del ion estroncio con iones sulfato:



La posibilidad de formación de depósitos de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y cuando se incrementa el contenido de Cloruro de Sodio (NaCl).

Por lo general el sulfato de estroncio se deposita junto con el sulfato de bario y se presenta en proporciones que van desde 1,25% a 15,9% de sulfato de estroncio, el resto del depósito puede ser de sulfato de bario.

2.3.1.5 Compuestos de Hierro. Los precipitados de hierro más comunes son el carbonato de hierro y el sulfato de hierro, son muy difíciles de remover, normalmente se encuentran en pozos que han mostrado históricamente valores altos de contenidos de hierro y en aquellos donde la corrosión de las estructuras metálicas es fuerte. El sulfato de hierro reacciona de acuerdo a su estructura y existen siete diferentes formas de este compuesto de las cuales dos son solubles en ácido clorhídrico, las demás son poco solubles o insolubles en dicho ácido.

2.3.2 Daño a la formación por Precipitación de Compuestos Orgánicos<sup>6,7</sup>. El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos y por consiguiente es una fuente de materiales taponantes durante la producción. Los precipitados orgánicos son hidrocarburos de alto peso molecular (Parafinas o Asfaltenos) que precipitan cuando hay cambios o disminución en las condiciones termodinámicas (presión y temperatura), cambios en la composición del fluido y por la adición de fluidos externos al yacimiento. Debido a la precipitación de este tipo de compuestos se genera una disminución en la permeabilidad de la formación, ocasionando, por el taponamiento de los canales porales de la roca una disminución en la productividad o inyectividad del pozo. A través de la formación los mecanismos de depositación de compuestos orgánicos son numerosos y complejos; son sensibles a cambios en la presión y temperatura, es por esto que la precipitación de estas sustancias se da principalmente en la región cercana a la cara del pozo zona donde se presenta el mayor cambio en las condiciones de flujo.

Las fracciones de hidrocarburos pesados una vez ya precipitados no son solubles en petróleo, el efecto de la formación de los compuestos orgánicos tiende a incrementarse en el momento que los fluidos de inyección o tratamientos son enviados al pozo, puesto que estos llegan al fondo a temperaturas bajas con relación a la temperatura de la formación, ocasionando un ambiente apropiado para la depositación de estos compuestos.

A continuación se describen los dos tipos de precipitados orgánicos que se generan comúnmente en los campos productores de petróleo:

2.3.2.1 Parafinas. Son cadenas de hidrocarburos alifáticas lineales o ramificadas formadas por hidrocarburos saturados mas sencillas que las asfálticas, compuestas únicamente de carbono e hidrógeno, en la industria del petróleo se consideran parafinas las cadenas de carbono desde el C<sub>18</sub> hasta el C<sub>80</sub><sup>8</sup>. La precipitación de las parafinas se presenta por una caída en la presión o temperatura o por la pérdida de alguna molécula o cadena corta contenida dentro de la estructura de la parafina.

Dentro de las propiedades básicas de las parafinas se encuentran:

- Debido a su naturaleza no inerte, son resistentes a los ataques por bases y ácidos.

---

<sup>6</sup> NIETO VELÁSQUEZ, Alex Fabián y ROBAYO OJEDA, Wilson Orlando. Estudio de Diagnóstico y Tratamiento de Daño en la Formación Barco de los Campos Operados por BP Colombia. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.; p. 43

<sup>7</sup> ROLAND, F. K., An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfiled Operations, SPE 10029 En: JPT Distinguished Authors Series Diciembre Vol. 38; No. 2; 1981.

<sup>8</sup> PINZÓN TORRES, Carmen. Estado del Arte de la Depositación de Asfaltenos y Parafinas; Universidad Surcolombiana; Neiva; 1998; p.2

- Las parafinas normales presentan mayores puntos de fusión que sus equivalentes (en tamaño) en forma ramificada.
- Son solubles en xileno, n – heptano y en hidrocarburos lineales.
- Sus puntos de fusión aumentan a medida que se incrementa la longitud de la cadena parafínica.
- La dureza de los cristales formados se incrementa con el tamaño molecular.
- Se precipitan una vez se rompa el equilibrio de condiciones de presión y temperatura.
- Son muy sensibles a cambios en la temperatura en donde es necesario tener en cuenta el punto de nube.
- Al incrementarse el tamaño molecular, cada grupo adicional CH<sub>2</sub> incrementa proporcionalmente el punto de ebullición y la gravedad específica.

2.3.2.2 Asfaltenos. Son estructuras o moléculas poliaromáticas altamente condensadas que existen en el petróleo en un estado agregado o de suspensión, rodeados y estabilizados por resinas. Son los componentes más polares del petróleo debido a la presencia de átomos como nitrógeno, azufre, oxígeno y metales pesados como hierro, níquel y vanadio; son solubles en solventes aromáticos tales como Tolueno pero insolubles en alcanos normales como el n – heptano<sup>9</sup>.

La posibilidad que exista daño por precipitación de asfaltenos no depende estrictamente de la cantidad en que estos estén presentes en el sistema de hidrocarburos, sino, en la estabilidad que estos muestren ante las condiciones de presión y temperatura del yacimiento y de la composición del crudo. Las condiciones operacionales y termodinámicas que contribuyen a la desestabilización y precipitación de asfaltenos se puede simplificar así:

- Cuando la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de burbuja es alta y la presión tiende a caer hasta o más allá de la presión de burbuja.
- Debido a cambio en las condiciones de presión y temperatura.
- Debido a cambios en la composición de los fluidos de yacimiento durante su vida productiva.
- Debido a efectos electrocinéticas causados por la corriente del flujo de fluidos en el yacimiento, altas velocidades favorecen la desestabilización.
- Durante inyección de gas, ya sea hidrocarburo o CO<sub>2</sub>.
- Durante procesos de acidificación.

---

<sup>9</sup> LEONTARITIS, K. J. The Asphaltene an Wax Deposition Envelopes, En: PRACTICAL ASPHALTENE SOLUTIONS & MANAGEMENT. Memorias Curso de Formación Avanzada. Neiva, 1996.

Los principales problemas causados por la precipitación de asfaltenos a nivel de yacimiento son: alteración en la humectabilidad de la roca, bloqueo por emulsiones estables y reducción de la permeabilidad absoluta del yacimiento por taponamiento.

Cuando se adiciona crudo al sistema, las moléculas semipolares o activas presentes en el crudo, tales como los asfáltenos, una vez desestabilizadas, pueden viajar a través de la capa de agua que separa la roca del crudo y ser adsorbidos por la superficie cargada.

La porción polar de la molécula asfálténica queda apuntando hacia la superficie de la roca mientras la porción no polar apuntando en dirección contraria dejando así a la roca con preferencia a ser humectada por el aceite, esto disminuye la permeabilidad efectiva al aceite y finalmente pérdidas en producción y reservas recuperables.

Las moléculas de asfáltenos también son adsorbidas por la interfase agua – aceite debido a fuertes interacciones intermoleculares, enlaces de hidrógeno, intercambio de electrones e interacciones ácido – base formando así capas rígidas alrededor de las gotas de agua dispersas en el crudo. Esta película de asfáltenos inhibe la movilidad del crudo al estabilizar la emulsión agua en aceite.

Cuando existen gotas de agua dispersas en una fase no humectante de aceite, la permeabilidad efectiva al aceite del medio decrece debido a que, para que el crudo fluya por el medio poroso deberá gastar energía viscosa para lograr deformar las gotas emulsionadas de agua.

La cantidad de energía requerida es directamente proporcional al área superficial de la gota de agua. Si las fuerzas viscosas no son suficientes para vencer las fuerzas capilares que sostienen la gota de agua dentro del cuerpo del poro, los canales de flujo se bloquearán y como resultado el flujo de aceite al pozo se verá también bloqueado.

**2.3.3 Daño a la Formación por Migración de Finos.** La migración de finos es un mecanismo de daño mecánico en el cual partículas finas presentes en el medio poroso pueden desprenderse y migrar generando taponamiento y disminuyendo la permeabilidad; estas partículas son libres para migrar a través de los poros junto con cualquier fluido que fluya en el yacimiento; no todas las partículas que migran son transportadas a través de la formación por los fluidos producidos, por lo que se concentran en las restricciones de poro y causan daño.

El fenómeno anteriormente mencionado puede presentarse a causa de altas tasas de flujo y su impacto en la productividad dependerá de las características de cada yacimiento en particular, haciéndose evidente en la declinación de la producción o



en incrementos de la presión de inyección de los pozos productores o inyectoros de Cusiana y Cupiagua.

En general puede hablarse del problema de finos en formaciones consolidadas, como es el caso de los campos Cusiana y Cupiagua, y en formaciones no consolidadas<sup>10</sup>, ya que los factores que gobiernan el fenómeno de migración son claramente diferenciables en estos dos contextos

Los finos que generan el daño pueden clasificarse de acuerdo a la fuente y según esto pueden ser introducidas externamente, generadas químicamente y mobilizadas in – situ. La profundidad de invasión en la cara de la formación depende de la estructura y tamaño de los poros de la formación, así como de la forma y tamaño de las partículas finas; la profundidad de invasión puede ser significativa en yacimientos fracturados.<sup>11</sup>

Al estudiar el fenómeno de daño de formación por migración de finos se deben tener en cuenta diversas variables de impacto con el fin de abordar el problema desde diferentes perspectivas correlacionadas.

2.3.3.1 Altas ratas de Flujo. Todas las formaciones productoras tienen un grado de finos; sin embargo cada yacimiento tiene una tasa de flujo única que puede causar que los finos fluyan. La viscosidad del aceite y/o la turbulencia del gas combinados con una tasa de flujo contribuyen al arrastre de partículas de finos. En muchos casos la tasa de flujo es el único mecanismo que contribuye a la migración de finos.

Para que los finos migren tienen que estar en redes de poros y estar adheridos a las paredes de los poros; la calinita, ollita y finos de tipo no arcillosos están poco adheridos a las paredes corales, facilitando su desprendimiento y migración dentro de la formación como resultado del efecto del flujo.

---

<sup>10</sup> FONSECA CERQUERA, Adriana Cecilia y MORENO BEJARANO, Paola Maryury. Efecto del Movimiento de Finos en el Daño de Formación en los Pozos Productores de Cusiana y Cupiagua; Bogotá D.C.; p. 70.

<sup>11</sup> LIU, Xinghui y CIVAN, Faruk. Formation Damage by Fines Migration Including Effects of Filter Cake, Pore Compressibility, and Non–Darcy Flow – A Modeling Approach to Scaling From Core to Field; SPE 28980; San Antonio, TX, EUA; p. 2

2.3.3.2 Mojabilidad. El flujo de agua en un yacimiento actúa como desestabilizante y es una excelente fuente de transporte. Cuando el agua es introducida ya sea por la inyección o producción dentro del yacimiento, los finos (especialmente arcillas) tienden a fluir dependiendo de la mojabilidad. Generalmente los finos son tendientes a ser mojados por agua, razón por la cual la presencia de agua conlleva a la migración de finos.

Cuando la formación es humectada por agua, el agua está en contacto con las superficies de los minerales y debido a que las partículas de arcillas son mojables en agua se ven atraídas por aquella que recubre los granos de la roca tal como se demuestra en la figura 10, este proceso se repite varias veces logrando que se acumulen varias partículas de finos hasta tapar los canales de flujo.

2.3.3.3 Morfología de poro y garganta de poro. Los espacios vacíos irregularmente formados en la roca que proporcionan el volumen de almacenamiento controlan la porosidad de la roca; un aumento en la porosidad requiere un aumento en el tamaño o el número de los cuerpos del poro. Las interconexiones entre los cuerpos del poro controlan la permeabilidad de la roca; un aumento en permeabilidad requiere un aumento en el tamaño de las gargantas del poro.<sup>12</sup>

El conocimiento de esta variable es necesario para determinar si las gargantas presentes en las formaciones productoras tienen alguna restricción de flujo por partículas finas.

2.3.3.4 Partículas finas. Son aquellas que se encuentran en la formación; incluyen partículas de arcilla como son la caolinita, illita, clorita y fragmentos de roca las cuales están compuestas principalmente de aluminosilicatos que son minerales migratorios.

2.3.3.5 Relación del tamaño de partícula y un tamaño de garganta de poro. Según la relación entre la distribución de tamaño de partícula y la distribución de tamaños de los poros, puede o no ocurrir agrupación de varias partículas a la entrada de un poro.

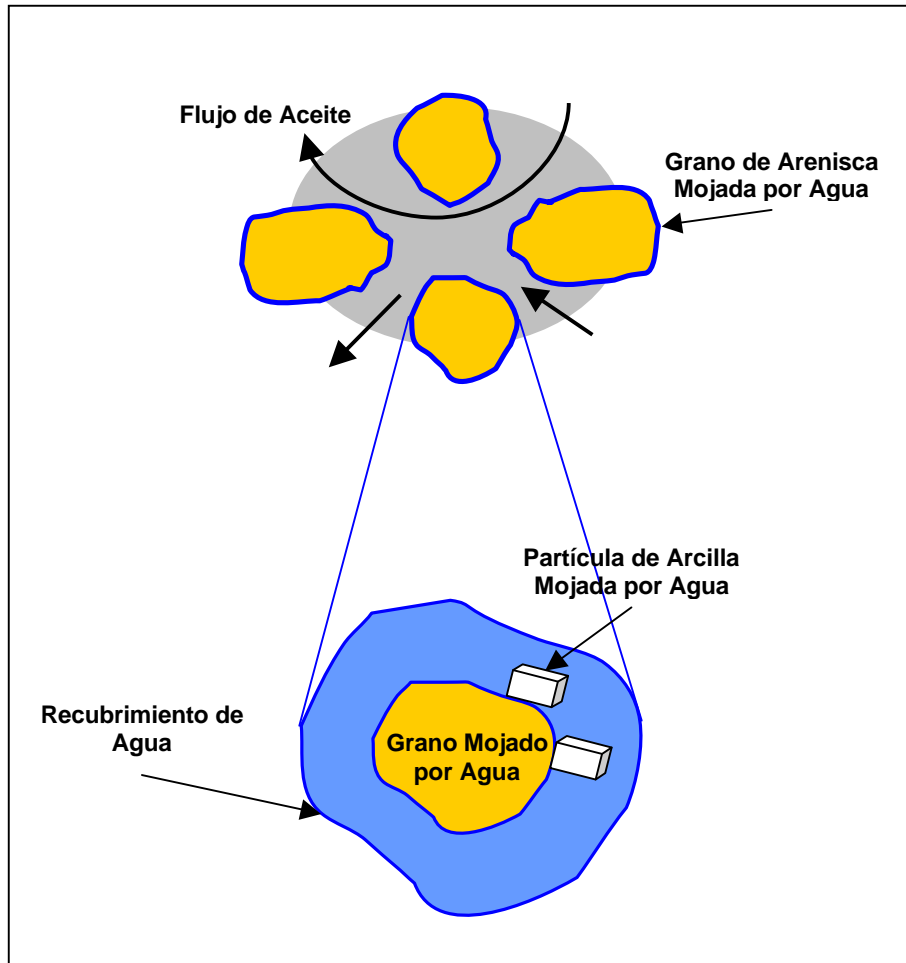
El arrastre o la depositación de una partícula fina en una superficie está gobernada por las fuerzas que actúan entre un grano y una partícula fina dentro de las que se encuentran: las fuerzas electrostáticas, de dispersión, hidrodinámicas, de repulsión y esfuerzos mecánicos.

---

<sup>12</sup> ECOPETROL. Generalized Damage Mechanism

En la literatura existe una regla propuesta por Abrams<sup>13</sup> quien postula que cualquier partícula cuyo tamaño sea un tercio del tamaño de la garganta del poro puede servir de puente externamente, y que las partículas cuyo tamaño esté entre un tercio y un séptimo de la garganta de poro pueden entrar en la red de poros y causar una obstrucción.

**Figura 10. Imagen magnificada de granos de arenisca mojados por agua**



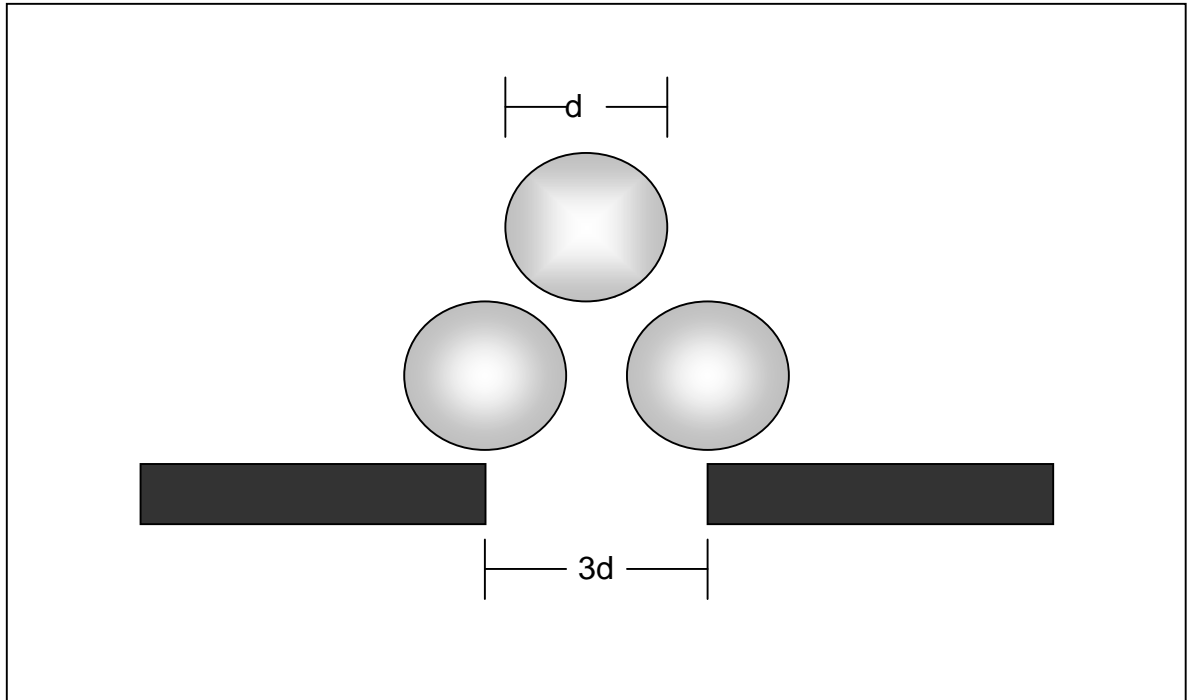
Fuente: HIBBELER, Jeff, GARCIA, Thomas y CHAVEZ, Nelson

Además partículas cuyo tamaño sea inferior a un séptimo de la garganta de poro se depositan uniformemente sobre los cuerpos y gargantas porosas, bien sea por absorción o sedimentación, causando una reducción gradual en el diámetro de las gargantas.

<sup>13</sup> ABRAMS, A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. En: Journal of Petroleum Technology. Mayo de 1977. p. 586 – 592

El medio poroso es análogo a un filtro, por lo tanto los sólidos pueden invadir el medio dependiendo del tamaño de la partícula, la distribución del medio poroso y del gradiente de presión aplicado.

**Figura 11. Relación de un Tercio y Formación de Puenteo en la Garganta de Poro.**



Fuente: HIBBELER, Jeff, GARCÍA, Thomas y CHÁVEZ, Nelson

2.3.3.6 Velocidad Crítica. Las partículas finas migran cuando el fluido al cual están humectadas se mueve a velocidad igual o superior a la velocidad a la cual la fuerza de arrastre hace que los finos comiencen a migrar en la formación.

2.3.4 Daño Inducido a la Formación. El daño inducido es el resultado de operaciones de perforación, completamiento, trabajos de reacondicionamiento, tratamientos de estimulación y operaciones de inyección. Dentro de los principales causales del daño inducido a la formación se tienen:

2.3.4.1 Daño por Filtrado de Lodo de Perforación. El lodo de perforación se convierte en una fuente de daño potencial tan pronto la broca llega a la formación. Cuando se perfora un pozo, la presión hidrostática es mayor que la presión de los poros con el fin de controlar la presión del yacimiento, por lo tanto existe una fuerza motriz que promueve la penetración del lodo hacia la formación.

La pérdida de fluidos hacia la formación ocurre en dos fases, cuando una formación es expuesta por primera vez al lodo y existe una alta tasa de pérdida de fluidos y cuando se ha formado una torta de lodo y hay una tasa de filtración menor.

Se pueden dar dos formas de filtrado de acuerdo al estado del lodo durante la perforación:

- Filtración Estática: No hay circulación de fluido. Los sólidos del lodo se acumulan sobre la roca hasta formar una torta que se compacta con el tiempo y se vuelve menos permeable. La invasión de filtrado es muy pequeña durante este proceso.
- Filtración dinámica: Ocurre cuando el fluido de perforación está siendo circulado a través de la cara de la formación. En este proceso la torta de lodo se erosiona y renueva constantemente, alcanzando una condición dinámica de equilibrio que conduce a una tasa constante de filtración. Entre los factores que influyen esa tasa se encuentran el esfuerzo de corte ejercido sobre la torta, el diferencial de presión entre la cara del pozo y la formación y las distribuciones de partícula en el lodo y de poro en la roca.

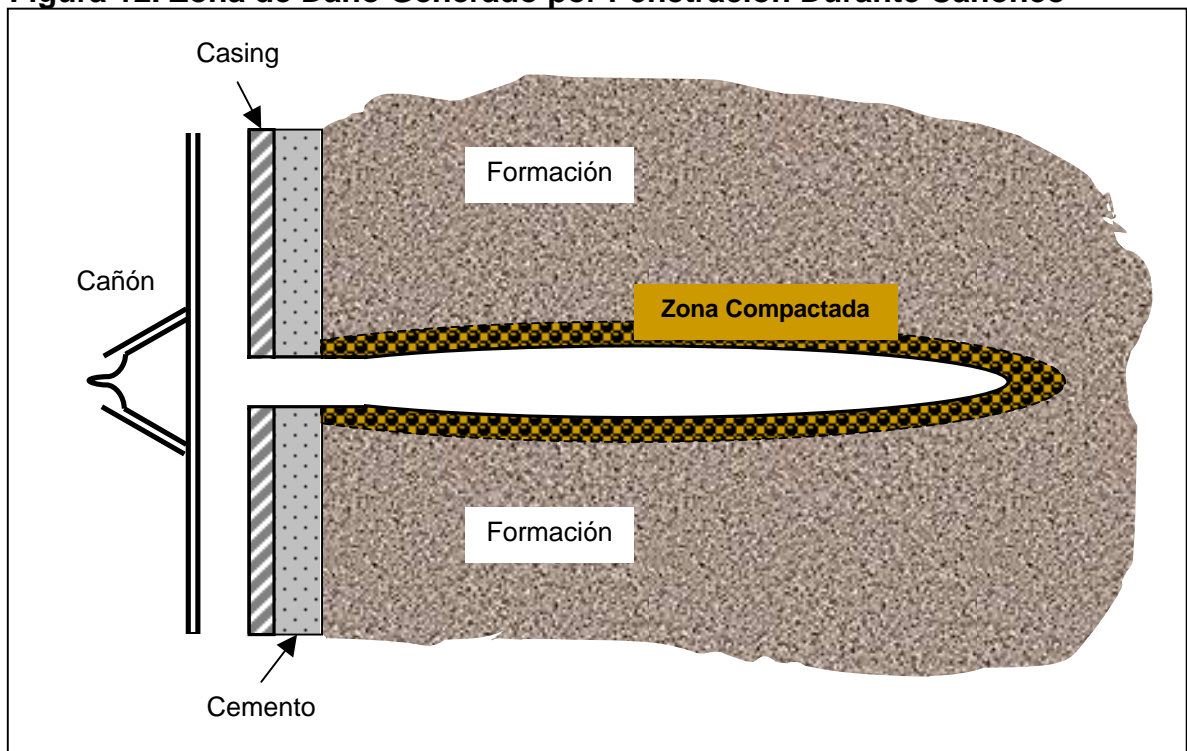
2.3.4.2 Daño por Polímero de Fractura. Este tipo de daño es ocasionado por los polímeros inyectados en la formación, pruebas de laboratorio han demostrado que la formación retiene alrededor del 30% del polímero que se inyecta; razón por la cual el daño generado por este tipo de sustancias se incrementa a medida que el pozo recibe mayores cantidades de polímeros

2.3.4.3 Daño por partículas en Fluidos Invasivos. Muchas veces cuando se inyectan fluidos estos contienen aditivos que en algunos casos pueden actuar como finos dentro de la formación, tal es el caso de ciertos agentes densificantes, viscosificantes y agentes para control de pérdida de circulación, así como fluidos de control de pozos durante intervenciones (workover) como las salmueras.

Este tipo de daño por lo general es a unas pocas pulgadas dentro de la formación (no más de 4 pulgadas, tomando como media 3 pulgadas) pero la reducción de la permeabilidad ocasionada dentro de la zona afectada puede llegar hasta un 90%.

2.3.4.4 Daño por Cañoneo. El cañoneo siempre ocasiona daños adicionales dado que el disparo ocasiona que en la roca se genere un compactamiento en la zona que atraviesa el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y disminuyendo la porosidad local hasta en un 80%. Aunque este daño es inherente al procedimiento, se han desarrollado técnicas de disparo que mitigan en cierto grado este daño, una de estas técnicas consiste en el uso de cargas que generan bajo balance (underbalance) en la zona y ayudan a que el fluido de la formación salga inmediatamente se perfora la formación y evite que se tapone con los residuos generados por el cañoneo.

**Figura 12. Zona de Daño Generado por Penetración Durante Cañoneo**



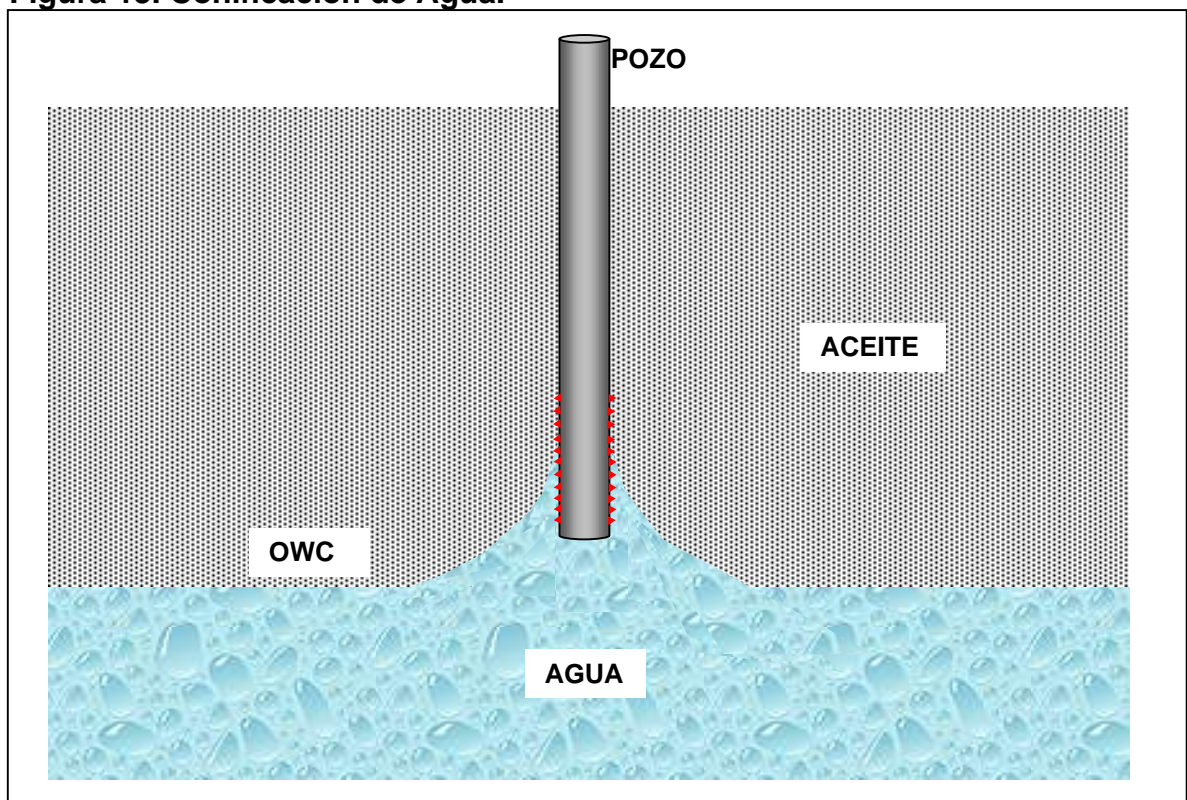
Fuente: Autor

2.3.5 Daño a la formación por Cambios en la Saturación de la roca.

2.3.5.1 Bloqueo por Agua. El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua en la región cercana a la cara de la formación, existen efectos como son, la conificación de agua y la estratificación que contribuyen a este tipo de daño.

- Conificación de Agua<sup>14</sup>. Es una invasión prematura del agua en el pozo. Básicamente, el contacto agua – aceite, que es normalmente horizontal, se distorsiona en la región cercana a la cara del pozo asumiendo una forma similar a un cono. Este tipo de fenómeno se observa usualmente en pozos que están completados en muy cerca del contacto agua – aceite y que son puestos a producir a altas tasas de flujo creando grandes gradientes de presión cerca de la cara del pozo dando como resultado una producción excesiva de agua. El agua invade los perforados inhibiendo el flujo de aceite hacia el pozo.

**Figura 13. Conificación de Agua.**



Fuente: Autor

- Estratificación. Por tendencia natural los fluidos tienden a fluir por donde exista menor resistencia al flujo. En la formación productora estas zonas se presentan por heterogeneidades, por presencia de fracturas o por la condición de alta saturación del fluido móvil, ofreciendo mayor facilidad de flujo a este.

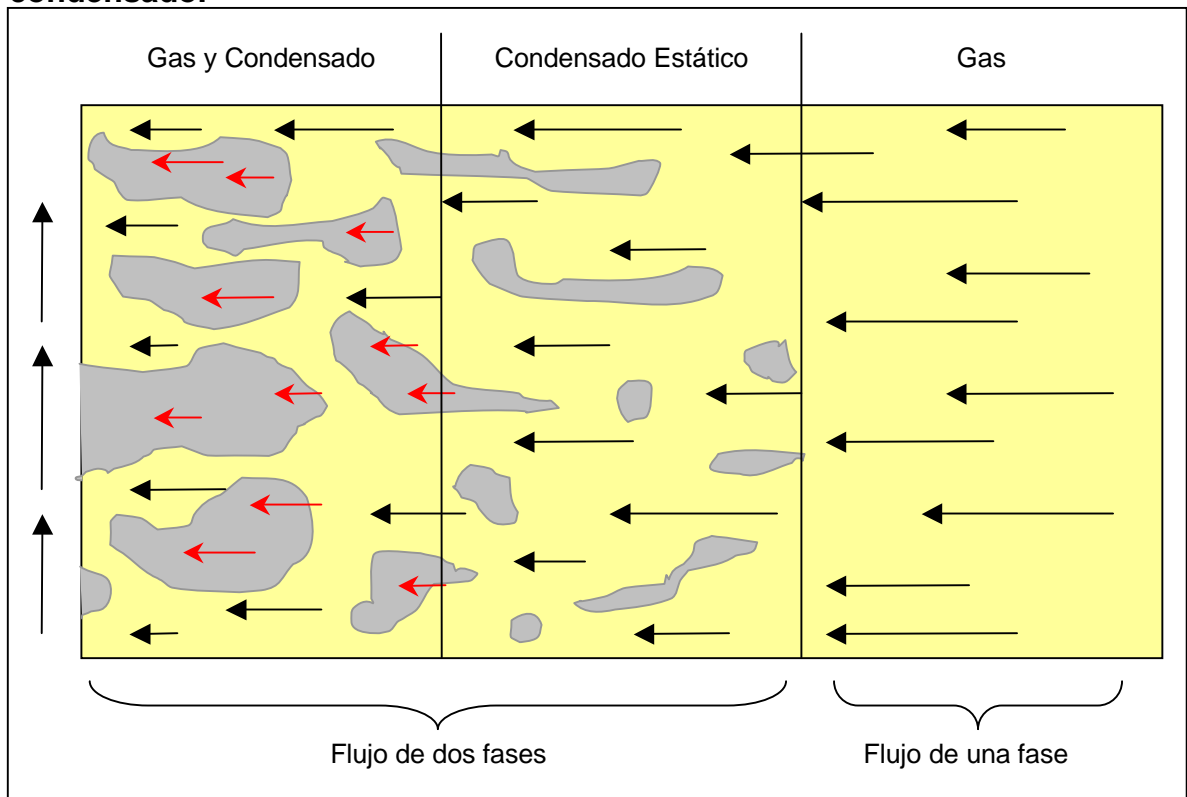
<sup>14</sup> Water Coning Simulators [Online] IPIMS [tomado el 2 de Mayo de 2007] disponible en Internet: <URL:<http://www.ipims.com>>.

2.3.5.2 Bloqueo por condensados. En los yacimientos de gas condensado, cuando la presión de los fluidos del yacimiento disminuye por debajo del punto de rocío, se forma una fase de hidrocarburo líquido. Esta formación de condensado retrógrado resulta en la aparición de una fase líquida, la cual es mayor alrededor de la cara del pozo, generando una disminución en la permeabilidad efectiva al gas dentro de la región cercana a la cara del pozo y por consiguiente una reducción en la productividad.

Los yacimientos de gas condensado pueden dividirse en tres zonas:

- Zona 1. Cerca de la cara del pozo, la presión está por debajo del punto de rocío, hay grandes bancos de condensado que impiden el flujo de gas.
- Zona 2. La presión esta justo por debajo del punto de rocío, la tensión interfacial gas/crudo es baja.
- Zona 3. Presión por encima del punto de rocío y no hay formación de condensado de gas.

**Figura 14. Flujo de gas y formación de líquido en yacimientos de gas condensado.**



Fuente: ALZATE, G. A. *et al.*,



### 3. ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA

Con el fin de hallar una alternativa viable, basada en las características de las formaciones productoras, el análisis de costo-beneficio y el impacto ambiental en que se incurre en la aplicación de trabajos de estimulación de pozos productores e inyectores, en los últimos años se han desarrollado una serie de estudios y experiencias aplicadas a la estimulación ultrasónica en diferentes partes del mundo.

Gracias a estos estudios realizados se ha encontrado que el ultrasonido provee un mecanismo eficiente para remover las barreras de flujo en las cercanías de los pozos productores de hidrocarburos o inyectores, así como para mejorar las condiciones de flujo y por ende, la capacidad productiva de un pozo.

#### 3.1 RESEÑA HISTÓRICA<sup>15</sup>

Este tipo de estimulación atrajo la atención por primera vez a los investigadores de los Estados Unidos (EE.UU.) y de la antigua Unión Soviética (URSS) a finales de los 1950's pero los picos de las investigaciones se incrementaron a inicios de los 1970's por los EE.UU. y continuaron desarrollándose durante la década de 1970 y 1980 por la URSS principalmente en el Instituto de Física y de la Tierra de la Academia de Ciencias de la URSS, el Instituto Krylov de Petróleo y Gas y el Instituto de Geofísica Nuclear y Geoquímica, todos en Moscú.

El interés por las ondas elásticas en la producción de petróleo y gas llamó la atención por primera vez luego de correlacionar los efectos en pozos que recibieron excitación sísmica producida por terremotos. Steinbrugge y Moran (1954) describen la variación en la producción en el condado Kern después del terremoto del sur de California en Julio 21 de 1952. Varios de los pozos mostraron incrementos en la presión del casing por encima de lo normal en los primeros días después del terremoto, algunos pozos no mostraron ningún cambio, por lo que se indica la naturaleza compleja del efecto. En un estudio de efectos hidrogeológicos causado por el terremoto de Alaska en el año 1964 se observó que alrededor del mundo se reportaron cambios en los niveles de fluidos en los pozos en Canadá, Inglaterra, Dinamarca, Bélgica, Egipto, Israel, Libia, Islas filipinas, sur-este de África y norte de Australia luego que las ondas pasaran; Boris (1968) reportó un cambio de 7 metros en Dakota del sur, un cambio de 1 metro en Puerto Rico. En

---

<sup>15</sup> BERESNEV, I. A. y JHONSON, P. A. "Elastic Wave Stimulation of Oil Production: A Review of Methods and results". En Geophysics, No 6, p 1002 – 1003, Junio 1994.

la tabla 3 se muestra un resumen de casos de terremotos y la influencia en la producción de petróleo.

**Tabla 3. Resumen de estudios de caso de la influencia de terremotos en la producción de petróleo**

Referencia	Localización del Campo	Magnitud Terremoto	Intensidad Sísmica (Esc de 12 puntos)	Distancia Epicentro (Km)	Efecto Observado	Duración Efecto
Steinbrugge y Moran (1954)	Condado Kern, California	7,6	8 – 11	80	Incrementos y Disminución de Producción, Incremento en presión del Casing.	
Smirnova (1968)	Campo Cudermes, Noreste Caucásico	3,5 y 4,5	5 – 7	10 – 15	Incremento en Producción, grandes efectos cerca de las fallas.	Menos de un mes
		4,5 y 4,2	5	10 – 15	Incremento en Producción.	
Voytov (1972)	Diferentes campos en Daghestan y Norte Caucásico	6,5	4 – 7	50 – 300	Cambios en Producción, re-inicio de producción en pozos abandonados.	Varios Meses a Tres años
Osika (1981)	Anapa, Norte Caucásico	5,5	3 – 5	100	Incremento de Producción en algunos pozos.	
Simkin y Lopukhov (1989)	Campo Starogrozenskoye, Norte Caucásico	4,8	6	30	Incremento de 45% en la producción.	

Fuente: BERESNEV, I. A. y JHONSON, P. A.

### 3.2 CONCEPTOS TEÓRICOS DE LA ESTIMULACIÓN CON ULTRASONIDO

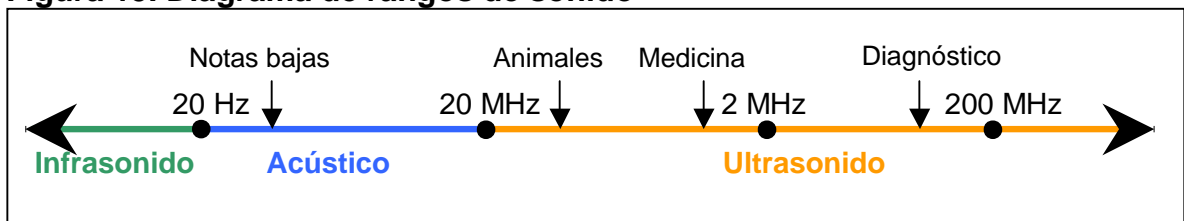
3.2.1 Ultrasonido. Variedad de sonido que consiste en ondas (vibraciones físicas o partículas de materia) cuyo rango está por encima del rango auditivo del ser humano, aproximadamente 20.000Hz<sup>16,17</sup>. En la figura 15 se representa el rango

<sup>16</sup> DUHON, R. D. An Investigation of the effect of ultrasonic energy on the flow of fluids in porous media". Norman, Oklahoma, 1964. Disertación de Tesis de Doctorado. Universidad de Oklahoma. p. 1

de las frecuencias de sonido y algunas de sus aplicaciones en campos diferentes a la industria del petróleo.

Cuando la onda ultrasónica se propaga en un medio, se produce una serie de efectos mecánicos, térmicos y químicos; el efecto mecánico se ve acompañado por la agitación, dispersión, desgasificación, rotura por fatiga entre otros; el efecto térmico se da por absorción de energía sónica por el medio que conduce la onda y el efecto químico conlleva a la oxidación, desoxigenación, polimerización y despolimerización de macromoléculas.

**Figura 15. Diagrama de rangos de sonido**



Fuente: Ultrasonido [Online] Wikipedia [tomado el 3 de Febrero de 2007] disponible en Internet: <URL: <http://en.wikipedia.org/wiki/Ultrasound>>

3.2.2 Cavitación Acústica. El ultrasonido a baja intensidad o a altas frecuencias es frecuentemente usado para diferentes estudios, como lo son pruebas no destructivas y estudios de imagen. Altas concentraciones de ultrasonido son usadas para el procesamiento de líquidos como mezclar, emulsionar, dispersar y fragmentar.

Cuando se expone un líquido al ultrasonido, a alta intensidad, las ondas de sonido se propagan en el medio líquido dando como resultado ciclos alternos de alta presión (compresión) y baja presión (rarefacción) con porcentajes que dependen de la frecuencia. Durante los ciclos de baja presión, las ondas ultrasónicas de alta intensidad crean pequeñas burbujas y el líquido empieza a burbujear. Cuando las burbujas alcanzan un alto volumen en el líquido, la energía no es absorbida, estas burbujas se colapsan violentamente durante ciclos de alta presión, este proceso es denominado cavitación.

La cavitación es la formación y colapso de las burbujas en un líquido. El Colapso cavitacional produce calentamiento intenso, aumento de presión y altos porcentajes de calentamiento y enfriamiento, y oleadas de propulsión líquida.

<sup>17</sup> Ultrasonido [Online] Wikipedia [tomado el 3 de Febrero de 2007] disponible en Internet: <URL: <http://es.wikipedia.org/wiki/Ultrasonido>>

La cavitación puede ser producida de diferentes formas por ejemplo por boquillas de alta presión mezcladores o rotores estáticos o por procesadores ultrasónicos. En todos los casos, los sistemas introducen energía la cual es transformada en fricción, turbulencia, ondas y cavitación. La fracción de energía introducida que es transformada en cavitación depende de muchos factores que reflejan el movimiento de cavitación del equipo generador de ultrasonido en el líquido. La intensidad de la aceleración es uno de los factores que influyen en la eficiencia en la transformación de energía en cavitación, alta aceleración genera altas diferencias de presión, esto a su vez crea altas posibilidades de formación de burbujas de vacío en lugar de crear ondas de propagación a través del líquido, de esta forma a mayor aceleración es mayor el fragmento de energía que se transforma en cavitación.

Cuando las burbujas se comprimen las burbujas hacen implosión, durante este colapso se generan presiones que pueden alcanzar miles de psi; cientos de estas burbujas se forman en un volumen reducido de líquido<sup>18</sup>.

En el caso de transductores ultrasónicos la amplitud de oscilación describe la intensidad de la aceleración. Amplitudes altas producen una más efectiva cavitación. En adición a la intensidad, los líquidos deben ser acelerados en una sola vía para crear mínimas pérdidas en términos de turbulencia, fricción o generación de ondas. Para esto la mejor opción es un movimiento en dirección unilateral.

La cavitación acústica puede ser de dos tipos:

3.2.2.1 Cavitación acústica inercial o **transient**. Es aquella que existe por unos pocos ciclos y son seguidas de un colapso rápido y violento que produce altos incrementos locales de temperatura y presión, los rangos de frecuencia de formación de este tipo de cavitación varían entre 20 y 350 KHz.

3.2.2.2 Cavitación estable. Generada por frecuencias que van desde 700 a 1.000 KHz. Las cavidades generadas tienen menos tiempo de crecimiento por lo que los efectos durante su colapso son de menor intensidad que los generados por la cavitación inercial. Este tipo de cavitación es aconsejable para limpieza de superficies sensibles.

3.2.3 Resonancia. La resonancia se produce cuando dos o más cuerpos pasan a oscilar a la vez bajo la acción de fuerzas externas relativamente débiles, las cuales

---

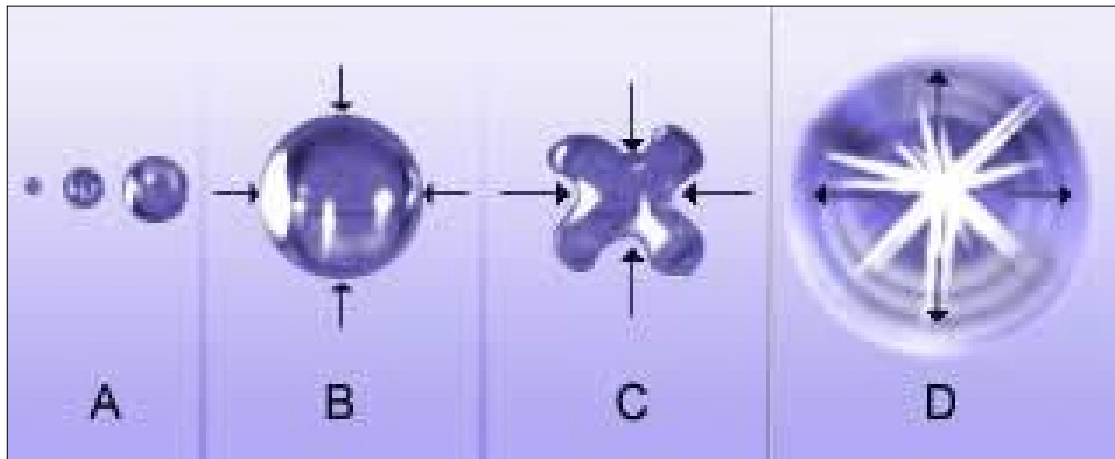
<sup>18</sup> DUHON, R. D. y CAMPBELL, J. M. The Effect of Ultrasonic Energy in the flow of Porous Media. Paper SPE 1316 presentado en la the Second Annual Easter Regional Meeting realizada en Charleston, West Va, 4 – 5 Noviembre 1965.

actúan de modo periódico sobre los cuerpos oscilantes con un periodo de oscilación que coincide aproximadamente con la frecuencia natural de los mismos. En este estado de resonancia los cuerpos acumulan una energía tal que en determinadas condiciones, incluso puede llegar a tener efectos destructivos y de erosión.

3.2.4 Propagación de la onda. Cuando las ondas ultrasónicas de alta amplitud se propagan en el medio, se forman ondas periódicas de choque, las cuales pueden causar un gran gradiente de presión en el lugar de la cara de la onda generando efectos de incremento de temperatura y presión.

3.2.5 Implosión. Es el instante en el cual la velocidad de la pared de la burbuja alcanza la velocidad del sonido en el líquido y forma así una discontinuidad.

**Figura 16. Fenómeno de Cavitación e Implosión**



Fuente: UCOIL S.A.

En la figura 16 se puede apreciar los estados del fenómeno de cavitación e implosión dentro del fluido:

- A) Inicia el crecimiento de pequeñas burbujas o cavidades dentro del líquido como respuesta a la caída de presión por debajo del punto de burbuja.
- B) La burbuja crece hasta que la fuerza ejercida por el líquido se iguala a la fuerza ejercida por la tensión interfacial de la burbuja.
- C) Cuando la presión de fluido sobrepasa la fuerza ejercida por la tensión interfacial, la burbuja colapsa rápidamente y,

- D) Se genera una liberación violenta de energía en forma de presión e incremento de temperatura.

### **3.3 EFECTOS DEL ULTRASONIDO**

El ultrasonido es usado en un amplio rango de reacciones físicas y químicas. La homogenización, la emulsificación y la dispersión son algunos ejemplos de procesos físicos. En su mayoría, las aplicaciones del ultrasonido de alta intensidad son basadas en efectos de cavitación, es así como los efectos físicos de la cavitación han comenzado a usarse en la generación de micropartículas. Así, las partículas son reducidas de tamaño por fuerzas de cavitación.

El proceso de ultrasonido en un líquido, es descrito por un número de parámetros, siendo los más importantes la amplitud, la presión, la temperatura, la viscosidad, y la concentración. El resultado del proceso depende del tamaño de las partículas para lograr una configuración de parámetros en función de una energía por espesor procesado. La función cambia solamente con cambiar los parámetros individuales. Además, la salida actual de energía por área de superficie de la sonda de una unidad ultrasónica depende de los parámetros, ya que a medida que éstos cambian y sus características se tornan diferentes, se deben cambiar las condiciones de aplicabilidad del ultrasonido. Las ondas de ultrasonido se han utilizado en la industria para eliminar contaminantes como la suciedad en el aceite y las grasas en los líquidos. Una aplicación es la de mitigar el daño generado por precipitación mineral, formación de compuestos orgánicos y migración de finos dentro de la formación.

La amplitud de oscilación se describe por la superficie en la que viaja la onda en razón del tiempo. La mayor amplitud es el porcentaje de ella con la cual se logra aumentar la presión en cada punto de la formación y del líquido por donde viaja la onda. En adición a esto, el volumen desplazado de cada golpe se incrementa resultando en un mayor volumen cavitado. Cuando se aplican amplitudes de onda más altas, con una alta frecuencia, se observa una alta destructividad de partículas sólidas que se encuentren obstruyendo el camino del líquido que se produce.

**3.3.1 Presión Generada por el Ultrasonido.** Las presiones elevadas permiten la cavitación a temperaturas por encima del punto de ebullición, incrementando a su vez la implosión que está relacionada con la diferencia de la presión estática y la presión de vapor en el interior de la burbuja y es la encargada de generar el efecto de limpieza en la formación.

3.3.2 Efectos Mecánicos del Ultrasonido. Cuando la onda ultrasónica se propaga en un medio elástico, su amplitud, velocidad y aceleración cambiarán significativamente, lo que conduce a que cada camino llegue a ser flexible, tendrá un límite de fricción, un rompimiento por minuto, un flujo de sonido, la decoagulación y el efecto térmico<sup>19</sup>.

Las siguientes son las características que presenta el efecto mecánico de Ultrasonido:

- La vibración de las ondas que actúan en la formación puede conducir simultáneamente a la vibración de la formación y del líquido. Sin embargo, la diferencia en carácter físico y la densidad del aceite, del agua y de la roca hace que el aceite, agua y roca produzcan respectivamente las diversas velocidades, aceleraciones y vibraciones, que pueden conducir al movimiento relativo de la interfase de dos clases de sustancias. Cuando los movimientos relativos logran cierta intención, la tendencia a escurrirse sucede de modo que la fuerza de la afinidad del aceite y de la roca llegue a ser débil. Por otra parte, el líquido emulsionado del aceite contenido en el agua o el agua contenida en el aceite, se forma en la superficie del aceite y del agua con la vibración de alta frecuencia. El tubo capilar se alterará con el cambio de la vibración de la onda. Cuando el tubo capilar se amplía, la tensión de superficie disminuye, lo cual acelera la velocidad fluyente de líquidos en la formación.
- El efecto vibrante de la onda, a lo largo de la dirección de la vibración ultrasónica, induce el cambio de la tensión de corte periódicamente. La viscosidad disminuirá con aumento en la tensión de corte. La intensidad y la amplitud de la vibración afecta fuertemente el proceso de estimulación. A mayor intensidad y mayor amplitud, mayor reducción de la viscosidad del líquido y más lenta recuperación de la viscosidad del líquido después de la vibración.
- La corriente acústica se forma bajo diferencia de la presión en la dirección radial. La corriente acústica puede conducir a una vibración violenta, de modo que la viscosidad del líquido reduzca el efecto de la corriente acústica, es decir, la energía absorbida por el medio aumenta con la disminución de la viscosidad del líquido y viceversa, lo que induce a cambios de la onda ultrasónica.
- Durante la vibración mecánica la fricción genera calor, que es una de las fuentes del efecto térmico de la onda ultrasónica. La diferencia entre la

---

<sup>19</sup> GUO, X. High Frequency Vibration Recovery Enhancement Technology in the Heavy Oil Fields of China. SPE 86956 presentado en la SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting realizado en Bakersfield, CA, EUA, 16 – 18 Marzo 2004

velocidad de la vibración de los líquidos y sólidos resulta en energía de la transferencia de la onda ultrasónica a la energía térmica en el plano entre los fluidos y los sólidos. Este efecto ocurre no solamente en la interfase líquido-sólido, sino también en la interfase de partículas líquidas y sólidas que se encuentran suspendidas. La fricción ocurre en una región limitada, que induce a un calentamiento local. Este efecto conduce a la reducción de la viscosidad del fluido y al realce en la capacidad del flujo del líquido.

3.3.3 Cavitación producida por el ultrasonido. De los varios efectos de la energía ultrasónica, uno de los más excepcionales es el de la cavitación. En circunstancias normales, un líquido contendrá muchos núcleos minuciosos que contengan el gas y/o el vapor sin disolver. Si la presión líquida local baja a la presión del vapor, estos núcleos crecerán de tamaño para convertirse en cavidades claramente visibles. La presión interna de estas cavidades se igualará a la presión del vapor del líquido debido a la evaporación de algo del líquido en él. Si después de que se haya formado una cavidad, la presión del líquido aumenta a un valor mayor que la presión del vapor, la cavidad se fuerza para derrumbarse. Aunque el tamaño máximo típico de una cavidad en agua es solamente de un centímetro, la cavidad puede derrumbarse con gran violencia y generar alta presión.

Obviamente, tal derrumbamiento puede causar enormes efectos mecánicos, altas energías cinéticas que son concentradas en puntos muy pequeños. En algunos líquidos, cuando se derrumban cada una de las burbujas de las cavidades, se genera una onda expansiva la cual puede llevar a un valor muy alto de presión. Estas ondas de presión se propagan hacia afuera en la forma de una onda expansiva y pueden resultar serios daños a las superficies sólidas próximas, con los fragmentos pequeños han demostrado que las cavidades tienden a aparecer en el interfaz de dos líquidos. La evidencia más directa es que la formación del gas está vista para ser la más pronunciada en la interfase.

3.3.4 Temperatura generada por el ultrasonido. La acción térmica de la vibración ultrasónica es una clase de efecto integrado. En primer lugar, la onda acústica se absorbe en el medio, lo cual hace el cambio de la energía acústica a energía térmica. En segundo lugar, la fricción conduce a aumentar la temperatura líquida en la interfase del medio en el que se propaga la onda. En tercer lugar, la cavitación suelta mucha energía térmica en el momento de la implosión de la burbuja creada por el efecto de cavitación. Generalmente, la frecuencia más alta es el efecto más fuerte de la absorción y la mayor fricción. La máxima intensidad de la onda ultrasónica puede conducir a una cavitación violenta y a un efecto térmico<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> Ibid., pág 5.



3.3.5 Coagulación. Las partículas muy pequeñas como polvo y niebla se aglomeran cuando las mezclas se sujetan a fuertes ondas acústicas. Las intensas ondas acústicas se han utilizado para coagular y para precipitar partículas que se encuentran en la formación.

3.3.6 Resonancia. Este efecto se da como consecuencia de la aplicación de ultrasonido y hace que los compuestos orgánicos e inorgánicos entren en estado de frecuencia de resonancia, logrando de esta forma que se destruyan los materiales que se perturban por acción de la onda ultrasónica y por la onda de choque generada por la cavitación.

#### **3.4 TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA REALIZADOS EN EL MUNDO**

El resultado de varios años de investigaciones demostró que el ultrasonido es una alternativa viable de remoción del daño en pozos, reestablecer la permeabilidad de la zona cercana a la cara de la formación y lograr un incremento en la productividad o inyectividad de fluidos en pozos de campos petroleros. A continuación se condensa información de resultados logrados en pozos donde se ha aplicado la estimulación con ultrasonido.

Como se puede observar en la tabla 4, en todos los casos se ha obtenido un beneficio en producción después de haber estimulado el pozo con tecnología de ultrasonido; se destacan trabajos de hasta incrementos mayores al 100% como lo son los casos de los pozos colombianos Tello 26 y Llanito 75 con incrementos de 150% y 861% respectivamente. Esto indica que la tecnología de estimulación con ultrasonido es una alternativa viable para intervenir pozos que presenten daño en la región cercana a la cara de la formación y poder mitigar el efecto de caída de producción.

**Tabla 4. Resultados obtenidos en campos donde se aplicó la estimulación con ultrasonido.**

Campo	Pozo	Fecha	Producción antes de Estimular	Producción después de Estimular	Incremento de Producción	
					BOPD	%
Ukrgasvidubvannia	81	Jul – 1999	50	96	46	92
Ukrgasvidubvannia	102	Jul – 1999	28	46	18	64
Ukrgasvidubvannia	104	Ago – 1999	6,25	29	22,75	364
Tatarstan	4546	Ago – 1999	15,6	32,8	17,2	110
Tatarstan	40030	Sep – 1999	7	38,2	31,2	446
Tatarstan	12243	Sep – 1999	54,5	104,1	49,6	91
Suedia	238	Oct – 1999	133	187,2	54,2	41
Suedia	395	Nov – 1999	78	156	78	100
Suedia	696	Nov – 1999	39	50	11	28
Nighne	2637	Jul – 1999	29	57	28	97
Fiodorovsky	1642	Ago – 1999	17	40	23	135
Fiodorovsky	1684	Ago – 1999	18	38	20	111
Fiodorovsky	1063	Ago – 1999	59	100	41	69
Kremenovs	13	Jul – 2000	22	27	5	23
Laventsov	23	Nov – 2001	293	351	58	20
Tatnipineft	1029	Mar – 2002	745	1115	370	50
Grakoski – s	60	May – 2002	1363	1478	115	8
Tello*	26	Dic – 2003	14	35	21	150
Tello*	18A	Dic – 2003	203	208	5	2,5

La Cira*	837	May – 2003	37	40	3	8
Llanito*	75	May – 2003	13	125	112	861
Pauta*	1	Dic – 2006	40	70	30	75

Fuente: UCOIL S.A. Corporative Presentation

\*Campos colombianos que han recibido estimulación ultrasónica.

### 3.4.1 Ventajas de la Estimulación Ultrasónica.

**Tabla 5. Comparación de Estimulación con Ultrasonido con una Estimulación Convencional**

<b>Trabajo de Estimulación con Ultrasonido</b>	<b>Trabajo de Estimulación Convencional</b>
<b>Seguridad</b> Riesgo Moderado	<b>Seguridad</b> Riesgo alto
<b>Ambiental</b> Tecnología Ambientalmente Segura y compatible con el medio	<b>Ambiental</b> Impacto al medio ambiente, riesgo de derrames de ácido, explosiones, quemas.
<b>Producción del pozo</b> Continua, la sonda se puede correr dentro del tubing de producción	<b>Producción del pozo</b> Se detiene
<b>Equipos</b> Unidad de E – Line, Equipo de Ultrasonido (Fácil movilización, Dimensiones de equipo pequeñas)	<b>Equipos</b> Coiled Tubing, Unidad de Bombeo, Frac Tanks (Movilización compleja, dimensiones grandes)
<b>Logística</b> Simple, Pocos equipos y poco personal	<b>Logística</b> Mayor Logística (mayores costos de operación), mayor personal
<b>Tiempo de Operación</b> No mas de 4 días dependiendo del intervalo a estimular	<b>Tiempo de Operación</b> 8 días o más
<b>Daños en el pozo</b> Estimulación y limpieza selectiva, No hay daño colateral que afecte la integridad del pozo.	<b>Daños en el pozo</b> Afectada por formaciones ladronas, probabilidad de daño por corrosión a la tubería.
<b>Costos de Operación</b> Bajos costos de operación, no mayor a US\$100.000 por pozo	<b>Costos de Operación</b> Altos, entre US\$300.000 y US\$500.000

Fuente: UCOIL S.A. Presentación PCUS.

## 3.5 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS UTILIZADOS EN UN TRABAJO DE ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA.

3.5.1 Tecnología Estimulación Ultrasónica. La figura 17, muestra los equipos que componen la tecnología de estimulación ultrasónica, la cual está conformada por un generador de ultrasonido, un controlador, y la sonda ultrasónica.

3.5.1.1 Generador de Ultrasonido. Es el equipo encargado de tomar de una fuente generadora de voltaje de 380 voltios y poderlos manipular en un rango de 50 – 500 voltios y enviarlos a la sonda ultrasónica, de esa misma forma tomar la frecuencia de 50 Hz, producida por la fuente y llevarla a un rango de operación entre los 18 – 26 kHz. frecuencia con la cual funciona en condiciones óptimas la sonda ultrasónica.

3.5.1.2 Sonda ultrasónica. Es la herramienta con la cual se efectúa la estimulación de pozos petroleros, y es la encargada de recibir el voltaje y la frecuencia creada por el generador, para poder producir los efectos de estimulación generada por el Ultrasonido.

3.5.1.3 Controlador. Es el equipo para controlar el generador, instrumento mediante el cual se gradúan las señales (voltaje, frecuencia y tiempo) que emitirá el generador antes de ser enviadas a la sonda ultrasónica.

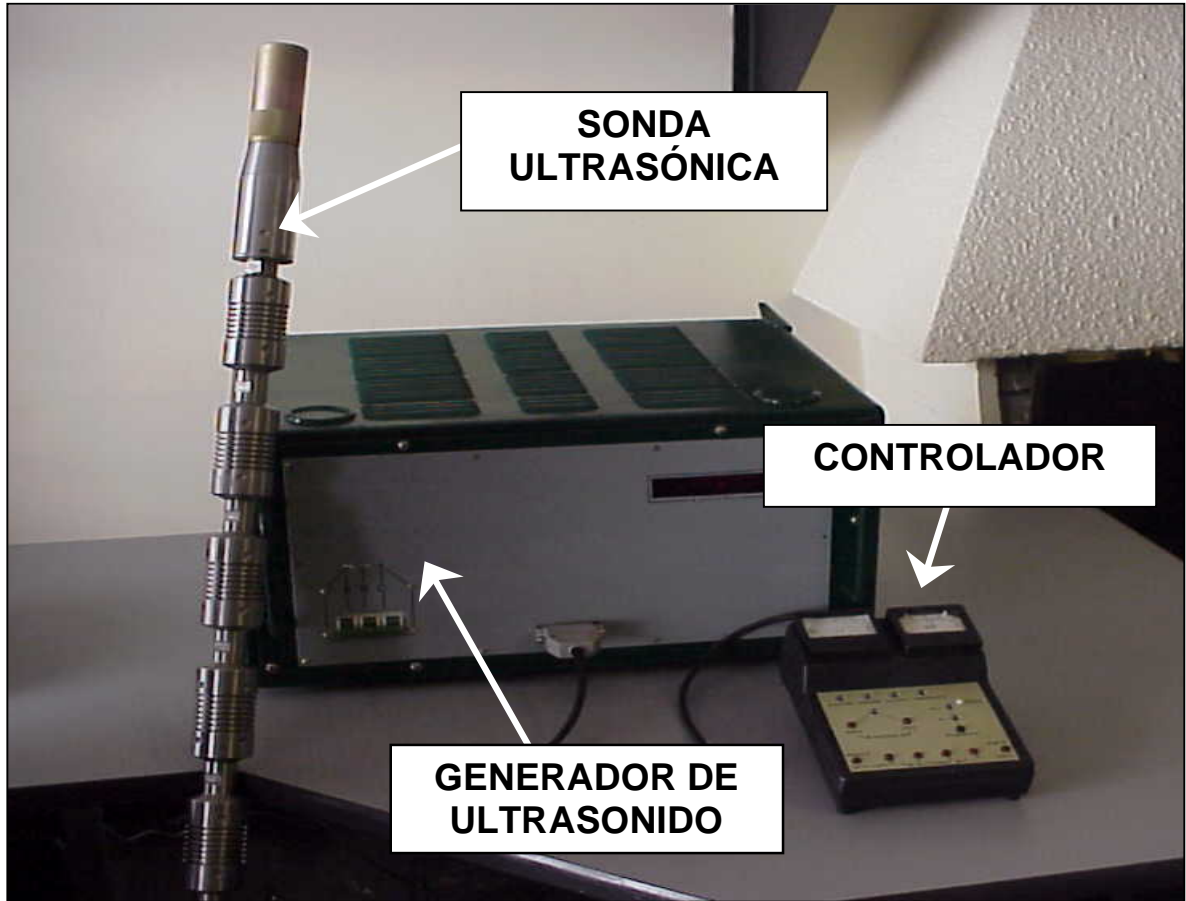
Las sondas de ultrasonido tienen una vida útil de estimulación, la cual se determina por las horas de trabajo que realice.

La vida útil de una sonda de estimulación ultrasónica puede estar entre las 500-600 horas de trabajo. Después de utilizadas estas horas de trabajo, la herramienta queda inactiva y se deberá proceder a recargarla.

3.5.1.4 Propiedades Técnicas de los equipos de ultrasonido.

- Sonda de ultrasonido.
  - § Diámetro: 44 mm (1 3/4" = 1,75 ").
  - § Longitud: 1.430 mm (4,69 ft).
  - § Longitud de estimulación: 4 ft.
  - § Peso: 10Kg (22 lb).
  - § Acero resistente a la corrosión.
  
- Cable geofísico (tres líneas).
  
- Generador de ultrasonido.
  - § Dimensiones: 45x30x45 •m.
  - § Peso 25 Kg. (55 lb.).

Figura 17. Equipos de Ultrasonido Utilizados en una Estimulación de Pozo.



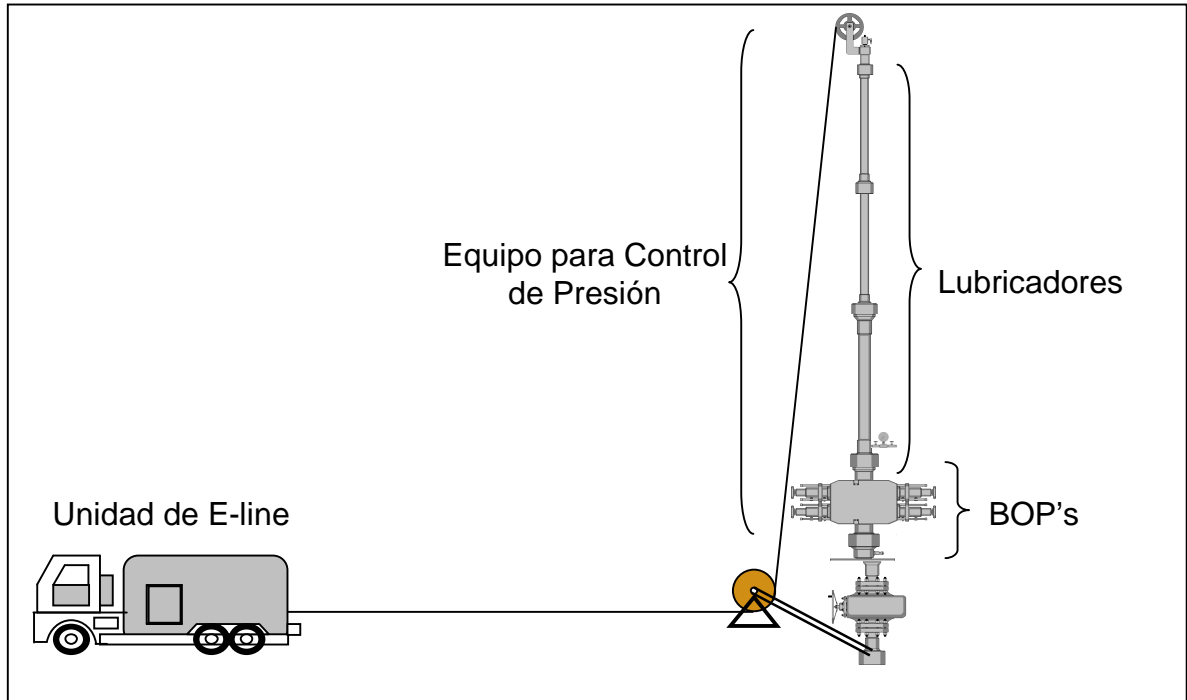
Fuente: UCOIL S.A.

La resistencia eléctrica de conducción no debe ser mayor de 120 Ohms.

La Figura 18 muestra los equipos necesarios y utilizados para hacer una intervención al pozo y poderlo estimular con ultrasonido. Los equipos y herramientas usados son los siguientes:

- Unidad de **e-line** con sistema de adquisición de datos en tiempo real.
- Equipo de control de presión y lubricadores.
- Cable de registro de tres conductores.
- Registro de correlación **CCL** o **Gamma Ray** – Temperatura
- Componentes tecnología de Estimulación Ultrasónica. (Generador, Sonda, Controlador).

**Figura 18. Equipos necesarios para realizar una operación de Estimulación Ultrasónica.**



Fuente: RIVERA, J. A.

### **3.6 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LLEVAR A CABO UNA ESTIMULACIÓN ULTRASÓNICA**

A continuación se muestra la secuencia de actividades que se deben llevar a cabo para poner en funcionamiento el equipo de estimulación ultrasónica.

1. Armar eléctrica y mecánicamente la cabeza de registros.
2. Conectar sarta de correlación (**CCL** o **Gamma Ray** – Temperatura).
3. Introducir sarta de correlación dentro de los lubricadores.
4. Conectar equipo de control de presión a la cabeza del pozo.
5. Realizar corrida de correlación.
6. Marcar el cable a una profundidad cercana a la zona a estimular.
7. Correlacionar a profundidad objetivo (Marcar cable).
8. Sacar sarta de correlación y conectar sonda de ultrasonido.

9. Introducir sonda de ultrasonido dentro del equipo de presión.
10. Estabilizar la presión de pozo, abrir válvulas de cabeza, y bajar sonda sin exceder velocidad de 100ft/min.
11. Posicionarse a profundidad con la sonda.
12. Encender la planta eléctrica sin carga durante 2 minutos.
13. Encender generador de ultrasonido sin carga durante 2 minutos.
14. Programar generador de ultrasonido.
15. Encender sonda de ultrasonido.
16. Iniciar trabajo de estimulación ultrasónica desde el intervalo inferior al intervalo superior.
17. Al finalizar proceso de estimulación apagar la sonda de ultrasonido.
18. Apagar generador de ultrasonido.
19. Sacar sonda de ultrasonido del pozo a velocidad no mayor a 100ft/min.
20. Una vez en superficie cerrar válvulas de cabeza de pozo y **BOP's**.
21. Liberar presión del sistema de lubricadores.
22. Desconectar lubricadores y sacar sonda de ultrasonido de los lubricadores.
23. Desconectar sonda de ultrasonido, cables del generador y planta.



## 4. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La tecnología de estimulación por ultrasonido tiene mayor probabilidad de éxito si previamente se ha realizado un proceso de identificación del daño existente en la región cercana a la cara de la formación ya que este tipo de tecnología es mucho más eficiente en pozos donde el daño sea causado principalmente por precipitación de compuestos inorgánicos, daño causado por precipitación de compuestos orgánicos y daño generado por migración de finos.

Es esta la razón por la cual se hace necesario caracterizar el daño que afecta a los pozos, para que de esta forma se tenga conocimiento del tipo de daño y en que medida este se encuentra afectando los pozos de interés.

En BPXC se ha desarrollado una metodología para caracterizar el daño que afecta los pozos. El método se publicó en el **paper** SPE 107674 y se basa en correlaciones estadísticas aplicadas para hacer un ranking de los múltiples parámetros de daño medidos o estimados en los diferentes pozos de la compañía; el propósito principal de esta metodología es la de identificar cómo esta conformado el daño en los yacimientos de hidrocarburos en BPXC.

La aplicación de esta metodología ayudará a identificar como se compone el daño en un pozo y de esta forma evaluar las alternativas de tratamiento de daño que este presente en el pozo.

La ventaja que presenta el modelo es la de poder actualizar la caracterización del daño de acuerdo a los trabajos de intervención que se vayan realizando en el pozo, tales como acidificaciones, matadas de pozo, fracturamientos, entre otros.

### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El modelo usa dos tipos de datos como base para la caracterización de daño que afecta en los pozos.

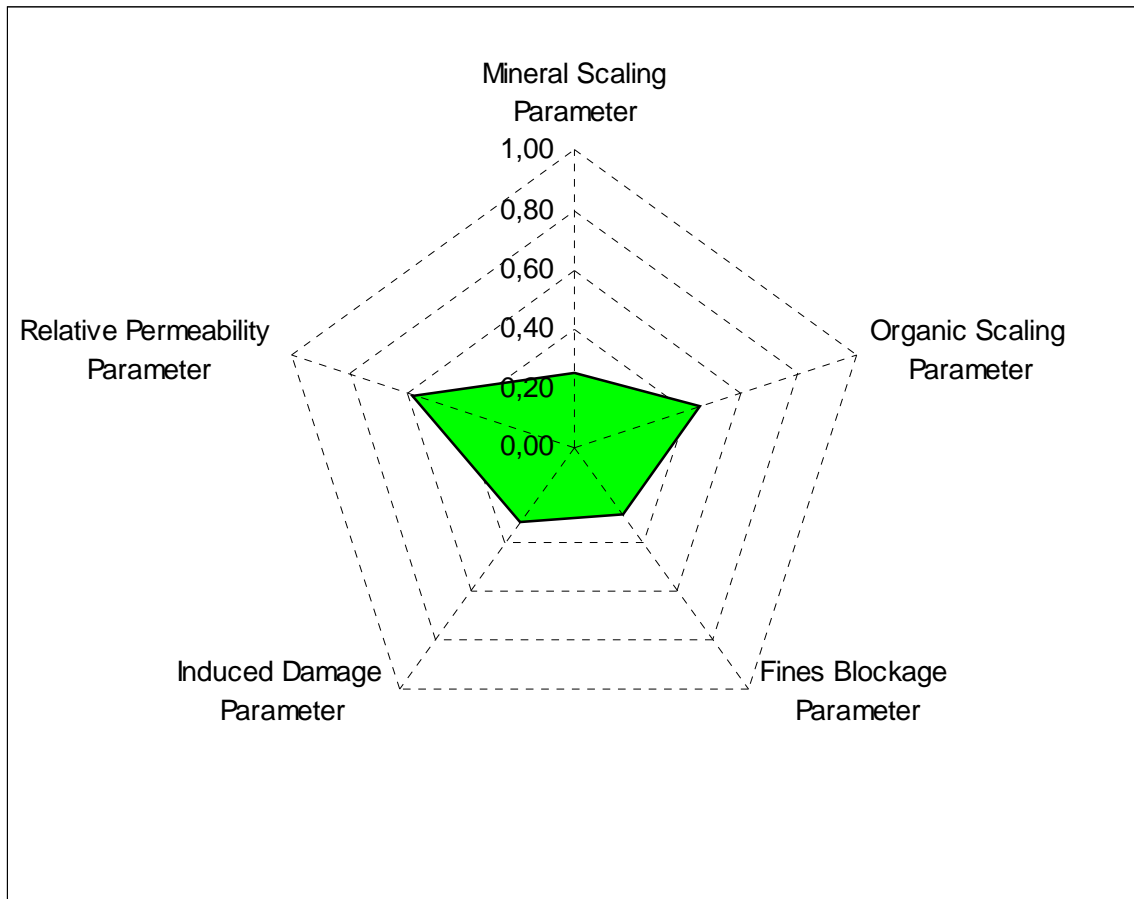
- Datos Teóricos: Tomados de diferentes modelos de daño a la formación como son: índices de saturación de compuestos inorgánicos, índices de estabilidad de compuestos orgánicos, radios de velocidad crítica, ratas de filtración de fluidos externos a la formación.
- Datos Medidos: Información adquirida a partir de pruebas reales realizadas en pozos tales como presiones de fondo, análisis fisicoquímicos de fluidos

de producidos, volúmenes y propiedades de fluidos de tratamiento inyectados y propiedades petrofísicas.

La metodología caracteriza el daño de los pozos de acuerdo a 5 de los parámetros de daño que tienen mayor influencia en los campos operados por BPXC:

- Parámetro de precipitación de compuestos Inorgánicos (MSP).
- Parámetro de precipitación de compuestos orgánicos (OSP).
- Parámetro de bloqueo por finos (FBP).
- Parámetro de Daño Inducido (IDP).
- Parámetro de Efectos por cambio en la permeabilidad relativa (KrP).

**Figura 19. Diagrama de Caracterización de Daño multiparamétrico para un pozo en particular**



Fuente: Autor

4.1.1 Parámetro de precipitación de compuestos inorgánicos (MSP). Se calcula con base a 5 sub – parámetros.

- Índice de Saturación de Carbonato de Calcio. (MSP1)
- Índice de Saturación de Sulfato de Bario. (MSP2)
- Índice de Saturación de Compuestos de Hierro. (MSP3)
- Concentración de Calcio. (MSP4)
- Concentración de Bario. (MSP5)

$$MSP = \frac{\sum_{i=1}^5 MSP_i}{5}$$

4.1.1.1 Índice de Saturación de Carbonato de Calcio (MSP1).

$$MSP1 = \frac{\text{Máximo\_Indice\_de\_Saturación\_de\_CaCO}_3\_\text{del\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Indice\_de\_Saturación\_de\_CaCO}_3\_\text{de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

4.1.1.2 Índice de saturación de Sulfato de Bario (MSP2).

$$MSP2 = \frac{\text{Máximo\_Indice\_de\_Saturación\_de\_BaSO}_4\_\text{del\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Indice\_de\_Saturación\_de\_BaSO}_4\_\text{de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

4.1.1.3 Índice de Saturación de Compuestos de Hierro (MSP3).

$$MSP3 = \frac{\text{Máximo\_Indice\_de\_Saturación\_de\_Hierro\_del\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Indice\_de\_Saturación\_de\_Hierro\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

4.1.1.4 Concentración de Calcio (MSP4).

$$MSP4 = \frac{\text{Máxima\_Concentración\_de\_Calcio\_del\_pozo\_j}}{\text{Máxima\_Concentración\_de\_Calcio\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

4.1.1.5 Concentración de Bario (MSP5).

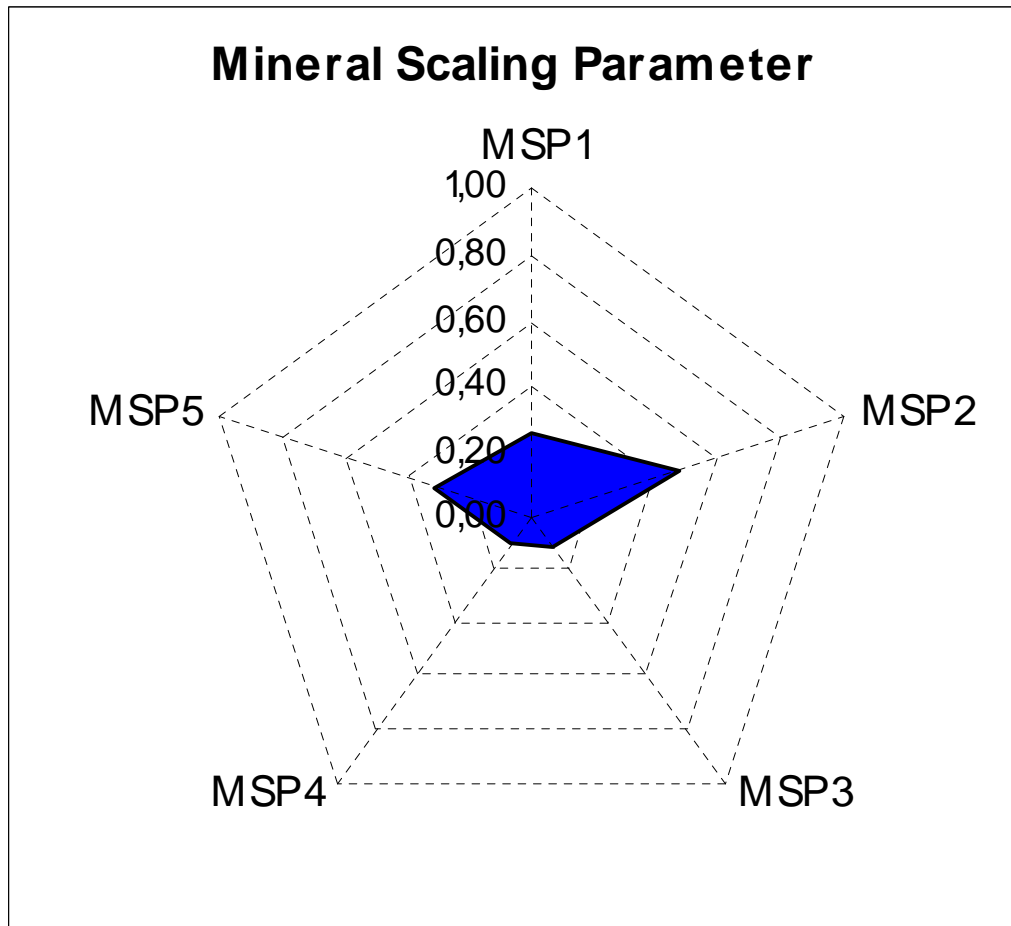
$$MSP5 = \frac{\text{Máxima\_Concentración\_de\_Bario\_del\_pozo\_j}}{\text{Máxima\_Concentración\_de\_Bario\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

4.1.2 Parámetro de precipitación de compuestos orgánicos (OSP). Se calcula con base a 4 sub – parámetros.

- Índice de Inestabilidad Coloidal. (OSP1)
- Factor de Alteraciones químicas. (OSP2)
- Factor Composicional. (OSP3)
- Presión de yacimiento. (OSP4)

$$OSP = \frac{\sum_{i=1}^4 OSP_i}{4}$$

Figura 20. Diagrama del parámetro de precipitación de compuestos minerales para un pozo particular



Fuente: Autor

#### 4.1.2.1 Índice de Inestabilidad Coloidal (OSP1).

$$OSP1 = \frac{\text{Máxima\_CII\_del\_pozo\_j}}{\text{Máxima\_CII\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

Él índice de inestabilidad coloidal esta definido como la relación existente entre las fracciones de saturados-asfaltenos y resinas-aromáticos que componen un crudo.

$$CII = \frac{(\text{Saturados} + \text{Asfaltenos})}{(\text{Resinas} + \text{Aromaticos})}$$

Según Ken Baker<sup>21</sup>, si el CII es mayor a uno (CII > 1) existe la posible inestabilidad de los asfaltenos y, si el CII es menor a uno (CII < 1) los asfaltenos se encuentran estables en el sistema.

#### 4.1.2.2 Factor de Alteraciones químicas (OSP2).

$$OSP2 = \frac{\text{Volumen\_Acumulado\_de\_HCl\_en\_el\_pozo\_j}}{\text{Maximo\_Volumen\_Acumulado\_de\_HCl\_en\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

#### 4.1.2.3 Factor Composicional (OSP3).

$$OSP3 = \frac{\text{Produccion\_de\_Gas\_Acumulada\_del\_pozo\_j}}{\text{Maxima\_Producción\_de\_Gas\_Acumulada\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

#### 4.1.2.4 Presión de Yacimiento (OSP4).

$$OSP4 = \frac{\text{Numero\_de\_Días\_Debajo\_de\_la\_P}_b \text{ para el pozo } j}{\text{Maximo\_Numero\_de\_Dias\_Debajo\_de\_la\_P}_b \text{ de la muestra de pozos}}$$

4.1.3 Parámetro de bloqueo por finos (FBP). Se calcula a partir de 5 sub – parámetros.

- Concentración de Aluminio en aguas producidas. (FBP1)
- Concentración de Sílice en aguas producidas. (FBP2)
- Radio crítico máximo. (FBP3)

---

<sup>21</sup> BAKER, Ken. Workshop Sponsored by PTTC's South Midcontinental Region. Smackover, Arkansas: Julio 16, 2003.

- Factor mineralógico. (FBP4)
- Factor de trituración del propante. (FBP5)

$$FBP = \frac{\sum_i^5 FBP_i}{5}$$

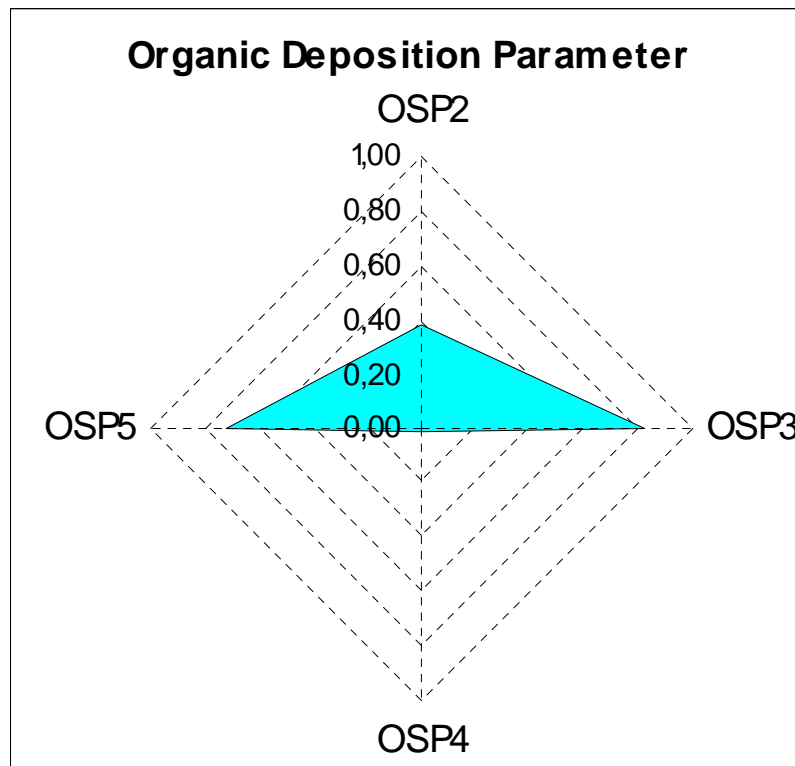
#### 4.1.3.1 Concentración de Aluminio en aguas producidas (FBP1)

$$FBP1 = \frac{\text{Concentración\_Máxima\_de\_Aluminio\_en\_el\_pozo\_j}}{\text{Máxima\_Concentración\_de\_Aluminio\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

#### 4.1.3.2 Concentración de Sílice en aguas producidas (FBP2)

$$FBP2 = \frac{\text{Concentración\_Máxima\_de\_Sílice\_en\_el\_pozo\_j}}{\text{Máxima\_Concentración\_de\_Sílice\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

**Figura 21. Diagrama del parámetro de precipitación de compuestos orgánicos para un pozo en particular.**



Fuente: Autor

#### 4.1.3.3 Radio Crítico Máximo (FBP3)

$$FBP3 = \frac{\text{Radio\_Critico\_en\_el\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Radio\_Critico\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

El radio crítico se define como la distancia en pies a la cual la velocidad de flujo se hace lo suficientemente alta para ser capaz de arrastrar partículas de finos dentro de la formación. Este radio crítico puede variar dependiendo de las intervenciones que se hayan realizado en el pozo de estudio.

#### 4.1.3.4 Factor Mineralógico (FBP4)

$$FBP4 = \frac{\text{Maximo\_Porcentaje\_de\_Arcillas\_Detectado\_en\_el\_pozo\_j}}{\text{Maximo\_Porcentaje\_de\_Arcillas\_Detectado\_en\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

#### 4.1.3.5 Factor de Trituración de Propante de Fractura (FBP5)

$$FBP5 = \frac{\text{Libras\_Acumuladas\_de\_Propante\_Triturado\_para\_el\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Acumulado\_de\_Propante\_Triturado\_en\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

4.1.4 Parámetro de Daño Inducido (IDP). Se calcula a partir de 3 sub – parámetros.

- Factor de daño por Lodo. (IDP1)
- Factor de daño por polímero. (IDP2)
- Factor de Invasión de fluidos. (IDP3)

$$IDP = \frac{\sum_i^3 IDPi}{3}$$

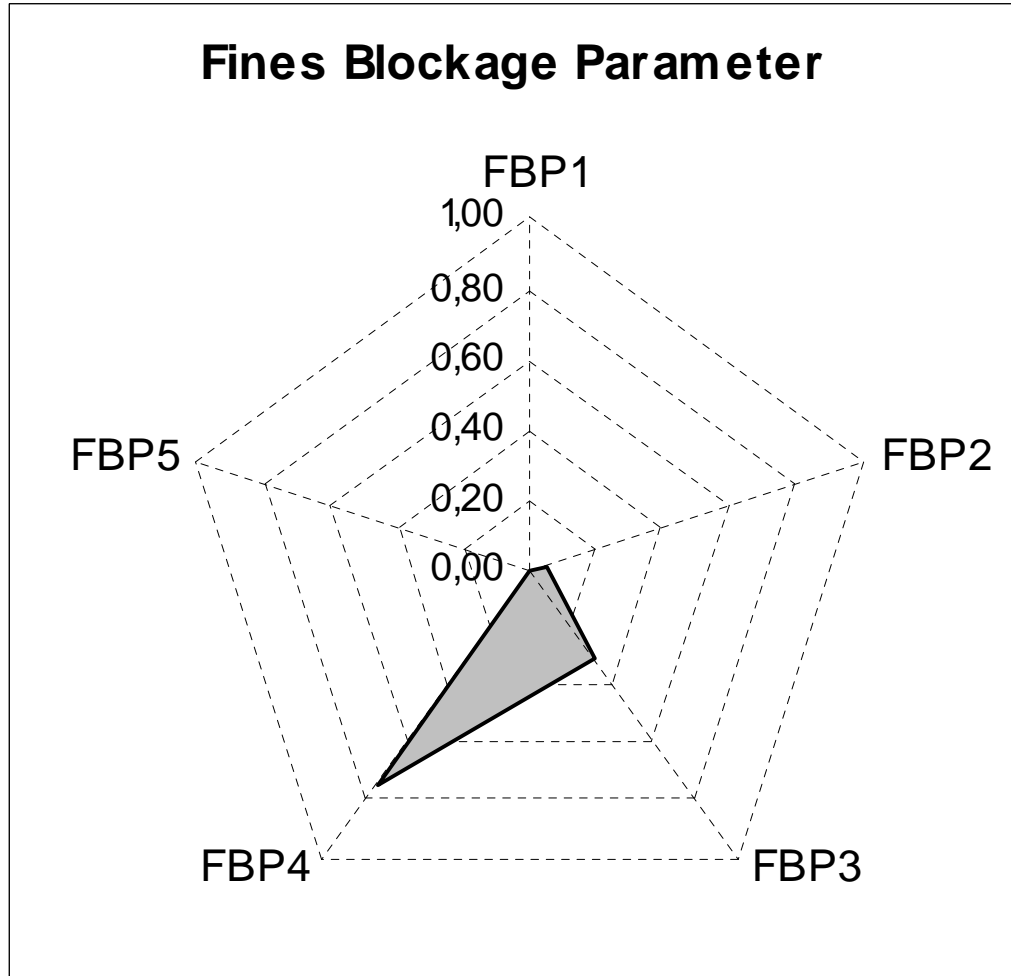
#### 4.1.4.1 Factor de Daño por Lodo (IDP1)

$$IDP1 = \frac{\text{Tiempo\_de\_Exposición\_al\_lodo\_del\_pozo\_j}}{\text{Maximo\_Tiempo\_de\_Exposición\_al\_lodo\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

#### 4.1.4.2 Factor de Daño por Polímero (IDP2)

$$IDP2 = \frac{\text{Total\_de\_libras\_de\_Polimero\_Inyectado\_al\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Total\_de\_Libras\_de\_Polimero\_Inyectado\_en\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

Figura 22. Diagrama del parámetro del bloqueo por finos para un pozo en particular



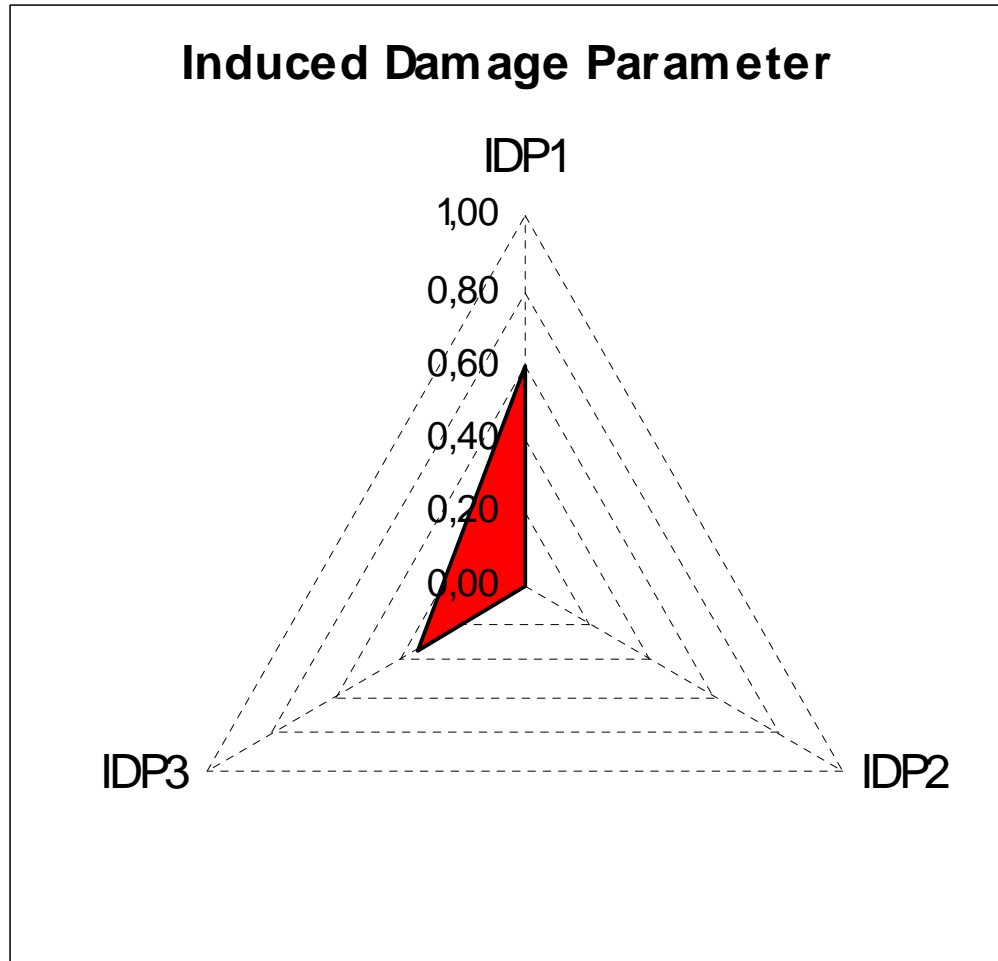
Fuente: Autor



#### 4.1.4.3 Factor de Invasión de fluidos (IDP3)

$$IDP3 = \frac{\text{Volumen\_de\_Fluido\_de\_matada} + \text{fracturamiento\_bombeado\_al\_pozo\_j}}{\text{Máximo\_Vol\_de\_fluido\_de\_matada} + \text{fracturamiento\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

**Figura 23.** Diagrama del parámetro de Daño Inducido para un pozo en particular



Fuente: Autor

4.1.5 Parámetro de Permeabilidad relativa (KrP). Se calcula con base a 3 sub – parámetros.

- Presión de Yacimiento. (KrP1)
- Delta de presión de Saturación. (KrP2)
- Factor de Intrusión de Agua. (KrP3)

$$KrP = \frac{\sum_i^3 KrPi}{3}$$

#### 4.1.5.1 Presión de Yacimiento (KrP1)

$$KrP1 = \frac{\text{Numero\_de\_Días\_Debajo\_de\_la\_}P_b\text{\_para\_el\_pozo\_}j}{\text{Maximo\_Numero\_de\_Dias\_Debajo\_de\_la\_}P_b\text{\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

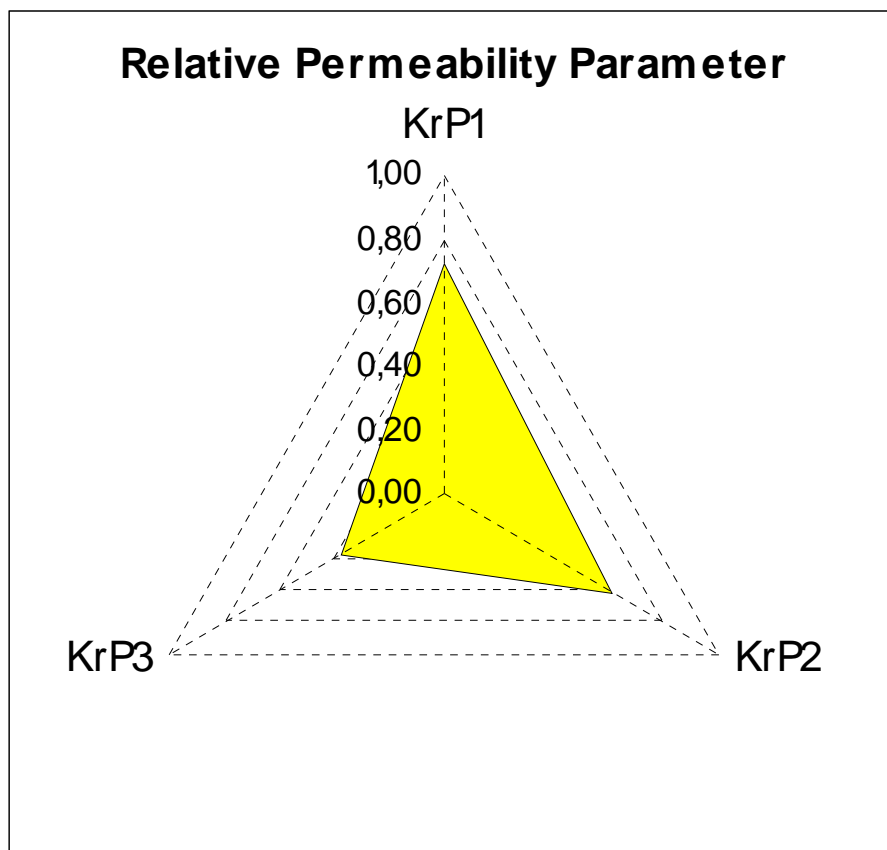
#### 4.1.5.2 Delta de Presión de Saturación (KrP2)

$$KrP2 = \frac{\text{Máxima\_Delta\_de\_presión\_desde\_}P_b\text{\_en\_el\_pozo\_}j}{\text{Máximo\_Delta\_de\_presión\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

#### 4.1.5.3 Factor de Intrusión de Agua (KrP3)

$$KrP3 = \frac{\text{Produccion\_de\_Agua\_Acumulada\_del\_pozo\_}j}{\text{Maxima\_Producción\_de\_Agua\_Acumulada\_de\_la\_muestra\_de\_pozos}}$$

**Figura 24. Diagrama del parámetro de Permeabilidad relativa para un pozo en particular**



Fuente: Autor

Luego de obtener todos los 5 parámetros que caracterizan el daño se procede a generar la gráfica de caracterización de daño para que de esta forma se pueda observar que tipo o que tipos de daños son los que están influenciando en mayor peso al efecto de daño total del pozo. (Ver figura 19).

Para este caso en particular se puede observar que los parámetros que influyen en gran medida al daño del pozo son el Daño Inducido y Cambios en la Permeabilidad Relativa de la formación.

Si se quisiera ver más en detalle el efecto de estos parámetros se procede a ver las figuras 22 y 23 que muestran el comportamiento de cada uno de estos parámetros; para este pozo se observa que los factores que están afectando el parámetro de permeabilidad relativa es el factor KrP2 y en el parámetro de daño inducido hay mayor efecto por el factor IDP3.

Conociendo que tipo de parámetro y los factores que afectan el pozo se puede definir inicialmente un tipo de tratamiento para el pozo y efectuar el respectivo diseño del mismo.

#### 4.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA USAR LA TECNOLOGÍA DE ULTRASONIDO

Luego de haber realizado la caracterización del daño de todos los pozos de Cusiana y Cupigua, se realiza un análisis de las gráficas generadas concentrándose principalmente en aquellos pozos cuyo daño este afectado mayoritariamente por:

- Precipitación de compuestos inorgánicos.
- Precipitación de compuestos orgánicos.
- Bloqueo por finos.

4.2.1 Pozos Candidatos para recibir tratamiento de estimulación con ultrasonido.

**Tabla 6. Pozos Candidatos a Recibir una Estimulación Mediante Ondas de Ultrasonido (Top 10)**

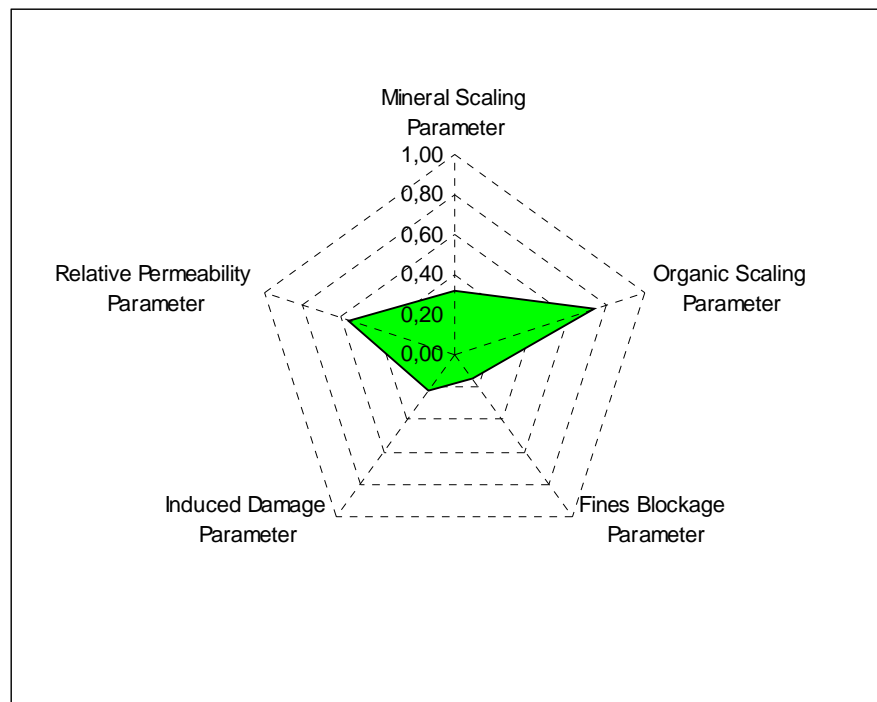
Campo	Pozo	Principal Factor de Daño	Sub - Parámetro
Cusiana	W1CE	Precipitación Orgánica	Factor Composicional
Cusiana	T19BF	Precipitación Orgánica	Factor Composicional
Cusiana	2B	Precipitación Inorgánica	Precipitación BaSO <sub>4</sub>
Cusiana	21DO	Precipitación Inorgánica	Precipitación de BaSO <sub>4</sub>
Cusiana	21CC	Precipitación Inorgánica	Precipitación Comp. de Hierro
Cupiagua	X16A	Precipitación Orgánica	Alteración Química
Cupiagua	11L	Precipitación Orgánica	Composicional
Cupiagua	21M	Precipitación Orgánica	Composicional
Cupiagua	20C	Precipitación Orgánica	Alteración Química
Cupiagua	X3CO	Precipitación	Precipitación de

Fuente: Autor

En el Anexo A y B se muestran las gráficas de caracterización de daño para todos los pozos productores activos de los campos Cusiana y Cupiagua respectivamente.

#### 4.2.1.1 Caso 1. Pozo Candidato a recibir una estimulación con ultrasonido

**Figura 25. Caracterización de Daño para el pozo Cusiana W1CE**



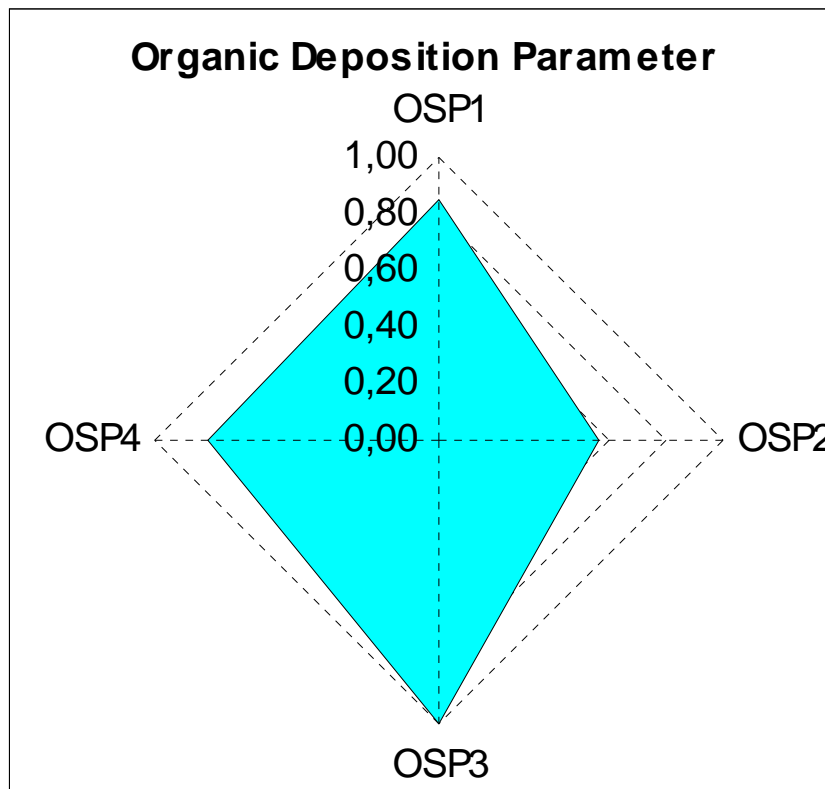
Fuente: Autor

Analizando la figura 25 correspondiente al pozo Cusiana W1CE se puede apreciar que el daño del pozo está fuertemente influenciado por depositación de compuestos orgánicos, por lo que sería un posible candidato para recibir un tratamiento de estimulación mediante ondas de ultrasonido.puesto que este tipo de tecnología puede influenciar este tipo de daño

Si quisieramos ver con mas detalle cual es el factor que afecta en mayor proporción la precipitación de orgánicos procedemos a observar la grafica correspondiente a este tipo de daño, la cual se aprecia en la figura 26

En este caso la precipitación orgánica es generada casi en igual proporción por cada uno de los cuatro (4) factores que la afectan, pero es mayor en el parámetro 3 (OSP3) el cual hace referencia a cambios composicionales del fluido dentro del yacimiento.

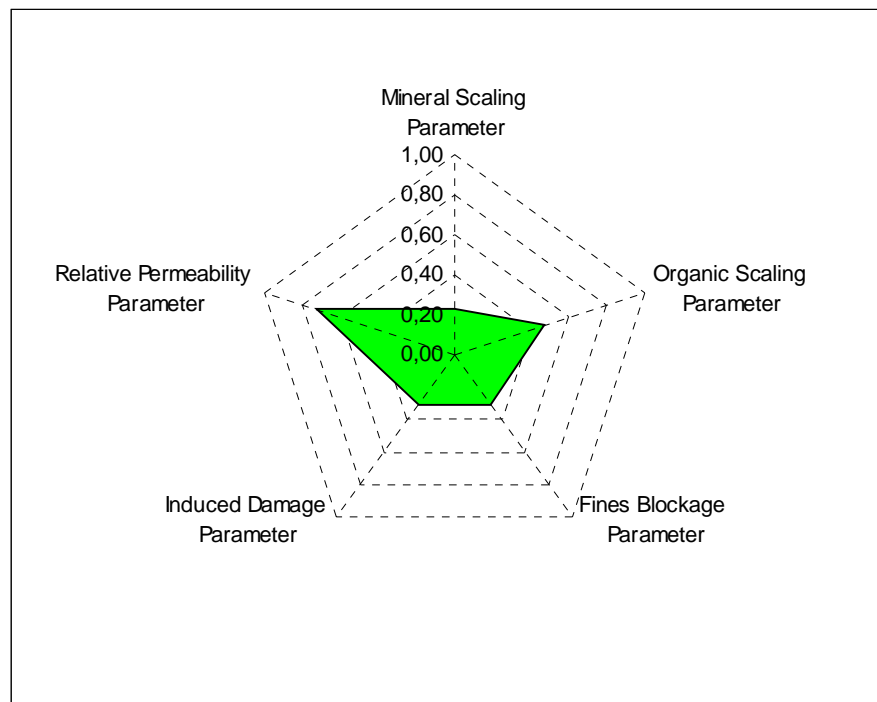
**Figura 26. Diagrama del parámetro de precipitación orgánica para el pozo Cusiana W1CE**



Fuente: Autor

#### 4.2.1.2 Caso 2. Pozo No apto para recibir una estimulación con Ultrasonido

**Figura 27. Caracterización de daño para el pozo Cusiana G24CI**



Fuente: Autor

El pozo G24CI tiene un daño que es debido principalmente a un daño generado por cambios en la permeabilidad relativa, y este tipo de daño no puede ser remediado por la tecnología de ultrasonido por lo que quedaría inmediatamente descartado para recibir un tratamiento de estimulación mediante ondas de ultrasonido

## 5. CONCLUSIONES

Se analizó como tecnología viable la aplicación de estimulación de pozos mediante ondas de ultrasonido.

De acuerdo a la información de los documentos leídos y analizados, la tecnología de estimulación por ultrasonido es efectiva para remover el daño en la cara y en la región cercana a la cara de la formación principalmente en aquellas formaciones en donde la causa del daño se genera por precipitación de compuestos inorgánicos, precipitación de compuestos orgánicos y taponamiento a causa de la migración de finos; todos estos tipos de daños se ven en los pozos operados por BP Exploration Company (Colombia) Ltd.

El ultrasonido al ser usado como tratamiento de estimulación se proyecta como alternativa de remoción de daño en aquellos pozos cuyo daño esta causado por precipitación de compuestos de Sulfato de Bario y compuestos de Hierro ya que este compuesto no se remueve fácilmente con el uso de tratamientos químicos convencionales.

La estimulación mediante ondas de ultrasonido es una alternativa económicamente viable de estimulación de pozos, ambientalmente amigable ya que no genera daños colaterales en la formación ni requiere del uso de químicos en superficie que puedan causar daños al medio ambiente circundante a la operación; es de igual forma una tecnología segura ya que no requiere del uso de grandes equipos ni de grupos de personal grandes para poder realizar un tratamiento.

La estimulación mediante ondas de ultrasonido tiene ventaja frente a métodos convencionales de estimulación en cuanto a precisión del intervalo estimulado ya que no usa fluidos para su funcionamiento, eliminando así el riesgo de afectar a otras formaciones y/o intervalos que no son de interés durante el proceso de estimulación; la estimulación ultrasónica estimula única y exclusivamente las formaciones y/o intervalos de formación que estén frente a la herramienta.

Los Pozos de Cusiana 21DO y 2B y los pozos de Cupiagua X3CO son potenciales candidatos para remover el precipitado de Sulfato de Bario y carbonato de calcio formado dentro de la formación mediante la utilización de la tecnología de estimulación mediante ondas de ultrasonido.



La gran mayoría de pozos seleccionados como candidatos se ven afectados por la precipitación de compuestos orgánicos y principalmente debido a la alteración composicional del fluido dentro del yacimiento.

## 6. RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer pruebas piloto con la tecnología de estimulación mediante ondas de ultrasonido para observar el comportamiento de las formaciones productoras después de recibir un tratamiento de estimulación ultrasónica, y poder conocer con anterioridad un estimado de producción antes de realizar trabajos con ultrasonido así como optimizar los tiempos de estimulación en cada uno de los intervalos productores.

Se recomienda hacer una prueba del uso del Ultrasonido conjuntamente con productos para disolución de compuestos orgánicos y/o inorgánicos logrando una mayor efectividad debido al estímulo del ultrasonido, y así estudiar si el efecto de la estimulación mediante ondas de ultrasonido podría ser mayor.

Luego de conocer cuales son los pozos candidatos, se recomienda realizar un estudio más detallado a cada uno de los pozos, esto implica el análisis de registros PBU (**Pressure Buil Up**) y PLT (**Production Log Test**) para tener mayor precisión en la selección de los intervalos a estimular y tener mayor éxito en los resultados de un trabajo de estimulación mediante ondas de ultrasonido.

Dado que la metodología de caracterización de daño desarrollada en BP es generalizada a cada pozo, se recomienda hacer un estudio de caracterización de daño por intervalo o por formación productora en cada uno de los pozos para que de esta forma se tenga un mejor conocimiento del daño que afecta a los pozos productores de los campos Cusiana y Cupiagua.

Se recomienda hacer modificaciones al modelo de caracterización de daño para hacerlo más dinámico, es decir, que se vea afectado por la cantidad y tipo de intervenciones que se le realiza a un pozo determinado puesto que cada trabajo de intervención es potencial modificador de la permeabilidad de la formación y por consiguiente un generador de daño positivo o negativo según sea su naturaleza.

## BIBLIOGRAFÍA

AARTS, A. C. T. *et al.* Enhancement of Liquid Flow Through a Porous Medium by Ultrasonic Radiation. SPE 50594 presentado en la SPE European Petroleum Conference realizada en La Haya, Holanda, 20 – 22 Octubre 1998.

ALZATE, G. A. *et al.* Evaluation of Alcohol – Based Treatments for Condensate Banking Removal. SPE 98359 presentado en el SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control realizado en Lafayette, LA, EUA, 15 – 17 Febrero 2006.

AMIDA, T. y BABAGDALI, T. “Effects of Ultrasonic Waves on Immiscible and Miscible Displacement in Porous Media” SPE 95327 presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition realizada en Dallas, TX, EUA, 9 – 12 Octubre 2005.

BERESNEV, I. A. y JHONSON, P. A. “Elastic – Wave Stimulations of Oil Production: A Review of Methods and Results” Publicado en Geophysics, Vol. 59, No 6., Junio 1994.

BOCANEGRA LEMUS, Germán Andrés y CLAVIJO ÁLVAREZ, Julián Alfonso. Estudio de Diagnóstico de Daño de Formación Asociado a Escamas Orgánicas en los Campos Operados por BP Colombia. Tesis de Grado. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. 2005.

BONILLA CAMACHO, Luis Fernando *et al.* Estado del Arte de la Deposición de Inorgánicos. Universidad Surcolombiana – Grupo de Investigación COFA, Enero, 2004.

CHAMPION, B. *et al.* The Application of High – Power Sound Waves for Wellbore Cleaning. SPE 82197 presentado en el SPE European Formation Damage Conference, La Haya, Holanda, 13 – 14 Mayo 2003.

DUHON, R. D. An Investigation of the Effect of Ultrasonic Energy on the Flow of Fluids in Porous Media. Tesis de Doctorado. Oklahoma University, Norman OK, EUA, 1964.

DUHON, R. D. y CAMPBELL, J. M. The Effect of Ultrasonic Energy on the Flow of Fluids in Porous Media SPE 1316 presentado en la Second Annual Eastern Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, realizada en Charleston, West Virginia, EUA, 4 – 5 Noviembre 1965.

FONSECA CERQUERA, Adriana Cecilia y MORENO BEJARANO, Paola Maryury. Efecto del Movimiento de Finos en el Daño de Formación en los Pozos Productores de Cusiana y Cupiagua. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C. 2005.

FRANCO, C. A. *et al.* Identification of Downhole Scales Using a Multi – Stage Stimulation Treatment. SPE 68306 presentado en la SPE 3<sup>rd</sup> International Symposium on Oilfield Scale realizada en Aberdeen, Reino Unido, 30 – 31 Enero 2001.

FRANCO, C. A. *et al.* SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields – A War History. SPE 98136 presentado en el SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control realizado en Lafayette, LA, EUA, 15 – 17 Febrero 2006.

GUO, X. *et al.* High Frequency Vibration Recovery Enhancement Technology in the Heavy Oil Fields of China. SPE 86956 presentado en el SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting realizado en Bakersfield, California, EUA, 16 – 18 Marzo 2004.

HARTHY, A. *et al.* Screen and Near – Wellbore Cleaning and Stimulation Tools Evaluation: Recent Experience in Well Operation. SPE 89653 presentado en la SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition realizada en Houston, TX, EUA, 23 – 24 Marzo 2004.

HIBBELER, Jeff, GARCIA, Thomas y CHAVEZ, Nelson. An Integrated Long–Term Solution for Migratory Fines Damage. SPE 81017 presentado en la SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference realizada en Puerto España, Trinidad y Tobago, 27 – 30 Abril 2003.

HUH, C. Improved Oil Recovery by Seismic Vibration: A Preliminary Assessment of Possible Mechanism. SPE 103870 presentado en la First International

Conference and Exhibition in México realizada en Cancún, México, 31 Agosto – 2 Septiembre 2006.

KREUGER, R. F. An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations. SPE 10029 En: JPT Distinguished Authors Series Diciembre Vol. 38; No. 2; 1981.

LEONTARITIS, K. J. The Asphaltene and Wax Deposition Envelopes. En: PRACTICAL ASPHALTENE SOLUTIONS & MANAGEMENT. Memorias Curso de Formación Avanzada. Neiva, 30 Octubre – 1 Noviembre 1996.

LIU, Xinghui y CIVAN, Faruk. Formation Damage by Fines Migration Including Effects of Filter Cake, Pore Compressibility, and Non-Darcy Flow – A Modeling Approach to Scaling From Core to Field; SPE 28980 presentado en el SPE International Symposium on Oilfield Chemistry realizado en San Antonio, TX, EUA; 14 – 17 Febrero 1995.

NIETO VELÁSQUEZ, Alex Fabián y ROBAYO OJEDA, Wilson Orlando. Estudio de Diagnóstico y Tratamiento de Daño a la Formación Barco en los Campos Operados por BP Colombia. Tesis de Grado Ingeniería de Petróleos. Universidad de América, Bogotá D. C. 2005.

PAULSEN, P. D. *et al.* Field Trials for Sonic Treatment of Natural Gas Wells Storage and Stripper Oil Wells for Well Remediation and Increased Productivity. SPE 97899 presentado en la SPE Eastern Regional Meeting realizada en Morgantown, W. V., EUA, 14 – 16 Septiembre 2005.

PINZÓN, Carmen. *et al.* Estado del Arte de la Depositación de Asfaltenos y Parafinas. Universidad Surcolombiana, Neiva, Abril 1998.

POESIO, P. y OOMS, G. Acoustic Removal of Colloidal Particles From Berea Sandstone. SPE 86490 presentado en el SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control realizado en Lafayette, EUA, 18 – 20 Febrero 2004.

RESTREPO, Alejandro, DUARTE, Jorge y SANCHEZ, Yamile. A Multi – Parameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistic

to Formation Damage Theory. SPE 107674 presentado en la SPE European Formation Damage Conference realizada en Scheveningen, Holanda, 30 Mayo – 1 Junio 2007.

RIVERA, J. A. Presentación Servicios con Guaya Fina, PTS; CPF Cusiana; 3 Septiembre 2006.

ROBERTS, P. M. *et al.* Ultrasonic Removal of Organics Deposits and Polymer – Induced Formation Damage. SPE 62046 presentado en el SPE Formation Damage Control Symposium realizado en Lafayette, EUA, 14 – 15 Febrero 1996.

SHEDID, S. A. *et al.* Influences of Ultrasonic Radiation on Asphaltene Behavior With and Without Solvent Effects. SPE 86473 presentado en el SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control realizado en Lafayette, EUA, 18 – 20 Febrero 2004.

TAMBINI, M. Beyond Acidizing and Fracturing. SPE 82573 presentado en la SPE European Formation Damage Conference realizada en La Haya, Holanda 13 – 14 Mayo 2003.

VAN DER BAS, F *et al.* Acoustic Stimulation to Mitigate Near – Wellbore Damage. SPE 90356 presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition realizada en Houston, Texas, EUA, 26 – 29 Septiembre 2004.

VAN DER BAS, F. *et al.* Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves. SPE 88767 presentado en la 11<sup>th</sup> Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference realizada en Abu Dhabi, 10 – 13 Octubre 2004.

VAN DER BAS, F. *et al.* Radial Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves. SPE 86492 presentado en el SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control realizado en Lafayette, EUA, 18 – 20 Febrero 2004.

VENKITARAMAN, A. *et al.* Ultrasonic Removal of Near – Wellbore Damage Caused by Fines and Mud Solids. SPE 27388 presentado en la SPE Formation Damage Symposium Conference realizada en Lafayette, EUA, 7 – 10 Febrero 1994.

WESTERMARK, R. V. *et al.* Enhanced Oil Recovery with Downhole Vibration Stimulation. SPE 67303 presentado en el SPE Production and Operations Symposium realizado en Oklahoma City, OK, EUA, 24 – 27 Marzo 2001.

WONG, S. W. *et al.* High – Power/High – Frequency Acoustic Stimulation: A Novel and Effective Wellbore Stimulation Technology. SPE 84118 presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition realizada en Denver, 5 – 8 Octubre 2003.

WONG, S. W. *et al.* Near Wellbore Stimulation by Acoustic Waves. SPE 82198 presentado en la SPE European Formation Damage Conference realizada en La Haya, Holanda, 13 – 14 Mayo 2003.

ZHU, T. *et al.* Downhole Harmonic Vibration Oil – Displacement System: A New IOR Tool. SPE 94001 presentado en la SPE Western Regional Meeting realizada en Irvine, CA, EUA, 30 Marzo – 1 Abril 2005.

**ANEXOS**



## **ANEXO A.**

### **Gráficas de Caracterización de Daño de los Pozos de Cusiana**

## **ANEXO B.**

### **Gráficas de Caracterización de Daño de los Pozos de Cupiagua**