

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE TRATAMIENTOS QUÍMICOS DE
REMOCIÓN DE CARBONATO DE CALCIO UTILIZADOS EN CAMPOS
PETROLEROS COLOMBIANOS**

**ANYI LORENA MASMELA COLMENARES
KAREN GIRALDO LONDOÑO**

**Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico-químicas
Escuela de ingeniería de petróleos
Bucaramanga
2016**

**EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE TRATAMIENTOS QUÍMICOS DE
REMOCIÓN DE CARBONATO DE CALCIO UTILIZADOS EN CAMPOS
PETROLEROS COLOMBIANOS**

**ANYI LORENA MASMELA COLMENARES
KAREN GIRALDO LONDOÑO**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

**Luis Felipe Carrillo Moreno
Químico, M.Sc.**

Codirector

**Raúl Andrés Martínez López
Ingeniero de Petroleos, M.Sc. ©**

**Universidad industrial de Santander
Facultad de ingenierías físico-químicas
Escuela de ingeniería de petróleos
Bucaramanga**

2016

DEDICATORIA

A Dios por ser mi luz y guía en cada paso que doy, por todas las bendiciones que me ha brindado a lo largo de mi vida, por ser mi principal motivación.

A mis padres por ser el motor de mi vida y mi total apoyo. Sin ustedes esta aventura no hubiese sido posible, gracias por creer en mí. Finalizo esta etapa gracias a ustedes y por ustedes. Nunca olviden que los amo y que son lo mejor que me regalo Dios.

A mi hermana Melissa por siempre estar para mí. con el mejor consejo o palabra sin importar los momentos. Gracias por siempre creer en mí. No olvides que eres lo más lindo y hermoso que me han regalado mis papas.

A mi amiga y compañera de tesis Anyi Masmela por tantos años de amistad compartida, porque la universidad nos permitió conocernos y cultivar esta linda amistad. Llegar hasta aquí juntas es fenomenal. Otra meta más amiga.

KAREN GIRALDO LONDOÑO.

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso por derramar sus infinitas bendiciones en mi vida y en las personas que amo, por fortalecerme y permitirme alcanzar satisfactoriamente todos los logros que me he propuesto, por ser el guía de todos mis proyectos y momentos. Por siempre demostrarme que sus planes son mucho mejores que los míos

A mis padres: Luis Antonio Másmela Silva y María Angélica Colmenares Mayorga, por su ética y valores que me han forjado, por hacer de mí una persona no solo integra académicamente sino también como ser humano.

Gracias por su infinito amor. Sin ustedes nada de esto hubiera sido posible. Gracias por su total paciencia, comprensión y dedicación para conmigo en todos los momentos vividos, por impulsarme a conseguir más de lo que jamás habría poder soñado. Los amo, son la esencia de mi vida y el motor de mi corazón. Mi fuente de felicidad. Gracias por siempre tener vivas sus esperanzas en mí.

A mi hermana Eleni Másmela Colmenares, por su amor incondicional, por compartir juntas memorias y sueños. Es maravilloso crecer con alguien como tú, alguien en quien apoyarse, alguien en quien contar. Por su confianza y por creer siempre en mí, ya que me da fuerza y valentía para aventurarme a cumplir mis metas, Te amo, eres lo mejor que Dios y mis padres han podido regalarme en mi vida.

A mi mejor amiga Karen Giraldo Londoño, porque juntas hemos aprendido el valor de la amistad, que Dios te regale muchas bendiciones y te permita cumplir todos tus proyectos porque eres merecedora de ello. Que Dios nos regale la dicha de seguir cumpliendo juntas muchas metas más para nuestras vidas. Me siento orgullosa de ti, Te quiero mucho.

ANYI LORENA MÁSMELA COLMENARES.

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno, director del proyecto de grado, por sus enseñanzas, orientaciones, exigencia y apoyo durante todo el proyecto.

M.Sc. Hernando Buendía, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por sus sugerencias en el proceso de realización del proyecto.

Ingeniero Raúl Andrés Martínez López, co-director del proyecto, por sus recomendaciones, sugerencias, disposición, y colaboración en el proceso de la realización del proyecto.

A John Rodríguez, John Carreño, Michael, Luz Dary, Ximena, Jenny y a todo el grupo de trabajo del laboratorio de Análisis Petrofísico y Daño a la Formación UIS Parque Tecnológico Guatiguará, por su colaboración, orientaciones y aportes en el transcurso del proyecto.

Gracias.

TABLA DE CONTENIDO

<u>INTRODUCCION</u>	17
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN EN ZONAS PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS	19
1.2 ESCAMAS	21
1.3 ESCAMAS INORGÁNICAS	21
1.3.1 ORIGEN DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS	22
1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS ESCAMAS INORGÁNICAS	23
1.3.3 MECANISMOS QUE ORIGINAN LA DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS	23
1.3.4 PROCESO SECUENCIAL PARA LA DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS	25
1.3.5 UBICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES	26
1.4 CARBONATO DE CALCIO $CaCO_3$	28
1.4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SOLUBILIDAD DEL $CaCO_3$	29
1.5. PREVENCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.	32
1.5.1 MECANISMOS PARA LA REMOCIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS:	32
1.5.2 MECANISMOS DE ACCIÓN DE LOS INHIBIDORES:	34
1.6 REMOCIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS	34
1.6.1 TÉCNICAS MECÁNICAS	35
1.6.2 TÉCNICAS QUÍMICAS.	36
1.7 REMOCIÓN DE ESCAMAS DE $CaCO_3$ CON HCL	37
1.8 REMOCIÓN DE ESCAMAS DE $CaCO_3$ CON EDTA	37
1.9 REMOCIÓN DE ESCAMAS DE $CaCO_3$ CON ÁCIDOS ORGÁNICOS	39
1.9.1 ÁCIDO ACÉTICO.....	39
1.9.2 ÁCIDO FÓRMICO.	39
<u>2. PARAMETROS PARA LA EVALUACIÓN DE TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS</u>	41
2.1 DISEÑO DEL TRATAMIENTO	42
SELECCIÓN DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO.....	42
TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN	43
COMPATIBILIDAD ROCA- FLUIDO	44
COMPATIBILIDAD FLUIDO- FLUIDO	44
2.2 EJECUCIÓN DEL TRATAMIENTO	45
CALIDAD DEL AGUA DE MEZCLA	45
FORMULACIÓN DEL TRATAMIENTO	45

CONTRATIEMPOS EN LA INTERVENCIÓN	45
2.3 EVALUACIÓN DE RESULTADOS	45
INCREMENTO DE LA PRODUCTIVIDAD	45
CANTIDAD DE ESCAMA DISUELTA Y ANÁLISIS DE RETORNOS	45
<u>3. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....</u>	<u>46</u>
3.1 SELECCIÓN Y CORTE DE MUESTRA.....	46
3.2 SECADO DE LA MUESTRA	48
3.3 MEDICIONES	49
3.4 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.	49
3.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS.	50
3.6 SATURACIÓN DE LA MUESTRA.....	51
3.7 INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO.	52
<u>4. EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE REMOCION DE ESCAMAS INORGANICAS APLICADOS A CAMPOS DEL GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL.....</u>	<u>54</u>
4.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE.	54
4.2 INFORMACIÓN EXPERIMENTAL.....	55
4.3 PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.....	58
4.4 MODELO LEY DE POTENCIA.....	68
<u>5. CONCLUSIONES</u>	<u>72</u>
<u>6. RECOMENDACIONES.....</u>	<u>74</u>
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	<u>76</u>
<u>ANEXOS.....</u>	<u>78</u>

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.	19
Figura 2. Escamas de Carbonato de calcio en un pozo petrolero.	21
Figura 3. Nucleación homogénea y heterogénea.	22
Figura 4. Depósitos minerales.	23
Figura 5. Mezclas incompatibles.	24
Figura 6. Incrustación en una tubería de producción.	27
Figura 7. Incrustación en la matriz cercana al pozo.	28
Figura 8. Efecto de la presión parcial del CO_2 en la solubilidad del $CaCO_3$	30
Figura 9. Efecto de la temperatura en la solubilidad del $CaCO_3$	31
Figura 10. Berea de afloramiento y equipo perfilador.	46
Figura 11. Plug y almacenamiento.....	47
Figura 12. Horno y desecador de vidrio.	48
Figura 13. Calibrador digital y balanza analítica.	49
Figura 14. Equipo Keyphi.....	49
Figura 15. Conductímetro, pH metro y Balanza analítica.....	50
Figura 16. Sistema de saturación.	51
Figura 17. Equipo de desplazamiento.....	53
Figura 18. Distribución de tratamientos para la remoción de escamas de carbonato de calcio en Colombia.....	54
Figura 19. Cambio de tonalidad al adicionar EDTA.	61
Figura 20 Experimento uno permeabilidad Vs Secuencia de ciclos.....	63
Figura 21 Experimento cinco permeabilidad Vs Secuencia de ciclos	64
Figura 22 Experimento diez permeabilidad Vs Secuencia de ciclos	65
Figura 23 Variación de la concentración de calcio después del tratamiento en el experimento uno.	66
Figura 24 Variación de la concentración de calcio después del tratamiento en el experimento cinco.....	66
Figura 25 Variación de la concentración de calcio después del tratamiento en el experimento diez.....	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de daño y mecanismos.	20
Tabla 2. Características de los ácidos para la remoción.....	41
Tabla 3. Fases para la evaluación de un tratamiento de remoción.....	42
Tabla 4. Tratamientos dependiendo del tipo de escama inorgánica.....	43
Tabla 5. Rangos de temperatura para cada tratamiento de remoción.....	44
Tabla 6. Concentraciones de las salmueras.....	55
Tabla 7. Concentración y de la salmuera de trabajo.....	56
Tabla 8. Condiciones de trabajo de los fluidos a utilizar.....	56
Tabla 9. Diseño experimental para cada tratamiento.....	57
Tabla 10. Diseño experimental del proyecto.....	58
Tabla 11. Experimento número diez.....	58
Tabla 12. Concentraciones de calcio para cinco muestras del experimento diez.....	60
Tabla 13. Cantidad de Carbonato depositado y cantidad de Carbonato removido para los experimentos uno, cinco y diez.....	62
Tabla 14 Resúmenes de las permeabilidades efectivas para los experimentos uno, cinco y diez.....	65
Tabla 15 Experimentos aplicados a la Ley de Faruk Civan.....	71

TABLA DE ANEXOS

Anexo A. Depositación total de calcio para todos los experimentos.	78
Anexo B. Depositación de Carbonato de Calcio para los Experimentos.....	79
Anexo C. Diluciones respectivas.....	90
Anexo D. Anexo 4 Titulaciones con EDTA.....	91
Anexo E. Diluciones respectivas.....	92
Anexo F. Titulaciones con EDTA.	92
Anexo G. Calcios determinados a través del equipo – PLASMA.....	93
Anexo H. Remoción de carbonato de calcio para los experimentos.	95
Anexo I. Comparación de la efectividad de los tratamientos.....	106
Anexo J. Gráficas [] Ca VS Vp.....	107
Anexo K. Ley de Potencia Faruk Civan	112

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE TRATAMIENTOS QUÍMICOS DE REMOCIÓN DE CARBONATO DE CALCIO UTILIZADOS EN CAMPOS PEROLEROS COLOMBIANOS¹.

AUTORES: ANYI LORENA MASMELA COLMENARES

KAREN GIRALDO LONDOÑO².

PALABRAS CLAVES: Remoción de $CaCO_3$, Carbonato de Calcio, Escamas de $CaCO_3$, tratamientos químicos.

CONTENIDO: El daño a la formación es uno de los problemas que con mayor frecuencia se presenta en los campos petroleros Colombianos, puede presentarse en cualquier etapa de la vida productiva de un yacimiento afectando negativamente la producción. Por esta razón es necesario con antelación determinar la mejor estrategia de tratamiento de remoción para las escamas de $CaCO_3$.

El objetivo de ese proyecto, es evaluar los tratamientos químicos de remoción de $CaCO_3$ utilizados en campos petroleros Colombianos, a nivel de laboratorio. Se presenta un estudio teórico y experimental con el fin de investigar la mejora del daño de formación por medio de la permeabilidad en muestras de Bereas al pasar los diferentes fluidos de remoción.

Las pruebas se llevaron a cabo en el equipo de desplazamiento Coreflooding del laboratorio de Análisis petrofísicos y Daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander, simulando condiciones de yacimiento y utilizando HCl, Ácido Acético- fórmico y EDTA como tratamientos. Para la realización del proyecto fueron necesarios siete meses de pruebas.

La evaluación de los tratamientos químicos formulados, garantiza la compatibilidad roca- fluido y fluido-fluido a nivel de laboratorio, su ágil remoción y alta capacidad de disolución del Carbonato de Calcio ($CaCO_3$) demostrando altas expectativas y eficiencia en base a los resultados obtenidos.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de ingenierías físico-química. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo Moreno.

ABSTRACT

TITLE: EXPERIMENTAL EVALUATION OF CHEMICAL TREATMENTS OF CALCIUM CARBONATE REMOVAL USED IN COLOMBIAN OIL FIELD³.

AUTHORS: ANYI LORENA MASMELA COLMENARES.

KAREN GIRALDO LONDOÑO⁴.

KEY WORDS: Calcium Carbonate removal, Calcium Carbonate, Calcium Carbonate scales, chemical treatments.

DESCRIPTION:

The formation damage is one of the problems that most often occurs in Colombian oil fields, it can occur at any stage of the reservoir's life productive and adversely affect the production. For this reason, it is necessary in advance to determine the best treatment strategy for Calcium Carbonate removal scales.

The objective of this project is evaluate chemical treatments for calcium carbonate removal used in Colombian oil fields, in the laboratory. A theoretical and experimental study to investigate the improvement of formation damage through permeability in Bereas samples by passing the different removal fluids.

The tests were conducted in the displacement equipment Coreflooding at the petrophysical analysis Damage to the formation laboratory of the Industrial University of Santander, simulating reservoir conditions and using HCl, formic and acetic acid and EDTA as treatments. To carry out the project, there were seven months to make the tests.

The evaluation of chemical treatments formulated, ensures fluid-fluid and fluid-rock compatibility in the laboratory, it's quickly removal and high capacity of dissolution with calcium carbonate ($CaCO_3$) showing high expectations and efficiency based on results obtained.

³ Thesis Deegree.

⁴ Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director. MSc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

INTRODUCCION

La formación y depositación de escamas en el medio poroso es un inconveniente frecuente e importante de daño a la formación. Las escamas de carbonato de calcio son las incrustaciones más frecuentes que se presentan, generadas como producto del agua de formación, por cambios de presión y temperatura o mezcla de aguas incompatibles, el cual son identificadas especialmente en la tubería de producción y equipos de superficie, matriz del pozo y pozos inyectoros. Dichas incrustaciones pueden ser eliminadas por métodos mecánicos o mediante productos químicos, el cual su selección se encuentra en función de la capacidad de compactación y adherencia que posee la escama, además del tipo, espesor, y costos. Generalmente, los tratamientos químicos son los más utilizados en la industria petrolera utilizando entre los más comunes especialmente en Colombia según la data de Ecopetrol: el ácido clorhídrico, EDTA, acético y acético-fórmico; siendo el ácido clorhídrico una de las opciones que mejor se analiza para el tratamiento de la remoción de escamas, debido a su bajo costo aunque limitado por la generación de la corrosión y la re – precipitación del carbonato de calcio.

Para la evaluación de los tratamientos de remoción de escamas de carbonato de calcio, es relevante conocer las fases las cuales conlleva dicho procedimiento, comenzando con el diseño del tratamiento e incluyendo la selección del fluido de tratamiento, la temperatura de formación, la compatibilidad, la calidad del agua de mezcla, entre otras. Y, finalizando con un análisis de resultados teniendo en cuenta la productividad del pozo y la cantidad de escama disuelta. Tener conocimiento acerca de todos estos factores que involucran la vida productiva de los pozos y realizar un análisis de ellos, es el pilar fundamental del presente trabajo, el cual orienta la evaluación a nivel de laboratorio los tratamientos químicos para la remoción de incrustaciones de carbonato de calcio a nivel nacional.

El proyecto se encuentra dividido en cuatro capítulos. En el capítulo número uno y dos, se presenta las generalidades del carbonato de calcio, los efectos relevantes que genera en las zonas productoras, la formación de escamas, sus mecanismos de origen y clasificación. Se describen los mecanismos de prevención e inhibición y los diferentes métodos existentes utilizados en Colombia y más comunes en el área petrolera para la respectiva remoción de escamas inorgánicas; posteriormente se describen los parámetros que deben proseguir para la evaluación de tratamientos en cuanto a la remoción de escamas.

En el capítulo 3 y 4, se presentan los resultados que se generaron a nivel experimental a través de la planeación de un respectivo planteamiento que fue desarrollado con Clearol como simulación del aceite y salmueras con tendencia a la formación de incrustaciones, el cual cada uno de estos componentes contenían características conocidas. Para de esta manera poder determinar y analizar los diferentes aspectos y características de cada una de las pruebas para la remoción del compuesto carbonato de calcio y de esta manera llevar a cabo los análisis correspondientes en cuanto a permeabilidades, composiciones, además de desarrollar un modelo experimental basado en fundamentos ingenieriles para mayor profundización en el análisis del proyecto realizado.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN EN ZONAS PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.

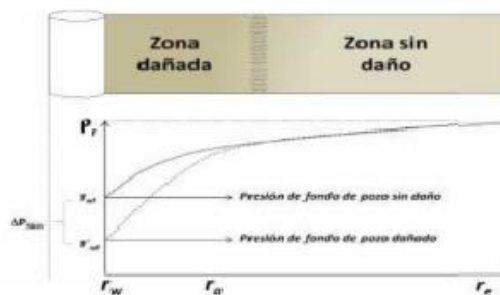
Daño a la formación hace referencia a la variación de la permeabilidad en formaciones petrolíferas, además de ser referenciado no solo como un inconveniente que afecta de manera económica y operacional, sino que a su vez se presenta durante el proceso de recuperación de petróleo y gas (perforación, producción, fracturamiento hidráulico y operaciones de workover). El daño de formación afecta notablemente la permeabilidad cercana al pozo, evidenciándose en la presión debido a que se genera una caída de ella a través de la producción del pozo, pero que tanto por tratamientos químicos como físicos puede ser tratado.

La caída de presión está representada por la Figura 1, descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable mostrada a continuación.

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad \text{Ecuación 1.}$$

Se refiere al daño se encuentra en función donde la zona fue alterada su permeabilidad, por lo tanto: K: permeabilidad (mD), B: Factor volumétrico de formación (RB/STB), h: espesor (ft) y q: tasa de producción (STB/d)

Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.



Fuente: Modificado de GOLAN, M., "Well performance". Prentice Hall, Englewood Cliffs, Segunda Edición 1991.

El factor skin(S) refleja cómo se encuentra de perjudicada la formación: factor skin $S > 0$, cerca de la cara del pozo se encuentra una zona dañada; Factor skin $S < 0$, se ha realizado una estimulación ya sea por acidificación o por fractura miento; Factor skin = 0, la permeabilidad no es alterada en la cara del pozo.

Debido al impacto que produce el factor skin (daño, S), se puede clasificar varios sucesos como los más relevantes y dependientes a dicho factor:

1. *Daño a la permeabilidad Absoluta*: debido a la presencia de arcillas y fino de la formación, sólidos que se generan por los fluidos en operaciones de perforación o completamiento e incrustaciones de asfáltenos y parafinas, las partículas tienden a ocupar el espacio poroso de manera completa o parcial.
2. *Cambios en la permeabilidad relativa*: este tipo de daño es causado por efectos de cambios de mojabilidad y saturaciones además de tratamientos.
3. *Viscosidad alterada*: debido a variaciones de la viscosidad se pueden presentar inconvenientes en el transporte de los fluidos.
4. *Deposición inorgánica*: existencia de incrustaciones. (Carbonato de Calcio CaCO_3 , Sulfato de Calcio CaSO_4 , Sulfato de Bario BaSO_4 , Sulfato de estroncio SrSO_4 , etc.)

Se presenta en la Tabla 1 los diferentes daños y el mecanismo que afecta propiedades en la formación debido al factor skin (S).

Tabla 1. Tipos de daño y mecanismos.

TIPOS DE DAÑO	MECANISMO
Taponamiento por sólidos	Reducción de K absoluta
Migración de finos	Reducción de K absoluta
Hinchamiento de arcillas	Reducción de K absoluta
Bloqueo por agua	Reducción de K absoluta
Formación de Emulsiones	Aumento viscosidad

Cambios de Mojabilidad	Reducción de K absoluta
Reducción de permeabilidad relativa	Reducción de K absoluta
Precipitación de escamas orgánicas	Reducción de K absoluta
Precipitación de escamas orgánicas	Aumento viscosidad
Precipitación de escamas inorgánicas	Reducción de K absoluta
Geomecánica.	Reducción de K absoluta

Fuente: Modificado de tesis, Martines Lopez, R; Achury Zapata, D. MODELAMIENTO DE LA DEPOSITACIÓN DE ESCAMAS DE CARBONATO DE CALCIO EN EL WELLBORE.

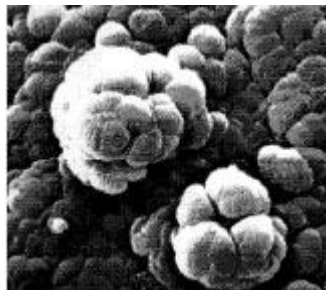
1.2 ESCAMAS

ASTM define incrustación como un tipo específico de depósito inorgánico formado a partir de una solución acuosa directamente en contacto con una superficie confinada. Usualmente es cristalina y densa, frecuentemente laminada y ocasionalmente de estructura columnar.

1.3 ESCAMAS INORGÁNICAS

Las escamas inorgánicas son incrustaciones que se forman producto del agua de formación debido a cambios de presión y temperatura o mezcla de aguas incompatibles acumulándose y obstruyendo el flujo.

Figura 2. Escamas de Carbonato de calcio en un pozo petrolero.



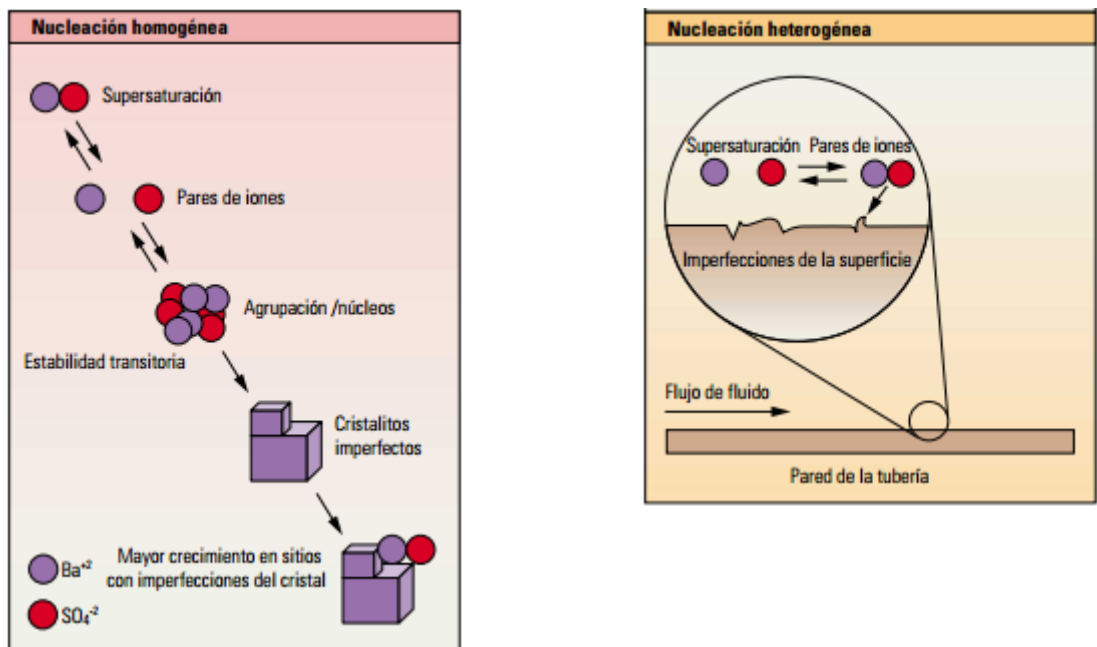
Fuente: OSTVALD Terje, "Prediction of Carbonate Scaling From Oil Field Waters", NACE International, Norway 2002.

1.3.1 Origen de las escamas inorgánicas

Las escamas inorgánicas se originan cuando se altera el estado natural de cualquier fluido, de tal manera que se supera el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Provenientes de cambios de presión y temperatura, liberación de gas, cambios en el pH o en el contacto con aguas incompatibles.

Consecutivo a esto, comienzan los átomos inestables a formar grupos o pequeños cristales (proceso llamado nucleación homogénea) con el fin de unirse cada vez más para aumentar el tamaño del cristal sobre una superficie preexistente de límite de fluidos (proceso llamado nucleación heterogénea) provocando la obstrucción del medio poroso, tuberías, bloqueo de empaques de gravas, taponamiento de bombas, entre otras.

Figura 3. Nucleación homogénea y heterogénea.



Fuente: CRABTREE, Mike. 1999, Lucha contra las incrustaciones – remoción y prevención-. Oilfieldreview. Volumen 11 (3), pág3.

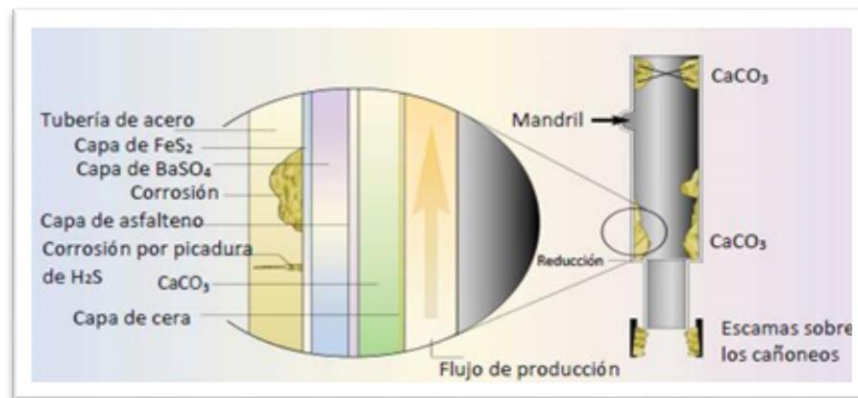
1.3.2 Clasificación de las Escamas inorgánicas

1.3.2.1 Reales: son aquellas que se forman debido a los fluidos nativos BaSO_4 , CaSO_4 , CaCO_3 , etc.

1.3.2.2 Pseudoescamas: son escamas secundarias originadas por la reacción entre los iones de la salmuera y los fluidos inyectados por el hombre (inhibidores de escamas, agua de inyección) lo que provoca una alteración del equilibrio ya que se sobrepasan los rangos de concentración crítica de dichos iones dando como resultado la precipitación de sales poco solubles que actúan como escamas reales.

Las escamas pueden desarrollarse en los poros del yacimiento o cercanías del pozo causando una reducción en la porosidad y permeabilidad. También pueden formarse en equipos de completamiento, válvulas, líneas de flujo, tubing, entre otros, impidiendo el flujo normal de los fluidos.

Figura 4. Depósitos minerales.



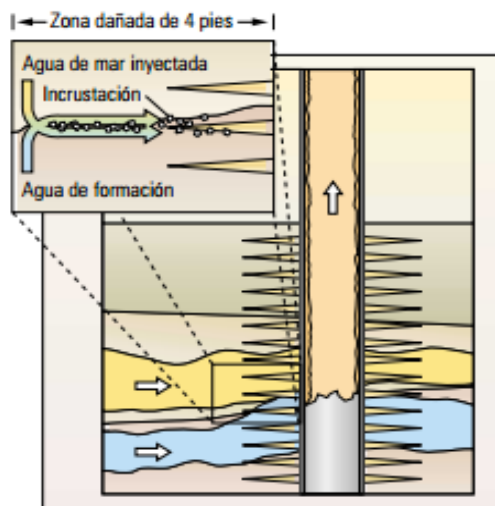
Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág33.

1.3.3 Mecanismos que originan la depositación de escamas inorgánicas

Cuando se están produciendo hidrocarburos, existen cuatro hechos que dan origen a las incrustaciones.

1.3.3.1 Mezclas incompatibles: Se presenta cuando al mezclarse el agua de formación y el agua de inyección dan origen a la formación de incrustaciones en la matriz de la formación. Generalmente el agua de mar es rica en iones de sulfato (SO_4^{-2}) que al mezclarse con el agua de formación que contiene cationes bivalentes de Ca^{+2} y Ba^{+2} superan el límite de solubilidad formando precipitado mineral.

Figura 5. Mezclas incompatibles.



Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág7.

"Amaefule en 1988 explicó que las escamas inducidas ocurren por la mezcla de la salmuera de formación con fluidos incompatibles, invadiendo la formación durante operaciones de perforación, cementación, completamiento y trabajos de workover."⁵

1.3.3.2 Auto-sedimentación: Este fenómeno ocurre cuando el fluido del yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. De tal manera que al modificarse la composición del fluido se supere el límite de solubilidad, trayendo consigo la formación de incrustaciones minerales.

⁵ Fuente: CIVAN, Faruk. "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment and mitigation". Second edition. Pág 409.

Para el caso del carbonato de calcio ($CaCO_3$) cuando se presenta una disminución de la presión habrá una liberación de gases del fluido, en donde el pH aumentará provocando la depositación de minerales.

1.3.3.3 Inundación por gas: Cuando un pozo utiliza como método de recobro mejorado la inyección de CO_2 presenta una alta precipitación de sólidos carbonatados, debido a que el agua que contiene CO_2 se vuelve más ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación, las siguientes caídas de presión en la formación provocan que el CO_2 se separe de la solución dando paso a la precipitación de residuos en cañoneos y poros de la formación.

1.3.3.4 Incrustaciones inducidas por la evaporación: Este es otro mecanismo por el cual se puede dar la formación de incrustaciones; se presenta generalmente cuando disminuye la presión hidrostática en las tuberías, causando que el gas hidrocarburo se expanda y la salmuera que aún está caliente se evapore. Con el fin de que se produzcan iones disueltos que superen la solubilidad del mineral en el agua remanente.

1.3.4 Proceso secuencial para la depositación de escamas

La formación de incrustaciones se origina por los iones sobresaturados en la solución. Lo que significa que hay una mayor concentración de iones presentes en la solución en comparación con las concentraciones normalmente en el equilibrio. Cuando es alterado el equilibrio, para que el compuesto cristalice sobre una superficie se requieren 4 etapas:

- ✓ Supersaturación
- ✓ Nucleación
- ✓ Crecimiento del cristal
- ✓ Aglomeración

1.3.4.1 Supersaturación: Condición en la cual la concentración de sal excede el límite de solubilidad de los iones minerales en el agua, causando cambios en el equilibrio. Esto puede darse por cambios de temperatura, pH y concentración de iones.

1.3.4.2 Nucleación: En este paso es necesario que la solución este sobresaturada para la formación del cristal. La formación de núcleos (aquellos en donde se puede formar espontáneamente una fase sólida) requiere de energía para lograr una estructura organizada con superficies definidas de distribución aleatoria. Por esto es necesario que la solución este sobresaturada o que su concentración sea superior a la del equilibrio del precipitado. Esta etapa se rige por la regla de etapas de Ostwald, la cual establece conexión entre las velocidades de nucleación de las distintas densidades y morfologías. Implicando

que el más denso, menos soluble y más estable; por ello la calcita es la forma más estable del carbonato de calcio comparado con la aragonita.

1.3.4.3 Crecimiento del cristal: Los cristales se forman dependiendo de la cantidad de iones precipitados sobre los núcleos. Principalmente, se forman partículas mayores por la difusión de la sustancia hacia la superficie, posteriores a su deposición. Los iones van adquiriendo una estructura definida.

1.3.4.4 Aglomeración: Se produce la agrupación de cristales cuando se tiene un contacto estable. El cristal sigue aumentando su tamaño con el precipitado debido a que la solución sigue sobresaturada y de este modo se da la maduración.

1.3.5 Ubicación de las incrustaciones

Antes de implementar algún tipo de tratamiento en un pozo para la remediación del daño, es necesario en primer lugar identificar la ubicación y composición de los depósitos minerales.

1.3.5.1 Tubería de producción y equipos de superficie

Las incrustaciones tienden a presentar cristales desde 1 cm en adelante formando una capa espesa que se encuentra en las paredes interiores de las tuberías. Como consecuencia a la formación de escamas, principalmente se genera a causa del aumento de la rugosidad en la superficie de la tubería y reducción del área de fluencia, una disminución de la producción y al mismo tiempo el decrecimiento de la presión. El aumento de las incrustaciones continuamente lograra bloquear totalmente el flujo.

La cantidad de capas que se encuentran depositados a lo largo de la vida del pozo definen la composición química de las incrustaciones en las tuberías, las incrustaciones formadas cerca a las tuberías tienden a contener sulfuros de hierro, productos corrosivos y carbonatos. Cuando las incrustaciones son originadas en las facilidades de superficie como separadoras, depuradoras y tanques de almacenamiento se recomienda sacar dichos dispositivos fuera de servicio para su posterior mantenimiento.

“La formación de incrustaciones de Carbonato de calcio en las tuberías de producción obstruye más del 40% del área de fluencia de la tubería e impide el acceso de herramientas de reparación del pozo a las secciones inferiores.”⁶

Figura 6. Incrustación en una tubería de producción.



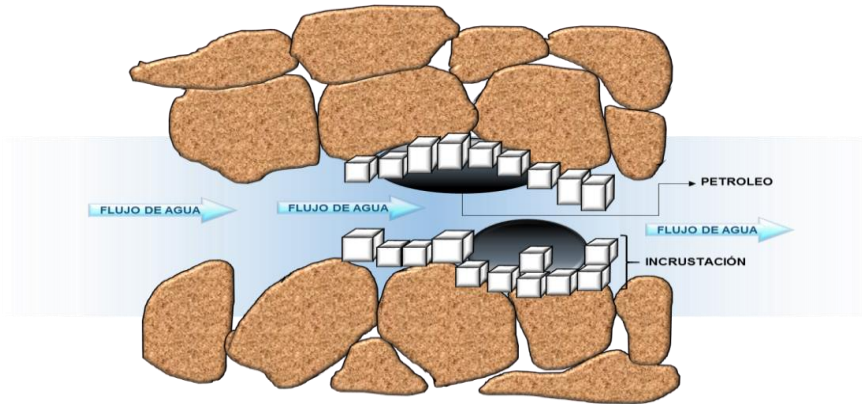
Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág1.

1.3.5.2 Matriz cercana al pozo

Las escamas de carbonatos o sulfatos son típicas de la zona cercana al pozo, presentan partículas de menor tamaño con respecto a las escamas que se encuentran en las tuberías medidas estas en micrones. Estas Incrustaciones bloquean los empaques de las gravas y las mallas y los poros de la matriz. Generalmente, las incrustaciones son formadas cuando el pozo ha sido cerrado por un largo periodo de tiempo, haciendo que se mezclen aguas incompatibles y sea definido este tipo de escama como un daño para el pozo. Su remoción se da por medio de disolventes químicos o ácidos generando un notorio aumento de la producción.

⁶ Fuente: CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág2.

Figura 7. Incrustación en la matriz cercana al pozo.



Fuente: Modificado por autores. CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág4.

1.3.5.3 Pozos inyectoros

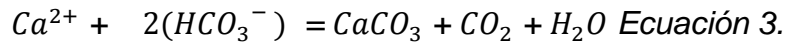
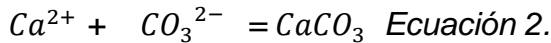
Los pozos inyectoros que han sido dañados debido a las escamas, es debido particularmente a la temperatura del agua de inyección, también por la mezcla incompatible de ella misma o la utilización de la salmuera para el proceso de completamiento. Este tipo de inconvenientes se genera comúnmente en etapas primarias de inyección, en el momento que se genera un contacto entre el agua que se inyecta con la región próxima al pozo. Las consecuencias de las incrustaciones formadas en ese momento son una reducción de permeabilidad en la formación y desmejorar la efectividad del proceso del agua en el yacimiento.

1.4 CARBONATO DE CALCIO $CaCO_3$

El carbonato de calcio es la incrustación que con mayor frecuencia se encuentra en operaciones petroleras, sus cristales presentan tamaño considerable. Sin embargo las escamas de carbonato de calcio pueden ser detectadas por la adición de pequeñas gotas de ácidos fuertes o por el desprendimiento de un gas inodoro que indica su presencia, pero se requieren pruebas especiales para identificar el calcio.

Estas escamas tienen tres formas distintas de cristalización: vaterita, aragonita y calcita; las cuales dependen de las condiciones de depositación. La calcita es uno de los minerales más estables y comunes del $CaCO_3$ que presenta una estructura hexagonal – rombohedral. Otra forma en la que puede presentarse el $CaCO_3$ pero menos estable y que depende de su densidad es la aragonita o varita, que presentan una estructura ortorrómbica.

Los mecanismos de formación de Carbonatos están ligados a cambios de presión y temperatura. El CaCO_3 se forma de la combinación del ion calcio con el ion carbonato o el ion bicarbonato.



Estas dos reacciones para la formación del carbonato de calcio se presentan dependiendo del pH de la solución. La ecuación tres se usa cuando el pH del agua es básico, a diferencia de la ecuación dos que es para pH más ácido.

Los carbonatos pueden formarse en todo sistema que contenga CO_2 y que contenga iones formadores de escamas tales como: Ca^{2+} , Fe^{2+} , Mg^{2+} , Sr^{2+} , Ba^{2+} .⁷

Los carbonatos dependen de algunos parámetros como:

- ✓ Temperatura
- ✓ CO_2 presión
- ✓ pH
- ✓ Fuerza iónica
- ✓ Concentración de iones

1.4.1 Factores que afectan la solubilidad del CaCO_3

Efecto de la presión parcial del CO_2

La presencia de CO_2 incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. Cuando el CO_2 se encuentra disuelto en el agua está en forma de ácido carbónico (H_2CO_3), que posteriormente es ionizado para formar el anión carbonato. Al ionizarse ocurre liberación de iones H^+ generando una disminución en el pH del agua. Así se garantiza que entre más ácido sea el medio mayor será la solubilidad del carbonato de calcio.

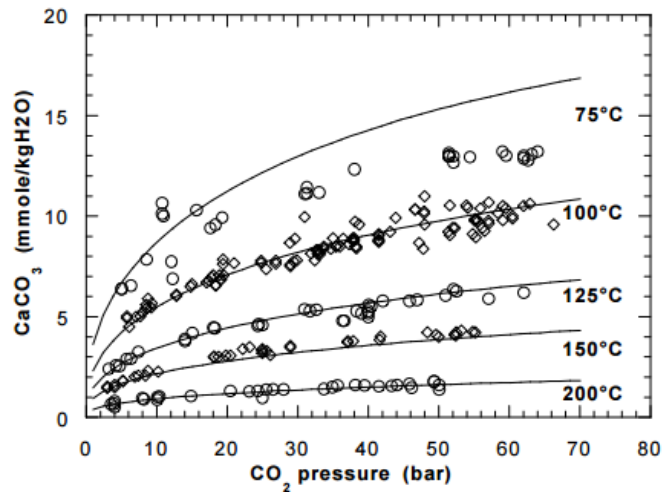
Según el principio de causa y efecto por Le Chatelier's cuando el CO_2 es liberado y removido por la reducción de la presión, la concentración de CO_2 se reducirá. Para

⁷ Fuente: SANDENGEN, Kristian. Scale, Precipitation of salts creating problems. NTNU22. Octubre 2012.

compensar este efecto más carbonato de calcio será producido para mantener constante K^{eq} ⁸

$$K^{eq} = \frac{[CaCO_3][CO_2]}{[Ca^{2+}][HCO_3^-]^2} \text{ Ecuación 4.}$$

Figura 8. Efecto de la presión parcial del CO_2 en la solubilidad del $CaCO_3$



Fuente: SANDENGEN, Kristian. Scale, Precipitation of salts creating problems. NTNU22. Octubre 2012.

Se puede ver que a medida que la presión parcial del CO_2 aumenta, la solubilidad del carbonato de calcio aumenta (ver figura 1). Aunque para temperaturas altas el aumento en la solubilidad del carbonato de calcio será menor. Cabe destacar que si se presenta una caída de presión, el CO_2 se liberará y por ende disminuirá la solubilidad del carbonato de calcio formando precipitados. Frecuentemente este fenómeno se presenta en el choke, flash tank.

Efecto de la temperatura

Este parámetro influye en la solubilidad del carbonato de calcio, ya que un incremento en la temperatura disminuye la solubilidad del $CaCO_3$. Este comportamiento es diferente al de las otras sales y es conocido como solubilidad

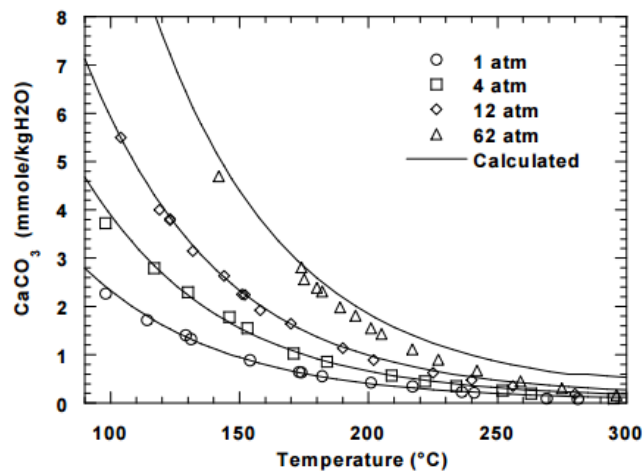
⁸ Fuente: CIVAN, Faruk. "Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment and mitigation". Second edition. Pág 409.

invertida. Frecuentemente el carbonato de calcio tiende a depositarse en los intercambiadores de calor.

La relación entre la temperatura y la solubilidad del CaCO_3 es inversamente proporcional. Cuando se tienen temperaturas muy altas la variación en la solubilidad es baja, caso contrario cuando la temperatura es baja (ver figura 9).

A continuación se verá representado el comportamiento que conserva la Solubilidad del CaCO_3 en función de la Temperatura.

Figura 9. Efecto de la temperatura en la solubilidad del CaCO_3



Fuente: SANDENGEN, Kristian. Scale, Precipitation of salts creating problems. NTNU22. Octubre 2012.

Efecto de otras sales disueltas (TDS)

En una formación se tiene la participación de diferentes sales, cuando se tienen sales en la solución que no contengan el ión calcio o el ión carbonato la solubilidad del carbonato de calcio aumenta conforme se incrementa la concentración de otras sales en el agua.

Efecto del pH

El pH es una propiedad muy determinante e importante en la formación de escamas. Como se dijo anteriormente, la cantidad de CO_2 en el agua afecta el

valor del pH. Al aumentar el valor del pH habrá más probabilidad de la precipitación del carbonato de calcio.

1.5. PREVENCIÓN E INHIBICIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS.

La prevención e inhibición de escamas inorgánicas se basa en el criterio de prever problemas operativos en un pozo productivo. A continuación, alternativas algunas para precaver la precipitación de escamas inorgánicas.

1.5.1 Mecanismos para la remoción de escamas inorgánicas:

Los hallazgos de depósitos minerales permiten que se desarrollen técnicas que son utilizadas para la eliminación de incrustaciones, y que además deben cumplir condiciones: ser efectivas, rápidas y no generar problemas o daños al pozo. Es necesario tener conocimiento del tipo de incrustación presente, cantidad correspondiente, y composición física, debido a que estos aspectos definen el método de elección para la prevención idónea.

Seguidamente una breve descripción de diferentes métodos de prevención para la depositación de escamas inorgánicas:

1.5.1.1 Mezcla de Aguas incompatibles:

Los fluidos que son utilizados en el área operativa tienden a mezclarse con los fluidos del yacimiento, generando así incompatibilidad y por lo tanto formación de incrustaciones debido a la variación del equilibrio en las soluciones.

Si se requiere la inyección de dos aguas que son incompatibles en superficie, se puede dar de dos maneras:

- Sistemas separados: se inyectan las aguas en dos o más pozos, donde no pueda ocurrir contacto entre estas mismas.
- Inyección Secuencial: Las aguas que serán inyectadas, son almacenadas dentro de tanques. La mezcla que se realiza en la línea de inyección es pequeña, por lo tanto la cantidad e precipitado liberado no genera taponamiento en los pozos inyectoros.

1.5.1.2 Composición del agua.

- Dilución del agua.
Al realizarse la dilución de este fluido, se puede reducir en el agua de inyección, concentraciones altas de iones formadores de escamas junto con otro fluido, es decir, agua en menor concentración. De esta manera, se puede localizar un fluido de aguas más estable en condiciones del sistema.
- Remoción de los constituyentes formadores de escamas.
Gases como el H₂S, CO₂ y O₂, deben ser removidos con el fin de eliminar las posibles formaciones de componentes insolubles. Pero, se debe tener en cuenta que el CO₂ al ser retirado, genera que la formación de incrustaciones de

carbonato de calcio se genere más fácilmente, debido a la influencia que posee el dióxido de carbono en el pH y disolución de materiales.

- Control del pH.

El pH en cuanto a las incrustaciones de carbonato actúan de manera inversamente proporcional, es decir, si el valor del pH es bajo, la solubilidad de los componentes del hierro aumenta y a su vez las escamas de carbonato. Este control de pH no es muy efectivo para la contratación de las incrustaciones, es aplicado mayoritariamente, para cuando se desea una pequeña variación de pH, de esta manera la precipitación de los compuestos insolubles puede ser prevenida, además de no cometer consecuencias como la corrosión.

1.5.1.3 Químicos para el control de incrustaciones.

La prevención o reducción de las incrustaciones se realizan mediante productos químicos, en especial, el más usado: Inhibidores de incrustación, el cual demoran, reducen o previenen la formación de incrustaciones cuando son agregados a un agua que forma depósitos, previniendo la nucleación: bloqueo de la formación de cristales; impidiendo el crecimiento de cristales en su mientras se forman y evitando que se adhieran nuevos cristales a incrustaciones formadas.

Los tipos de inhibidores pueden ser inhibidores químicos orgánicos o inhibidores químicos inorgánico, su utilidad en la industria, características y funciones estarán descritas a continuación.

1.5.1.4 Inhibidores de incrustaciones inorgánicas:

Los inhibidores cumplen con la función de mantener los iones en solución para evitar la precipitación y formación de depósitos de ellos mismos. Por lo tanto, su efectividad se encuentra en función de su aplicación: de manera continua y aguas arriba del punto de formación de cristales

Los inhibidores que se utilizan con mayor frecuencia son los polifosfatos inorgánicos: materiales sólidos inorgánicos no cristalinos y polifosfatos de solubilidad controlada, diluidos lentamente en agua, inhibidores orgánicos, fosfato éster, fosfonatos; que de manera general pueden ser clasificados en inhibidores sólidos y líquidos, pero lo más útiles son los últimos respectivamente.

Los inhibidores son aplicados entre 1ppm y 20 pmm, estipulado mediante una prueba residual del producto químico que fue aplicado. Sin embargo, se puede dosificar un inhibidor con mayores concentraciones a causa de sólidos en suspensión presentes en el agua, ya que el inhibidor se desgasta mucho más al adherirse hacia los sólidos.

1.5.2 Mecanismos de acción de los inhibidores:

Los dispersantes, antiprecipitantes, agentes queladores, modificadores de cristal, y otros mecanismos ayudan a la funciones que deben cumplir los inhibidores.

Mayoritariamente, los inhibidores utilizan la alteración de la estructura del cristal como un mecanismo conocido como efecto de entrada, a excepción del ácido etilendiaminotetra-acético (EDTA) y el ácido nitrolotriácético (NTA). Utilizar quelatos tales como EDTA, previene la formación de incrustaciones con los cationes para complejos solubles.

En cuanto a los dispersantes, cumplen con la función de impedir que los cristales de las escamas se formen y se peguen entre ellos mismos en la tubería. Los iones fosfonatos como base de los polímeros cumplen su función con el cubrimiento de pequeños cristales cuando son precipitados del agua, con el fin de evitar la agrupación de ellos y la formación de la incrustación.

La selección del inhibidor es evaluada por características específicas de la incrustación presentada, considerando la aplicabilidad con la escama a ser tratada, ya que la existencia de inhibidores puntuales ayuda a la eficiencia para determinada clase de incrustación.

La manera en que debe ser aplicado el inhibidor (continua, squeeze, sólido, por baches, etc), la estabilidad en las condiciones de operación tales como temperatura, cantidad de sólidos suspendidos, etc. La solubilidad en el fluido para tratarse, la facilidad de aplicación y monitoreo y problemas operaciones, son consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de un inhibidor para su respectiva aplicación.

Por otra parte, la evaluación de inhibidores se puede realizar mediante software, cupones de incrustación, evaluación de precipitación, efecto de la supersaturación, efecto de la temperatura, efecto del pH, efecto de la concentración del inhibidor. Es por esto, que estos métodos son utilizados para probar los efectos negativos que puede presentar el inhibidor ya sea la reacción del inhibidor con los iones que se encuentran normalmente disueltos en salmuera o la generación de emulsiones que se presenta por que la solución acuosa tiene contacto con el crudo.

1.6 REMOCIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS

Como resultado de alteraciones en el equilibrio o mezcla de aguas incompatibles, la formación de escamas puede ser removida por métodos mecánicos o uso de productos químicos, cuya elección depende de que tan compacta y adherida se encuentre la incrustación, espesor, tipo, facilidad para usar raspadores y costos. Considerada así, como una técnica de eliminación rápida y efectiva.

Las consecuencias que provienen de la aparición de las incrustaciones en la industria de los hidrocarburos son convencionales, por lo tanto, es factible la implementación de métodos para su previo control, asegurando la corrección de los inconvenientes operacionales que causan dichas escamas.

La resistencia y la composición de las incrustaciones son de vital importancia para la elección de la técnica de remoción. Según Civan las escamas de carbonato pueden ser disueltas por HCL, ácidos orgánicos y EDTA. A continuación serán descritas las técnicas más utilizadas para la remoción de escamas inorgánicas:

1.6.1 Técnicas mecánicas

Por lo general se utilizan cuando se acumulan capas de incrustaciones solidas impermeables difíciles de remover que revisten la tubería de producción, la formación, las facilidades de superficie, equipos, entre otros. A continuación se mencionan los métodos más usados:

1.6.1.1 Métodos mecánicos convencionales

En situaciones donde se presentan incrustaciones gruesas que están dentro de las tuberías, es necesario utilizar mechas de impacto o tecnología de fresado que son usadas para perforar rocas y triturar acero; como fuente de energía se utiliza un motor hidráulico o una herramienta de impacto tipo martillo.

El método de explosivos se usa principalmente para incrustaciones delgadas. Consiste en hacer vibrar los tubos para lograr desprender las incrustaciones. Sin embargo este método perjudica el estado de los tubos y cemento, por lo anterior es necesario reducir la carga explosiva también llamada como cuerda de disparo.

1.6.1.2 Métodos mecánicos con chorros de fluidos

Esta técnica se utiliza para eliminar incrustaciones en tuberías de producción y cañoneos. Esta herramienta cuenta con varios orificios de expulsión que cubren todo el diámetro del pozo. Algunas veces estas herramientas se utilizan con productos químicos para atacar los depósitos solubles. Cabe resaltar que este método es más efectivo para remover incrustaciones blandas como la halita y menos efectivo en incrustaciones de mayor resistencia como la calcita y sulfato de bario.

1.6.1.3 Métodos mecánicos en líneas de superficie

Los raspadores (pigs) son los más utilizados para: la remoción de depósitos incrustantes poco consolidados o arrastrar sólidos después de un trabajo de remoción con productos químicos. Existen diferentes tipos de pigs como: espuma, de platos de caucho, de cepillos y mixtos.

1.6.1.4 Métodos mecánicos en el fondo del pozo

Las herramientas que van hacer mencionadas deben emplearse con un solvente para la remoción de las incrustaciones.

- ✓ Casing bruces (cepillos para el casing)
- ✓ Surge/swab tools (suave y limpia tubos)
- ✓ Retrievable bridge plugs (tapón puente recuperable).

1.6.2 Técnicas Químicas.

La solubilidad es un factor importante a la hora de utilizar las técnicas químicas, es decir, los carbonatos se pueden disolver fácilmente en ácido clorhídrico, mientras que por el contrario incrustaciones de sulfato complican su remoción debido a la baja solubilidad acida. Es por esto, que cada técnica se encuentra ligada al tipo de escama a remover dependiendo de la composición y las propiedades físicas que posea el compuesto.

La mayoría de tratamientos químicos son controlados por los reactivos de las incrustaciones que llegan a la superficie, donde la eficiencia del proceso de eliminación depende de la relación entre el área de la superficie y la masa. Grandes áreas como los materiales porosos, similares partículas a arcillas de placa fina, los tratamientos reaccionan de manera inmediata debido a que el ácido esta en grandes cantidades de volumen. Cuando las capas de incrustaciones son gruesas y poco porosas, la reacción se vuelve lenta y se responde únicamente a los reactivos químicos que son más fuertes.

El ácido clorhídrico mayoritariamente se utiliza con frecuencia para el tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio, que pueden ser disueltas y removidas al 15%. La sustancia a ser tratada por dicho acido ya ha pasado por un proceso antes de aplicar el HCl con un solvente parafinico.

Los agentes quelantes como el EDTA, se utilizó como los primeros secuestrantes usados para el mejoramiento de la remoción química de las escamas, sin embargo tienden a ser costosos y más demorados con respecto al ácido clorhídrico. El EDTA además de remover carbonatos, es un agente efectivo en cuanto a remociones de sulfato de calcio y compuestos que contengan bario y calcio, lo cual es más utilizado en la presencia de corrosiones por el hierro. El EDTA utiliza volúmenes para la remoción de escamas del 10%-30% del volumen necesario en una estimulación acida.

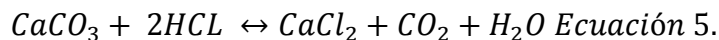
El ácido clorhídrico a diferencia del EDTA posee el inconveniente que la solución de ácido agotado constituye a agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos de incrustaciones.

1.7 Remoción de escamas de $CaCO_3$ con HCL

El ácido clorhídrico es por lo general, la primera opción como tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio. Es un ácido muy económico que puede ayudar a la remoción de las escamas, aunque presenta dos desventajas importantes. En primer lugar es altamente corrosivo por lo que requiere el uso de inhibidores de corrosión. En segundo lugar a partir de resultados experimentales se ha concluido que el uso de HCL puede inducir a una re- precipitación del carbonato.⁹

La solución de ácido clorhídrico también se puede formular con agentes tensoactivos, agentes de control de viscosidad y secuestrantes para optimizar los resultados de su aplicación en particular.

La siguiente reacción muestra la facilidad con la que puede ser removido el carbonato de calcio con HCL obteniendo como productos: agua de formación, cloruro de calcio y dióxido de carbono.



1.8 Remoción de escamas de $CaCO_3$ CON EDTA

“Los químicos que disuelven y quelatizan, el Carbonato de Calcio son capaces de romper el ciclo de reprecipitación”¹⁰. El ácido ethylenediamenetetraacetico (EDTA) fue uno de los primeros agentes que se utilizaron para aumentar la remoción de las incrustaciones de manera química.

Tanto en moléculas orgánicas como inorgánicas, los agentes quelantes son asociados a complejos químicos constituido por iones metálicos, que pueden ser solubles e insolubles. Estos iones son controlados por los agentes evitando que reaccionen y previniendo su precipitación. Una vez se presentan los iones metálicos (Calcio) cuando hay una quelación de las moléculas, la agrupación con el bicarbonato es incapaz para la posterior formación de Carbonato de Calcio.

⁹ Shaughnessy, C. M., Kline, W. E. 1982. EDTA “Removes Formation Damage At Prudhoe Bay”. Society of Petroleum Engineers, (Paper SPE – 11188).

¹⁰ CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág8.

Si bien otro ácido para la remoción de escamas de Carbonato de Calcio es el HCl, pero es el EDTA una opción eficaz comparado con el HCL a pesar de que son más lentos y más costosos, tienen la capacidad de evitar la reprecipitación debido a que el EDTa atrapa los iones de Calcio, es por esto que se considera uno de los procesos para la prevención y remoción de escamas inorgánicas como el más efectivo.

El uso de agentes quelantes que más se usan son los ácidos poliaminocarboxílicos y los ácidos hidroxiaminopolicarboxilos (HACA). Los poliaminocarboxílicos constituyen átomos de Nitrógeno (de uno a tres átomos) que se encuentran cerca a grupos carboxílicos [CO₂H](EDTA para tratamientos con calcio y DTPA para tratamientos con Bario). Los ácidos hidroxiaminopolicarboxílicos (HACA), HEIDA y HEDTA, a temperaturas altas sus reacciones son más lentas por lo que la remoción va a ser más eficaz. Estos tipos de ácidos no generan altas tasas de corrosión y su toxicidad es menor, por lo que no se requiere de la neutralización de los fluidos de retorno.

El EDTA actúa como un agente quelante sobre el ion Calcio por lo que genera un complejo soluble, encontrando que el Na₂EDTA es el material más efectivo para retener los iones de Calcio, aunque se considere que su trabajo es un poco más lento que cuando se utiliza el ácido clorhídrico.

A manera teórica, se considera que el EDTA puro tiene una solubilidad en el agua fresca de 111,5 Kg/m³ con una temperatura de 24 grados centígrados. Al actuar el EDTA en efectividad de manera similar al HCl, una concentración de 91,5 Kg/m³ puede disolverse igualmente que una solución de HCl de 1,6%. Se puede quelar 400Kg de escama de carbonato de Calcio si se utiliza 15,9 m³ de solución de EDTA.

Las variantes químicas que posee este tipo de químico EDTA, también ha resultado seguro cuando se quiere realizar remoción de “escamas distintas a las incrustaciones de Carbonato de Calcio, es decir en sedimentos de sulfato de calcio y compuestos de calcio y sulfato de bario”¹¹.



¹¹ CRABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. “La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención”. OILFIELD REVIEW OTOÑO. 1999. Pág9.

1.9 Remoción de escamas de $CaCO_3$ con ácidos orgánicos

1.9.1 Ácido Acético.

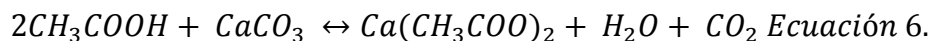
El ácido acético es considerado como un ácido orgánico utilizado principalmente para cuando se requiere un tratamiento en los pozos con característica relevante de la temperatura anormalmente alta, que hacen que los demás ácidos en especial el HCl no sea tan efectivo. EL Ácido acético no necesita concentraciones considerables para problemas de corrosión en cuanto al mantenimiento de la tubería, ni causa precipitación al haber reacciones como los minerales de la formación.

El ácido acético se presenta como ácido acuoso o como no acuoso (glacial). El ácido acético que contiene menos del 1% de agua, es también conocido como un ácido acético glacial, es soluble en agua como en aceite, se utiliza también mezclado con ácido clorhídrico o fluorhídrico en la estimulación de pozos de alta temperatura. Este ácido no reacciona hasta que está en contacto con el agua y se produce su ionización. Es utilizado donde el aluminio, el magnesio y el sulfato de cromo deben ser protegidos; también es corrosivo y su velocidad de corrosión es mucho menor que la del HCl, por esta razón el ácido acético es recomendado donde el ácido debe mantenerse en contacto con metales ferrosos por muchas horas.

Este Ácido es muy común en cuanto a la remoción de calizas cuando hay formación de acetato de calcio y dolomitas. Al darse la formación de acetato de calcio o acetato de magnesio, el ácido acético es utilizado para la disolución de las calizas y dolomitas que se presentan respectivamente. Utilizar ácido acético con una solución del 10% es equivalente a 6% de HCl, lo cual disolverá lo mismo. Sin embargo a presiones mayores de 500 psi, el ácido quedara con una funcionalidad del 40% disolviendo una menor cantidad de escama.

El ácido acético reacciona con las rocas calcáreas de acuerdo con la siguiente estequiometria:

Para la calcita



Para la dolomita



1.9.2 Ácido Fórmico.

Ácido orgánico que sustituye el HCL a altas temperaturas. Se considera que tanto el Ácido Fórmico como el ácido acético son utilizados para temperaturas altas, es

decir mayor a los 200°F, ya que es un ácido más económico y eficaz para la remoción de las escamas de carbonato de calcio a temperaturas elevadas. Sin embargo el ácido acético y fórmico tienen propiedades físicas similares, la diferencia entre ambos es que el ácido fórmico forma un ácido más fuerte en el agua. Por esto el ácido acético es un intermedio entre el HCL y el ácido fórmico.

El ácido fórmico es utilizado para la preparación del lodo ácido (MUD ACID). Las propiedades de este tipo de ácido es que pese a que su reacción es lenta, un poco retardada, permite una mayor penetración por la formación, pero tiende a ser costoso.

El ácido fórmico posee el mismo poder de remover los carbonatos que el HCL en una proporción del 10% y 8% respectivamente.

La reacción del ácido fórmico con la calcita es la siguiente:



CARACTERÍSTICAS DE LOS ÁCIDOS PARA LA REMOCIÓN			
Componente	Acción química	Limitaciones	Características/Usos
HCl	Reacciona con grandes cantidades de agua y productos de corrosión para formar cloruros solubles.	Es corrosivo para el acero, incluso cuando esta inhibido, la temperatura es limitada a 175°F o menos.	Encabeza el listado de la limpieza química industrial. Utilizado en: Calderas, intercambiadores de calor, tuberías, etc. Por lo general el equipo debe estar fuera de servicio.
Ácido Fórmico	Es un ácido débil y no tiene acción complejante.	Se debe utilizar con precaución, a comparación de otros ácidos orgánicos se requiere de temperaturas mas altas que el HCl, HNO ₃ , H ₂ SO ₄ .	Rara vez se utiliza solo, comunmente se utiliza con el ácido hydroacetic para una mejor limpieza en las calderas.
EDTA	Se disuelve en agua con pH alcalino, disuelve el óxido de hierro si el hierro es reducido a un estado ferroso. Generalmente el EDTA disuelve óxidos de hierro en calderas de alta presión y altas temperaturas sin la ayuda de agentes reductores cuando hay una etapa de oxidación que se disolvera en el cobre.	Tiene una gran limitación en sus costos. El EDTA que se utilizada para la limpieza de la caldera requiere de inhibición.	Es el agente complejo mas importante en la tecnología de la limpieza química. Fue principalmente utilizado para disolver etapas de dureza sin ácidos, luego se determinó que es capaz de disolver el óxido y la laminación con ayuda de agentes reductores. El EDTA con amoniaco es utilizado para la eliminación de óxidos de hierro y cobre en calderas de alta presión.
Ácido Acético	Es un ácido líquido incoloro, soluble en agua, alcoholes, éter etílico y otros disolventes orgánicos.	Ineficaz en la eliminación de depósitos de óxido de hierro, mas débil que el ácido fórmico, se prefiere donde son necesarios tiempos de contacto extremadamente largo.	Reacciona con carbonatos y reduce la re-precipitación de compuestos de hierros disueltos a través de la formación. Una pequeña cantidad de ácido acético retrasa la precipitación de aluminosilicatos, es decir, manteniendo el pH lo suficientemente bajo.

Tabla 2. Características de los ácidos para la remoción.

Fuente: KALFAYAN Leonard. "Production Enhancement with Acid Stimulation" Pág 93. COWAN Jack C, WEINTRITT Donald J. "Water – Formed Scale Deposits". Dic 1976. Cap 9, table 9.4 Characteristics of Chemical Cleaning Compounds. "Corrosion in The Petrochemical Industry". Cap 4.

2. PARAMETROS PARA LA EVALUACIÓN DE TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS

Al momento de hacer una evaluación sobre un tratamiento de remoción, es necesario tener claridad de las diferentes fases que este conlleva. En primer lugar el diseño del tratamiento, en segundo lugar la ejecución del mismo y por último el

análisis de resultados. Los diferentes parámetros de cada fase se muestran a continuación en la tabla 3.

Tabla 3. Fases para la evaluación de un tratamiento de remoción.

Fase 1	
Diseño del tratamiento	Selección del fluido de tratamiento
	Temperatura de la formación
	Compatibilidad roca- fluido
	Compatibilidad fluido- fluido
Fase 2	
Ejecución del tratamiento	Calidad del agua de mezcla
	Formulación del tratamiento
	Contratiempos en la intervención
Fase 3	
Evaluación de resultados	Incremento de la productividad
	Cantidad de escama disuelta y análisis de retorno

2.1 Diseño del tratamiento

Selección del fluido de tratamiento

El paso más importante en la etapa de diseño es la selección del fluido de tratamiento, ya que este depende de factores como: tipo de daño, condiciones del pozo, rentabilidad, propiedades de la roca y los fluidos, entre otros.¹² El fluido seleccionado tendrá que remover eficientemente el daño logrando un incremento en la productividad.

Dependiendo del tipo de escama se hará la correcta elección del ácido a aplicar, ya que unos ácidos reaccionan con mayor efectividad en una escama específica. Por ejemplo, el HCL reacciona mejor que los demás ácidos con el carbonato de calcio (bajo ciertas condiciones $T < 200^{\circ}\text{F}$). A continuación se mencionan los tratamientos dependiendo del tipo de escama inorgánica (tabla 5.)

¹² Islas, C. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991.

Tabla 4. Tratamientos dependiendo del tipo de escama inorgánica.

TIPO DE ESCAMA	TRATAMIENTO RECOMENDADO	[]
$CaCO_3$	HCl	5-15%
	Ácido Acético	10-15%
	EDTA disódico	0-9%
$CaSO_4$	EDTA tetrasódico	
$BaSO_4$	EDTA tetrasódico	
$SrSO_4$	EDTA tetrasódico	
$FeSO_4$	HCl	15%
	EDTA disódico	
FeS	HCl	15%
ZnS	HCl	5-15%
Óxidos de hierro	HCl	

Fuente: Modificado de: KALFAYAN Leonard. "Production Enhancement with Acid stimulation". Pág. 190-193.

Luego de haber seleccionado el tratamiento más acorde para el tipo de daño presentado, se prosigue al análisis de los siguientes parámetros.

Temperatura de la formación

Los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos se ven afectados por la temperatura. Los ácidos orgánicos o la mezcla de ácidos orgánicos e inorgánicos se recomiendan cuando se tienen temperaturas más altas a los 200°F¹³ donde se logre disminuir la velocidad de reacción y obtener una mayor penetración del ácido en la formación. A altas temperaturas se convierten más efectivos que el HCl, pero a una mayor temperatura la disolución de estos ácidos no son muy eficientes.

A Continuación se presentan los rangos de temperatura que identifica la calidad y el tratamiento a utilizar.

¹³ Al- Harthy. S., Bustos. O., Fuller. M. Opciones para la estimulación de pozos a alta temperatura. OilFieldReview. Schlumberger. Pág 4. 2009.

Tabla 5. Rangos de temperatura para cada tratamiento de remoción.

Temperatura	Tratamiento		
	HCl	Ácidos Orgánicos	EDTA
< 200 °F	ácido más económico para remover escamas de carbonato de calcio.	Efectividad de remoción baja para las escamas de carbonato de calcio a comparación del HCl	Remueve las escamas desde bajas hasta altas temperaturas.
>200°F	Problemas de inhibición del poder corrosivo del ácido, el tratamiento es costoso.	Alta remoción de escamas de carbonato de calcio a altas temperaturas y el ácido es mas economico.	

Fuente: Al-Harthy.S., Bustos. O., Fuller. M. (2009). Opciones para la estimulación de pozos a alta temperatura. Oil Field Review. Schlumberger.

Compatibilidad roca- fluido

Para que se lleve a cabo una buena estimulación matricial es fundamental que haya una buena respuesta de la formación al fluido de tratamiento, es decir, el tratamiento debe remover el daño y ser compatible con la roca y sus fluidos. Esta compatibilidad depende de la reactividad de los minerales que componen la formación con el ácido a aplicar.

Si se consideran los efectos contrarios que pueden ocurrir al no existir compatibilidad entre el tratamiento y la roca, es necesario tener en cuenta que puede presentarse: cambio de mojabilidad, liberación de hierro, precipitados secundarios, entre otros.

Compatibilidad fluido- fluido

Es necesario verificar que el fluido de estimulación es compatible con el hidrocarburo, agua de formación y productos que resulten después de la reacción del tratamiento con las escamas. La compatibilidad se puede determinar con un análisis de laboratorio. Se realiza durante la preparación del tratamiento, donde se logra observar si todos los aditivos usados son solubles entre sí o si por el

contrario forman insolubilidades ya sea por formación de precipitados, turbidez o productos gelatinosos.

2.2 Ejecución del tratamiento

Calidad del agua de mezcla

El agua es uno de los fluidos que se encuentran en mayor proporción en la mezcla, por ello se debe utilizar un agua que ayude con el objetivo del tratamiento y no un agua que cree un daño adicional en la formación. Antes de la preparación del tratamiento de remoción es necesario conocer la calidad del agua de mezcla, algunas propiedades analizar son: pH, contenido de hierro, dureza total.

Formulación del tratamiento

La formulación del tratamiento debe hacerse en la etapa de diseño, ya que no tendría sentido detectar el tipo de escama, seleccionar el tratamiento pero no saber a qué concentraciones se va a trabajar.

Se debe tener en cuenta que determinado tipo de tratamientos utilizan aditivos indispensables como: inhibidores de corrosión, surfactantes, entre otros.

Contratiempos en la intervención

En la industria petrolera una de las actividades más complejas y que con mayor frecuencia se realizan son las intervenciones de pozos, en este caso las estimulaciones. Cuando se realiza una intervención, es común que puedan presentarse múltiples imprevistos que pueden poner en riesgo los resultados de la operación. Por ello es necesario analizar cualquier eventualidad que pueda alterar los resultados de la estimulación como: químicos en mal estado, tanques contaminados, poca recuperación del ácido en los retornos, entre otros.

2.3 Evaluación de resultados

Incremento de la productividad

El objetivo final de llevar a cabo una estimulación es lograr reducir el daño e incrementar la productividad. Este incremento, solo se puede observar en la producción del pozo al cual se le realizó la estimulación, es decir, a partir de la cantidad y calidad de datos se realiza un análisis del efecto que tuvo el tratamiento de remoción en el pozo, ya que al final este será el parámetro que indica si el tratamiento fue exitoso y rentable o no lo fue.

Cantidad de escama disuelta y análisis de retornos

Lo que se espera al aplicar el tratamiento en un pozo, es verificar que este reaccione positivamente con la formación y logre disolver la mayor cantidad de

escama posible que se encuentra: taponando el medio poroso, reduciendo la permeabilidad y reduciendo la producción. La cantidad de escama disuelta se puede determinar de dos formas: en primer lugar a partir del equilibrio de la reacción, es decir, teóricamente o analizando las características del agua de retorno. Al tener el dato de la cantidad exacta de escama disuelta, este será el que define el éxito o fracaso del tratamiento.

3. PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL.

Para la remoción de escamas de CaCO_3 en el medio poroso y su posterior evaluación con los distintos tratamientos mencionados anteriormente, se realizaron pruebas que simulan la interacción roca-fluido y fluido-fluido en el equipo de desplazamiento coreflooding del Parque Tecnológico Guatiguará que permite representar las condiciones de yacimiento.

A continuación se describe los procedimientos realizados en el laboratorio para la evaluación de la efectividad de la remoción de las incrustaciones.

3.1 selección y corte de muestra.

Se selecciona la berea de interés, donde los plugs son cortados a una longitud requerida y para eliminar la cantidad de finos y variaciones en la forma de las muestras en cuanto a su forma, estos plug fueron limpiados suavemente.

Figura 10. Berea de afloramiento y equipo perfilador.



rea [ft]

Be

Perfilador.

Posteriormente, fueron marcados con tinta china los plugs en la parte media de la siguiente manera:

B- S - #

Donde:

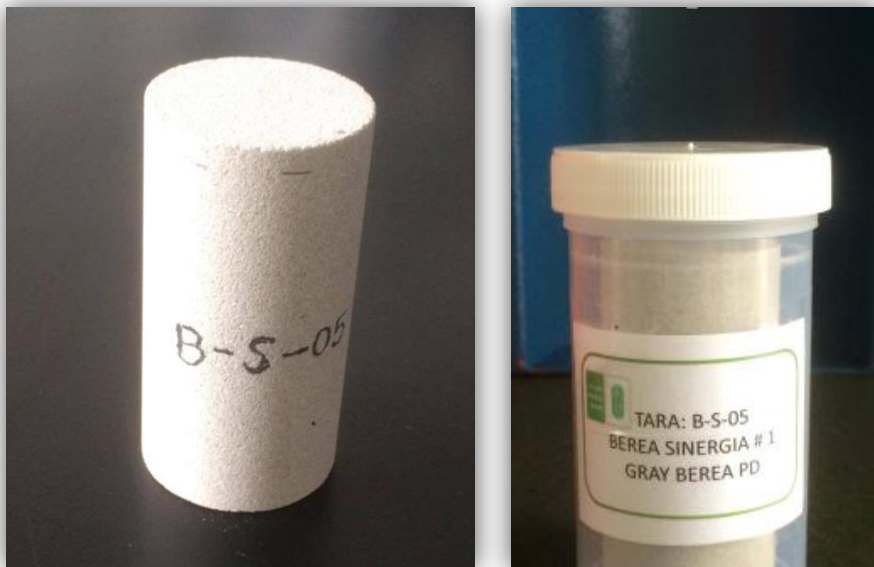
B: Berea de afloramiento.

S: Sinergia

#: Numero consecutiva de las muestras que han sido caracterizadas.

11.

*Figura
Plug y*



almacenamiento.

3.2 Secado de la muestra

Debido a la humedad que puede contener la muestra, esta misma es llevada al horno a temperatura de 176°F (80°C) durante un tiempo estimado de ocho horas, donde posteriormente es retirada del equipo y trasladada a un desecador donde la muestra es aislada de la humedad del ambiente y se espera que la temperatura disminuya por un lapso de cuatro horas.

Figura 12. Horno y desecador de



vidrio.

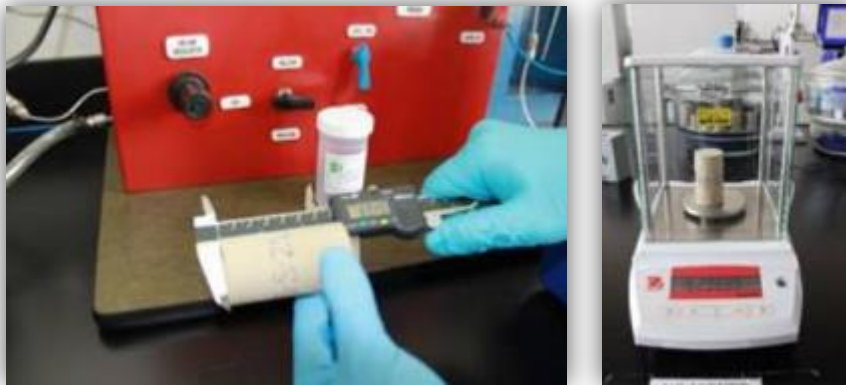
Horno



Desecador.

3.3 Mediciones

Una vez la muestra se encuentra seca totalmente, los datos de longitud, diámetro y peso son tomados cuatro veces para cada medida respectiva por medio de un calibrador digital, además de ello se mide también el peso cuatro veces con una balanza analítica para luego ser promediados.



*Figura 13.
Calibrador
digital y
balanza
analítica.*

Longitud.

Peso.

3.4 Determinación de las propiedades petrofísicas.

Para la caracterización de las muestras, se utilizó el equipo Keyphi, un porosímetro y permeámetro que es utilizado para determinar propiedades de muestras a presiones de confinamiento del yacimiento, determinando así la porosidad y permeabilidad al aire.

Figura 14.



Equipo Keyphi.

Keyphi.

3.5 Caracterización de los fluidos.

Los fluidos utilizados fueron clasificados como: salmuera de trabajo, salmuera con tendencia incrustante y aceite mineral.

Cada uno de los fluidos fue caracterizado a partir de mediciones de densidad, pH, conductividad, viscosidad a la temperatura de trabajo y peso de las sales que son utilizadas para cada salmuera.

Figura 15. Conductímetro, pH metro y Balanza analítica.



Conductímetro.



Ph metro.

Balanza analítica.

3.6 Saturación de la muestra.

Con salmuera de trabajo, en un sistema al vacío es realizada la respectiva saturación. Para este proyecto el error considerado no debía superar el 5% para que la muestra fuera considerada saturada y continuar con el procedimiento.

Para verificar que ese error fuera delimitado por el 5%, se determinó una diferencia entre el peso de la muestra saturada y el peso de la muestra seca junto con la densidad de la salmuera para la determinación de dos valores de volúmenes porosos saturado de la muestra.

Para la saturación de las muestras del proyecto, se utilizó la salmuera de trabajo de 5500 ppm expresada en cloruros. Utilizando únicamente Cloruro de Sodio.

*Figura
de*

*16. Sistema
saturación.*



Sistema de saturación

3.7 Interacción roca-fluido.

El procedimiento de la prueba de desplazamiento es descrito a continuación.

- I. Las bombas son recargadas con salmuera de trabajo y aceite. Donde la muestra es ubicada en el core holder del equipo de desplazamiento. En los puntos de mayor altura, las líneas son purgadas en el equipo con el fin de generar la liberación de las burbujas de aire que pueden estar contenidas dentro de las líneas. De esta manera, las condiciones óptimas están listas para que el equipo tenga la capacidad de iniciar la prueba sin ninguna restricción.
- II. La prueba está constituida por ciclos salmuera – aceite, en el cual se desplaza en sentido de producción el fluido de interés y el delta de presión se monitorea hasta llegar a diez datos consecutivos donde su diferencia no sea mayor al 5%.
- III. El primer ciclo es corrido con el fin de determinar la permeabilidad absoluta al agua, donde se desplaza una cantidad necesaria de salmuera de trabajo hasta que las condiciones de estabilidad sean alcanzadas.
- IV. Luego, la permeabilidad efectiva al aceite es medida hasta las condiciones de saturación de agua irreducible. Se realizaron ciclos de aceite y de salmuera hasta que los diferenciales de presión sean cercanos o similares con el fin de poder determinar la permeabilidad de referencia, teniendo en cuenta que la variación no debe sobrepasar el 5% entre los últimos dos ciclos consecutivos tomando como referencia la inyección de aceite.
- V. Por medio de la inyección de una salmuera catiónica y la salmuera aniónica, se induce el daño, donde esta reacción obtiene la presencia del mineral que generará el daño a la formación. Esta inducción está limitada por un máximo de 100 volúmenes porosos o una reducción del 80% de la permeabilidad en una taza propia para cada prueba.
- VI. Una muestra de fuentes es tomada cada cinco volúmenes porosos y la muestra es preservada con la adición de ácido nítrico concentrado.

- VII. Con un nuevo ciclo de aceite, se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de Swirr (Koil@Swirr, sentido de producción), para evaluar que tan importante ha sido el daño generado. Al igual, con un nuevo ciclo de agua se mide la permeabilidad de retorno a condiciones de Sor. (Kw@Sor).
- VIII. Se realiza la inyección del tratamiento a diferentes caudales, concentraciones y volúmenes porosos que dependen del diseño de cada experimento. Este tratamiento se inyecta en flujo inverso a la inyección de la salmuera y del aceite.
- IX. Inyectar agua salmuera monitoreando efluente hasta ausencia del tratamiento (HCl, EDTA, ácido acético –fórmico)
- X. Medir Kefec oil de referencia @Swirr
- XI. Realizar un nuevo ciclo de agua, inyectando aceite hasta llevarlo a condiciones de Kefec agua@Sor.
- XII. De esta manera se da por finalizada el procedimiento de desplazamiento. Se debe esperar un momento apropiado para que los elementos internos del equipo su temperatura se estabilice antes de realizar el desmonte de la muestra ubicada en el core holder.

Figura 17. Equipo de desplazamiento.



4. EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE REMOCION DE ESCAMAS INORGANICAS APLICADOS A CAMPOS DEL GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL.

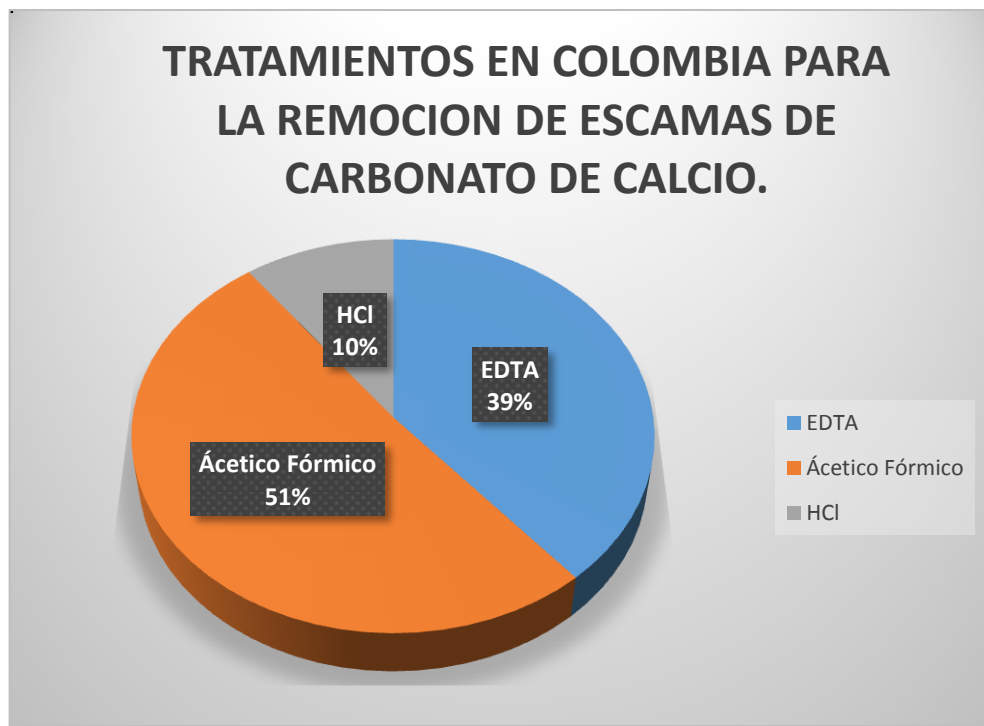
4.1 Información disponible.

El grupo empresarial Ecopetrol realiza a 18 campos petroleros, tratamientos de remoción de escamas de carbonato de calcio utilizando como fluido de estimulación ácido clorhídrico, EDTA y ácido acético fórmico, con una totalidad de 49 pozos a nivel nacional.

En la figura 18 se muestra la distribución de los tratamientos para remoción de escamas de carbonato de calcio en Colombia en los años 2010-2014.

Figura 18. Distribución de tratamientos para la remoción de escamas de carbonato de calcio en Colombia.

Tratamiento	Pozos
EDTA	19
Ácético Fórmico	25
HCl	5



Fuente: SALAZAR, William A, NASSAR DÍAZ, José G. Análisis de los tratamientos de remoción de escamas inorgánicas realizados en campos Colombianos. 2015.

4.2 Información experimental.

El desarrollo del proyecto se basó según el diseño experimental, cumpliendo con las condiciones de los campos a nivel nacional operados por Ecopetrol. Se utilizaron tres fluidos: Klearol, salmuera de trabajo y salmuera incrustante que se encuentran basados en las condiciones presentadas a continuación.

1. Salmuera incrustante.

En la tabla número seis (6), se encuentran las respectivas salmueras incrustantes: catiónica y aniónica, expresadas en gramo por litro, la cual, su función principal es la ayuda en la inducción del daño. Dichas salmueras poseen un índice de estabilidad (IS) clasificadas en alta, media y baja. Utilizadas respectivamente para los diferentes experimentos.

Tabla 6. Concentraciones de las salmueras.

IS	Salmuera Catiónica		Salmuera Aniónica	
	NaCl	CaCl ₂ ·2H ₂ O	NaCl	NaHCO ₃
	g/L	g/L	g/L	g/L
Alta	7,171	4,768	7,171	5,449
Media	7,754	3,301	7,754	3,772
Baja	8,337	1,834	8,337	2,095

2. Salmuera de trabajo.

Las características de la salmuera de trabajo utilizada para la estabilización del equipo utilizado en las pruebas con el fin de obtener las condiciones para inducir el daño, son presentadas en la tabla número 7.

Tabla 7. Concentración y de la salmuera de trabajo.

Salmuera de Trabajo
g de NaCl / L
9,066

Na^{++}	3566,12
Cl^{-}	5499,61
NaCl (g/L)	18,13
ρ (g/cc)	1,01
pH	6,39

3. Viscosidad.

A continuación en la tabla número ocho, se exponen las condiciones de viscosidad de los fluidos utilizados: Salmuera de trabajo (Sal. Trab), Klearol y niveles de viscosidad como alta, media y baja.

Tabla 8. Condiciones de trabajo de los fluidos a utilizar.

Temperatura [°F]	Viscosidad [cp]				
	Sal. Trab.	Alta	Media	Baja	Klearol
150	0,444	0,438	0,437	0,437	8,6
200	0,313	0,308	0,308	0,307	4,5
250	0,235	0,232	0,231	0,23	2,8

La data brindada por el grupo empresarial Ecopetrol con las características utilizadas actualmente en los campos petroleros colombianos, es representada en la tabla número nueve. Donde el ácido clorhídrico, EDTA y acético- fórmico son los tratamientos más comunes en el país, exponiendo la concentración de cada uno de ellos ([] del tratamiento), el tiempo de remojo (en horas), la cantidad de volúmenes porosos inyectados y sus respectivas temperaturas. Todas ellas utilizadas para las condiciones que posee cada experimento a la hora de realizar las pruebas.

Tabla 9. Diseño experimental para cada tratamiento.

Tratamientos	HCl	EDTA	Acét-Fórmico
[] de Tratamiento	15,00%	0.3 M	15,00%
	11,25%	0.2 M	12,50%
	7,50%	0.1 M	10,00%
Tiempo de remojo [Horas]	0	6	0
	0	4	0
	0	2	0

El proyecto consta de 10 pruebas que fueron realizadas en los laboratorios de análisis petrofísicos y Daño a la formación ubicados en el parque tecnológico Guatiguará, las cuales su desarrollo se basó en condiciones reales y prácticas de los campos del grupo empresarial Ecopetrol. Los experimentos poseen características específicas evidenciadas en la tabla 10, iniciando desde la concentración de calcio hasta el tratamiento que fue utilizado para cada uno de estos.

Tabla 10. Diseño experimental del proyecto.

Experimento N°	[Ca	Q	K	T	[tratamiento	Tiempo remojo	Tratamiento
	ppm	cc/min	mD	°F	M/ %Peso	Horas	
1	250	1	30	250	0.1	2	EDTA
7	250	3	1000	250	0.3	4	EDTA
9	250	2	485	250	0.2	6	EDTA
15	450	2	485	200	0.3	4	EDTA
3	250	3	30	250	15	4	Acético
5	250	1	1000	250	10Ace-4.5For	0	Ace-For
17	450	2	485	200	10Ace-8For	0	Ace-For
4	650	3	30	150	15	0	HCl
10	650	2	485	150	11.25	0	HCl
16	450	2	485	200	11.25	0	HCl

4.3 Procedimiento experimental

Cada experimento tiene su respectivo tratamiento. A continuación se explicará cómo se determina la cantidad de carbonato total depositado para cada una de las pruebas. Debido a que el proceso es repetitivo para todos los experimentos (la única variación son los datos de volumen poroso inyectados y concentración de cada tratamiento), se utilizará el experimento número 10 como ejemplo para describir el paso a paso de como hallar el carbonato de calcio depositado.

Una vez explicado el procedimiento con el experimento 10 que se encuentra con tratamiento HCL, se realiza una comparación con el experimento número uno de tratamiento EDTA y el experimento número cinco con tratamiento acético-fórmico, con el fin de analizar y evaluar la eficiencia de cada uno de estos.

EXPERIMENTO N°10

En la tabla 11 se observan los pasos para determinar el total de calcio depositados en el *plug* del experimento 10 a partir de la concentración de calcio y sus volúmenes porosos correspondientes.

Tabla 11. Experimento número diez.

V. Poroso	[Ca (ppm)	Volumen / Unidad (cc)	Volumen acumulado (cc)	Tiempo (min)	Calcio depositado (mg)	Calcio depositado acumulado (mg)	Carbonato depositado (mg)	Carbonato depositado acumulado (mg)
0	650	0	0	0	0	0	0	0
1	133,62	16,38	16,38	16,38	8,46	8,46	21,12	21,12
2	135,69	16,38	32,75	32,75	8,42	16,88	21,03	42,15
3	139,85	16,38	49,13	49,13	8,35	25,23	20,86	63,02
5	105,23	32,75	81,89	81,89	17,84	43,08	44,56	107,58

[] Ca+2 (ppm)	650
Volumen poroso (cc)	16,377
Caudal (cc/min)	1

Cad
a
volu

Calcios total depositado (mg)	43,08
Carbonato total depositado (mg)	107,58

men poroso (**V. Poroso**), representa el volumen de salmuera incrustante que se inyecta a través del plug, por lo tanto, a medida que los volúmenes porosos se inyectan, una cantidad de concentración de calcio es obtenida (**[] Ca (Ppm)**) estos dos datos son representados en las dos primeras columnas de la tabla N°11. Posteriormente, es necesario conocer la cantidad de volumen de salmuera en cc que se inyecta al pasar cada volumen poroso, debido a que la cantidad de volúmenes porosos no son inyectados de manera cuantitativamente consecutiva. (**Volumen/Unidad(cc)**).

El volumen de Salmuera para cada volumen poroso inyectado es determinado por la siguiente ecuación:

$$Volumen (cc) = (Vp_{actual} - Vp_{anterior}) * Vp_{plug} \text{ Ecuación 9.}$$

Con estos valores de Volumen/Unidad en cc se determina la cantidad de calcio depositado para cada volumen poroso inyectado. Se tiene en cuenta que la [] Ca inicial es fijada para cada experimento, en este mismo, es equivalente a 650 ppm. Se debe tener en cuenta que el volumen debe ser convertido a Litros.

Ca Depositado (mg)

$$= ([Ca]_{inicial} - [Ca]_{actual}) * \left(\frac{Volumen - Unidad}{1000} \right) \text{ Ecuación 10.}$$

Por lo tanto, para determinar la cantidad de Calcio total depositada en el plug, se debe realizar la sumatoria de calcios depositados en cada volumen poroso inyectado. Reflejando así, la ecuación:

$$Ca_{total}(mg) = \sum Ca \text{ depositado (mg)} \text{ Ecuación 11.}$$

Teniendo la cantidad de calcios depositados por cada volumen poroso, se determina la cantidad de Carbonato de Calcio, por medio de una conversión con pesos moleculares de cada uno de ellos.

Peso Molecular Ca = 40,078 g/Mol

Peso Molecular CaCO₃ = 100,0869 g/Mol

$$\mathbf{CaCO_3 \text{ Depositado (mg)} = Ca \text{ Depositado [mg]} * \left(\frac{100,0869}{40,078}\right) \text{ Ecuación 12.}}$$

Entonces, la cantidad de Carbonato de Calcio total depositado en el plug, es dada por la siguiente ecuación:

$$\mathbf{(CaCO_3)_{total (mg)} = \sum CaCO_3 \text{ Depositado [mg]} \text{ Ecuación 13.}}$$

La Cantidad de calcio depositado y cantidad de Carbonato de Calcio depositado, serán valores relevantes a la hora de realizar los cálculos para la remoción de estos mismos.

Al finalizar la prueba, después de inyectado el tratamiento, es necesario la recolección de efluentes que fueron preservados con dos o tres gotas de ácido nítrico (HNO_3), con el fin de evitar alteraciones de estas con el tiempo. Para determinar la concentración de Calcio de los efluentes, es decir, la concentración de calcio removido para este experimento N°10, cinco muestras de este experimento (T1-T2-T3-T6-T7) pudieron ser analizadas en el equipo de plasma, determinando así la concentración de Calcio para cada muestra. Sin embargo, una de las muestras (M639), no pudo ser analizada en el equipo de plasma, por lo que fue necesario realizar la titulación.

En la siguiente tabla (12), se muestran las concentraciones de calcio de los efluentes (T1, T2, T3, T6, T7) del experimento diez obtenidas en el equipo PLASMA.

Tabla 12. Concentraciones de calcio para cinco muestras del experimento diez.

Nombre	Muestra	Calcio [ppm]
T1	M636-16-12	30,3
T2	M637-16-12	343,6
T3	M638-16-12	268,4
T6	M641-16-12	874,4
T7	M642-16-12	182,25

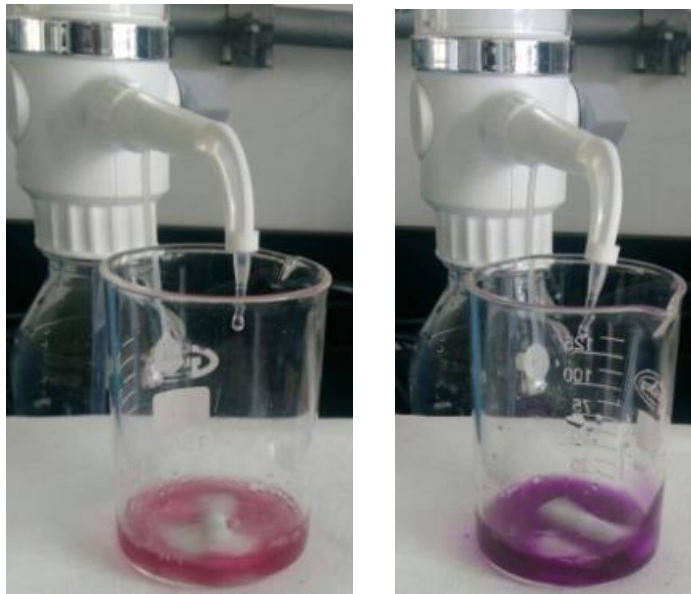
La muestra M639 fue diluida antes de realizar la titulación. Se tomaron 300 micro litros de muestra original diluyéndola en HNO_3 a una concentración de 1M.

Aforándolo hasta un volumen total de 20 mili Litros. Una vez ya hecha dicha dilución, el paso a seguir es la titulación con EDTA.

$$[Ca] = \frac{\text{Volumen EDTA} * [EDTA] * 20000 * \text{RelaciónDilución}}{\text{Volumen Muestra}} \text{ Ecuación 14.}$$

$$[Ca] = \frac{0,05 * 0,017N * 20000}{3} * \frac{20}{0,03} = 377,78 \text{ ppm}$$

Figura 19. Cambio de tonalidad al adicionar EDTA.



Con el cálculo de la $[Ca]$ (ppm) junto con el volumen poroso del plug (L), se puede determinar la cantidad de Calcio que se remueven y por consiguiente la cantidad de carbonato de Calcio.

$$[Ca] \text{ (ppm)} = 377.78 + 30.3 + 343.6 + 268.4 + 874.4 + 182.25 = 2076,63 \text{ ppm Ca}$$

Por lo tanto,

$$[Ca] \text{ mg} = 2076,63 * 0,0164 = 34,01060 \text{ mg Ca}$$

Determinamos la cantidad de Carbonato de Calcio removido.

$$\text{Carbonato de Calcio Removido} = 34,01060 * \left(\frac{100,069}{40,078}\right) = 84,93 \text{ mg CaCO}_3$$

Experimento	T [°F]	□ Tratamiento	Tratamiento	Carbonato depositado (mg)	Carbonato removido (mg)
10	150	11,25 %	HCl	107,58	84,93
5	250	10 Acético-4,5 Fórmico	ACÉTICO-FÓRMICO	233,05	111,93
1	250	0,1 M	EDTA	615,12	404,63

Es así, como se da por finalizado el proceso experimental de los cálculos en cuanto a la remoción de Carbonato de calcio. A continuación se muestra una tabla clasificando como se mencionó anteriormente diferentes experimentos con sus tratamientos y cálculos respectivos para su posterior análisis.

En la tabla 13, se puede observar claramente que tanto carbonato logro ser removido una vez inyectado el tratamiento. Sin embargo la efectividad puede ser representada también a partir de graficas de permeabilidad Vs Secuencia de ciclos. Mostradas a continuación.

Tabla 13. Cantidad de Carbonato depositado y cantidad de Carbonato removido para los experimentos uno, cinco y diez.

En la figura 20, figura 21 y figura 22 se representa el comportamiento que posee cada experimento con respecto a la variación de las permeabilidades efectivas durante las pruebas, las cuales constan de tres importantes fases. Durante la primera etapa, se realizaron los ciclos de estabilización a un caudal determinado (para cada experimento según el diseño experimental) con el fin de obtener las condiciones necesarias para la inducción al daño. En la fase número dos se evidencia la reducción de la permeabilidad la cual se genera debido a las salmueras incrustantes y se observa una variación alta de la permeabilidad efectiva de los fluidos (20% en la reducción efectiva al agua y 90 % en la reducción efectiva al aceite). Finalmente, en la tercera etapa se realiza la inyección del fluido de tratamiento, el cual logra restaurar la permeabilidad efectiva de los fluidos en más de un 50%. Por lo tanto, dichas figuras son una buena representación del comportamiento de las permeabilidades a lo largo de la prueba.

Figura 20 Experimento uno permeabilidad Vs Secuencia de ciclos

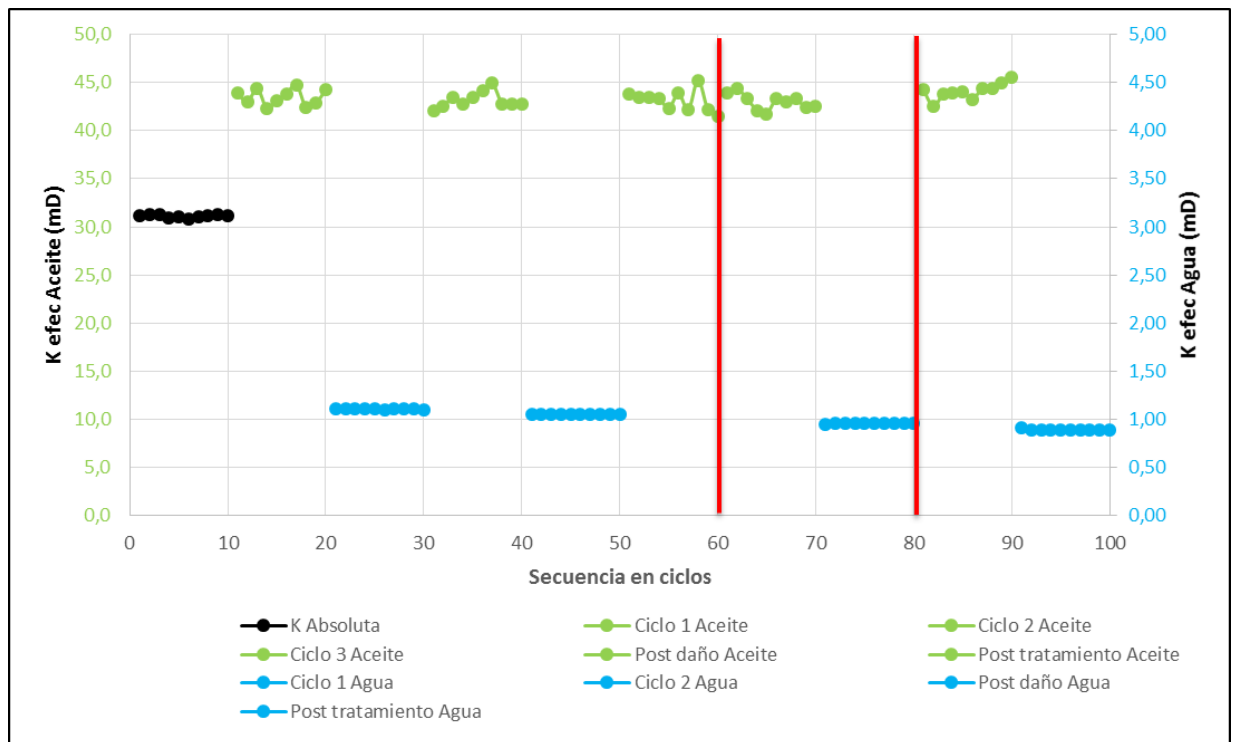


Figura 21 Experimento cinco permeabilidad Vs Secuencia de ciclos

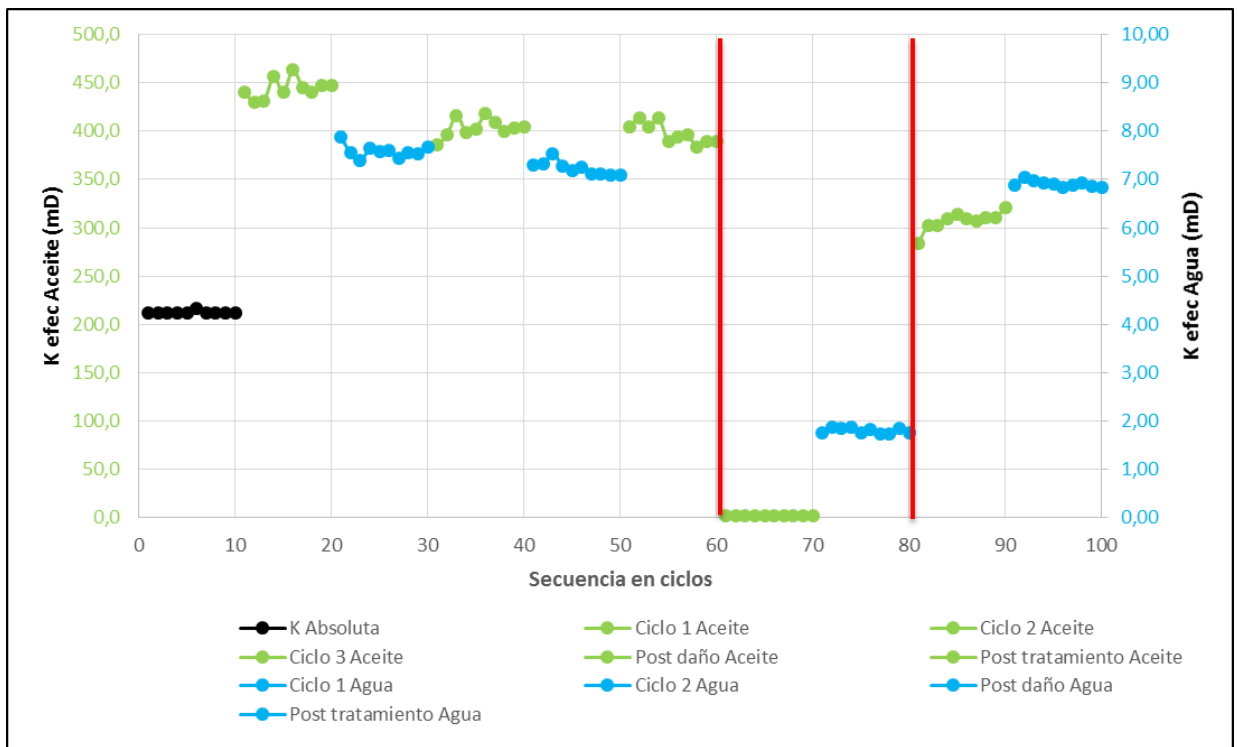


Figura 22 Experimento diez permeabilidad Vs Secuencia de ciclos

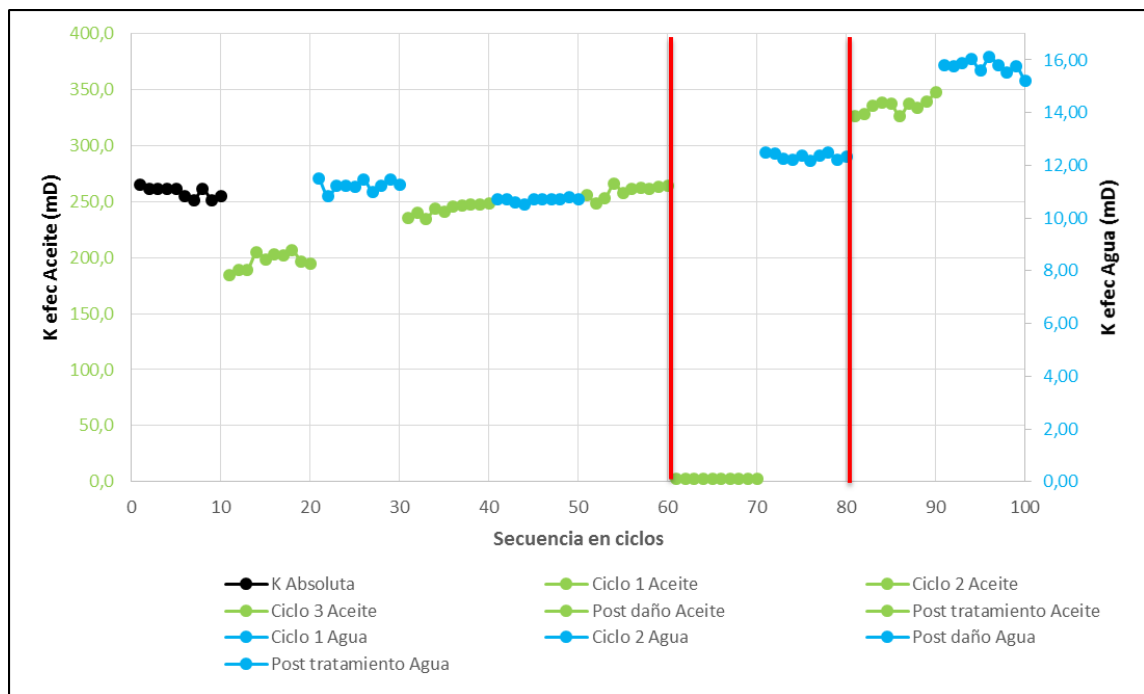


Tabla 14 Resúmenes de las permeabilidades efectivas para los experimentos uno, cinco y diez.

Pre daño	Post daño	Post tratamiento
----------	-----------	------------------

# Exp	K abs (mD)	Kw (mD)	Ko (mD)	Kw (mD)	Ko (mD)	Kw (mD)	Ko (mD)
1	31	1,1	43,1	0,96	42,99	0,89	44,1
5	212	7,2	397,6	1,8	1,9	6,9	307,1
10	258	10,7	259,4	12,3	2,2	15,7	335,1

En términos generales la reducción de permeabilidad fue alrededor del 90% como se puede observar en la tabla 14. Durante la inyección de la salmuera incrustante el taponamiento del *plug* fue rápido, continuamente se hizo la inyección del respectivo tratamiento notando una efectividad mayor o igual al 50%.

Figura 23 Variación de la concentración de calcio después del tratamiento en el experimento uno.

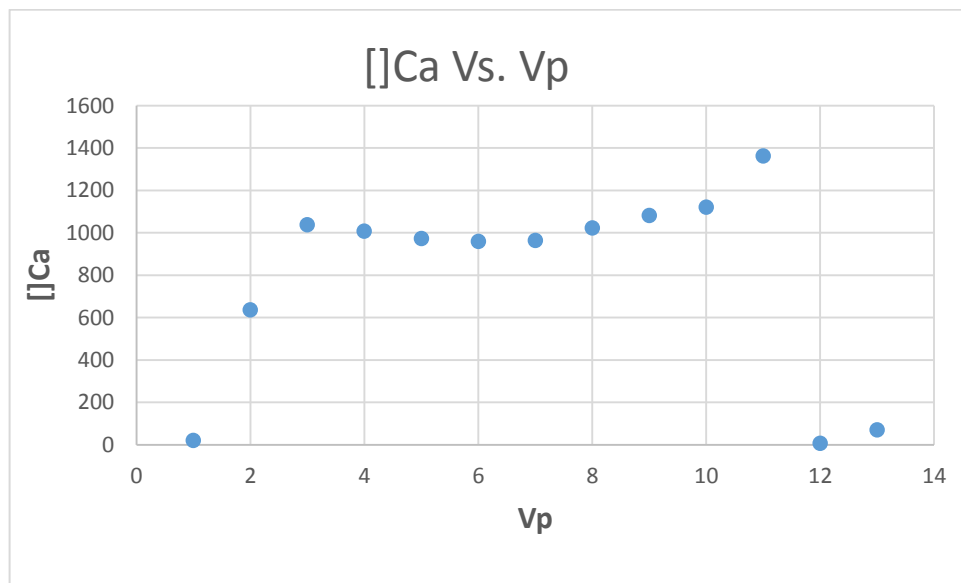


Figura 24 Variación de la concentración de calcio después del tratamiento en el experimento cinco.

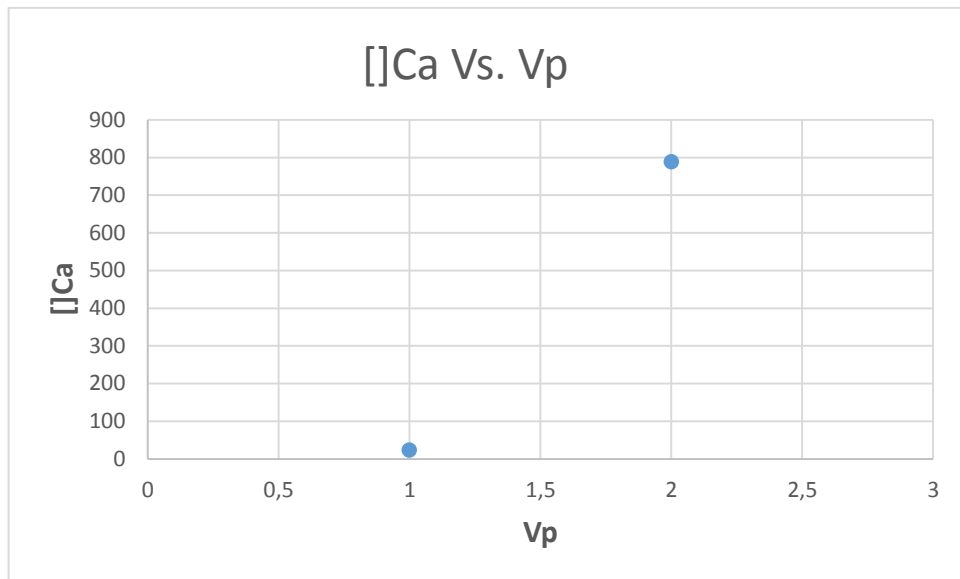
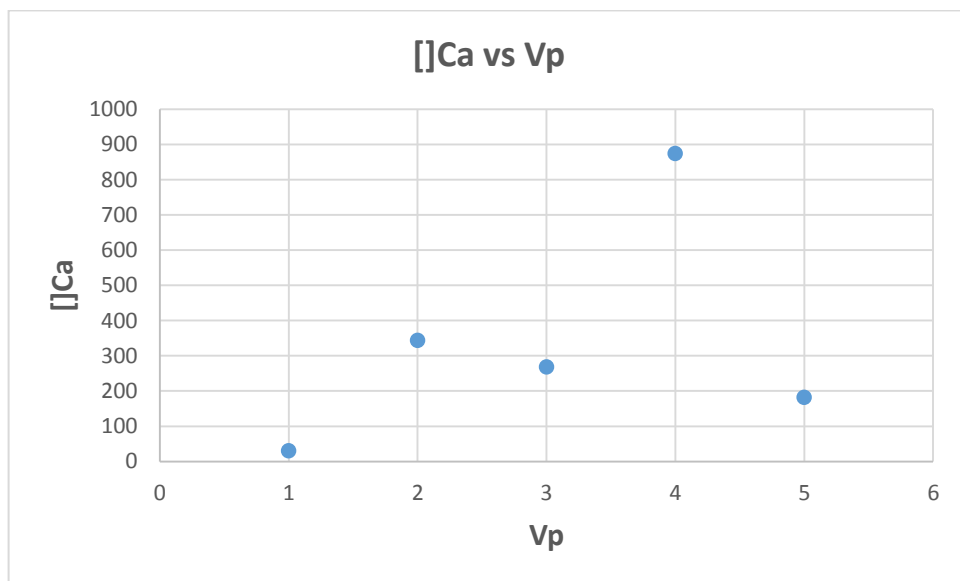


Figura 25 Variación de la concentración de calcio después del tratamiento en el experimento diez.



Como se puede observar en las figuras 23, 24 y 25 la variación de la concentración de calcio al momento de recoger los efluentes. En donde se

evidencia que alrededor del 85% de los ácidos lograron reaccionar con el carbonato de calcio depositado causando una buena remoción en los *plugs*. En el experimento cinco se evidencio que en 2 volúmenes porosos de efluentes se logró obtener la mayor concentración de calcio con 800 ppm; para el experimento uno en los dos volúmenes porosos de efluentes se logró 650 ppm de calcio y finalmente en el experimento diez al pasar los dos volúmenes porosos de HCl se logró obtener 350 ppm de calcio. Con todo lo anterior es posible resaltar que la concentración de calcio tiene una tendencia exponencial Vs V_p , sin embargo es claro que al comparar los tres tratamientos el que logra una mejor remoción a los dos volúmenes porosos es el ácido acético fórmico con 800 ppm.

4.4 Modelo Ley de Potencia

Con el fin de poder observar que tan cerca están los datos obtenidos en las pruebas con algunos datos que pueden arrojar los distintos modelos matemáticos, se utilizó la Ley de Potencia planteada por Faruk Civan¹⁴

$$\frac{K}{K_o} = \left(\frac{\emptyset}{\emptyset_o}\right)^n$$

Donde:

K: Permeabilidad alterada (mD)

K_o: Permeabilidad inicial (mD)

∅: Porosidad alterada

∅_o: Porosidad Inicial

n: Exponente de daño

Basados en la Ley, se buscó para todos los experimentos determinar el exponente de daño. De cada prueba se tenía: K, K_o y ∅_o, sin embargo fue necesario calcular la porosidad alterada para cada uno, de la siguiente manera:

$$\emptyset = \emptyset_o - \left(\frac{m/\rho}{V_t}\right)$$

M: Masa del carbonato de calcio depositada (g)

P: Densidad del carbonato de calcio (g /cm³)

V_t: Volumen (cm³)

¹⁴ Faruk civan pg 124

Una vez obtenida la porosidad alterada para cada experimento se pasa a encontrar el exponente de daño (n).

$$n = \frac{\text{Log } K/K_0}{\text{log } \emptyset/\emptyset_0}$$

Aunque es necesario aclarar que este proyecto no está enfocado en la depositación de la escama sino en la remoción de esta, es por esto que basados en el exponente de daño se aplica el mismo modelo para determinar el exponente de remoción.

$$\frac{Kr}{K_0} = \left(\frac{\emptyset_r}{\emptyset_0}\right)^{nr}$$

Donde:

Kr: Permeabilidad removida (mD)

Ko: Permeabilidad inicia (mD)

∅r: Porosidad removida

∅: Porosidad inicial

nr: Exponente de remoción.

Y calculando:

$$\emptyset_r: \emptyset - \left(\frac{m/\rho}{Vt}\right)$$

∅: porosidad alterada.

M: Masa del carbonato de calcio removido (g)

P: Densidad del carbonato de calcio (g /cm3)

Vt: Volumen (cm3)

Con la porosidad removida de cada experimento obtenida durante las pruebas, se debe a encontrar el exponente de remoción (nr).

$$nr = \frac{\text{Log } Kr/K_0}{\text{log } \emptyset_r/\emptyset_0}$$

Una vez obtenidos los exponentes de remoción, se debe tener presente que lo más idóneo es tener para el modelo de remoción el exponente de remoción y para el modelo de daño el exponente de daño. Aunque en este proyecto se busca mirar que tan grande es el error al determinar Kr con la Ley de Faruk Civan pero no con la nr sino con la n, es decir el exponente de daño.

$$\frac{Kr}{Ko} = \left(\frac{\phi_r}{\phi_o}\right)^n$$

El experimento diez tiene las siguientes condiciones:

Vt (cm3)	16,38
Kinicial-agua (mD)	10,96
Porosidad inicial	0,22
Densidad CaCO3 (g/cm3)	2,71
Porosidad alterada	0,21952233
Carbonato depositado g	0,10758

Carbonato removido (g)	K restaurada Exp (mD)	Porosidad removida	n
0,08493	2,01	0,219249	496,016865

n daño	K rem teóricamente (mD)
295,283287	3,99298188
580,380728	1,50629735
936,071313	0,44636391

K removida teóricamente= 1,981881 mD

K restaurada experimentalmente = 2,01 mD

$$\% \text{ Error} = \frac{2,01 - 1,981881}{1,981881} \times 100 \text{ g}$$

$$\% \text{ Error} = 1,41$$

El porcentaje de error obtenido en el experimento diez es bastante bajo, lo cual quiere decir que la Ley de potencia con el exponente del daño fue idóneo, sin

embargo todos los experimentos no presentaron el mismo comportamiento, como lo fue el experimento 15 bajo las siguientes condiciones:

Vt (cm3)	10,7
Kinicial-agua (mD)	19,7
Porosidad inicial	0,22
Densidad CaCO3 (g/cm3)	2,71
Porosidad alterada	0,21962839
Carbonato depositado g	0,07209

Carbonato removido (g)	K restaurada Exp (mD)	Porosidad removida	n removido
0,017133	14,59	0,219510221	134,7312295

n daño	K removida teóricamente (mD)
163,019274	13,6985416
383,8438	8,37395787
706,616594	4,07857092

K removida teóricamente= 8,7170235 mD

K restaurada experimentalmente = 14,59 mD

$$\% \text{ Error} = \frac{14,59 - 8,7170235}{8,7170235} \times 100$$

$$\% \text{ Error} = 67,37$$

Como se mencionó anteriormente el experimento 15 presento un porcentaje de error muy alto, sin embargo independientemente del porcentaje de error se ajusta a la Ley de Potencia de Faruk Civan. En la siguiente tabla se muestran los experimentos con su respectivo porcentaje de error en función de dicha ley. Los cuales, solo tres de ellos (experimento 1, experimento 10 y experimento 15) aplicaron la Ley de potencia de Faruk Civan.

Tabla 15 Experimentos aplicados a la Ley de Faruk Civan.

EXP	Kr teorica (mD)	Kr exp (mD)	%Error
1	0,9382955	0,89	5,1471525
3	0,5836488	2,01	244,38519
4	4,45168	4,12	7,4506703
5	0,7344151	6,91	840,88479
7	7,293633	18,24	150,08113
10	1,981881	2,01	1,4188037
15	8,7170235	14,59	67,373645
16	5,4899492	11,19	103,82702

Para los experimentos que no se ajustaron al modelo de Faruk Civan es recomendable que para el cálculo de Kr teórica se utilice n_r , ya que al utilizar el n del daño el porcentaje de error de dicha Ley es mayor al 100%.

5. CONCLUSIONES

- Se evaluó el efecto de los tratamientos químicos: HCl, EDTA y el ácido acético- fórmico mediante un diseño experimental con el fin de lograr una mejora en la permeabilidad efectiva del aceite una vez inyectado el tratamiento, lo que representa un aumento de productividad en los pozos.
- La efectividad del HCl a sus tres diferentes concentraciones con respecto a la baja temperatura de 150 °F, se encontró pequeñas cantidades de variación, teniendo en cuenta la variable de los costos, es recomendable utilizar el HCL a su baja concentración del 7.5% P/P cuando la formación se encuentre a la temperatura mencionada.

- El HCL a concentración de 11.25% P/P es más eficiente cuando el medio poroso se encuentra a temperatura de 150°F que cuando está a 200°F ya que con la temperatura baja hay una efectividad del 99% y a temperatura alta la eficiencia fue de 84%.
- Se desarrolló una correlación experimental basada en la Ley de potencia de Faruk Civan, para los experimentos 1, 4, 10 y 15 que permite determinar la permeabilidad de restauración del agua para escamas de Carbonato de Calcio en el medio poroso y se encuentra en función de la porosidad alterada, porosidad inicial, porosidad de restauración, número de Vp y permeabilidad al daño.
- A temperatura de 250°F el EDTA tiene una mayor efectividad cuando su concentración es la más alta de 0.3M, ya que a la concentración baja 0.1M su efectividad fue del 2.48% y a concentración media la efectividad fue de 77%, esto es debido al efecto retardante que posee este ácido, por lo tanto se requiere una mayor concentración para que la efectividad del tratamiento sea posible.
- La temperatura influye significativamente en la efectividad de los tratamientos de remoción de escamas de Carbonato de calcio, para una temperatura de 150°F el tratamiento más efectivo es el HCl a 7,5% P/P, a temperaturas de 200°F el mejor tratamiento fue el acético fórmico 10% - 8% y a temperatura de 250°F el tratamiento más eficaz fue el EDTA con concentración de 0,3M.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar pruebas experimentales que mantengan el parámetro de la temperatura constante para todos los tratamientos en todas sus concentraciones con el fin de determinar más a fondo una comparación más interna para la posterior evaluación de ellos.
- Utilizar un modelo diferente al de Faruk Civan, para predecir el daño de permeabilidad por depositación de escamas, con el fin de analizar su comportamiento con menor margen de error con respecto a las pruebas.

- Se recomienda a nivel experimental evaluar la efectividad de demás tratamientos para la remoción de escamas de carbonato de calcio y compararlos con los utilizados en este proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- AL- HARTHY Salah., BUSTOS Oscar., FULLER Michael & PARAPAT Arthur. "Opciones para la Estimulación de Pozos de Alta temperatura". Oilfield Review Otoño. 2009.
- BELLO OREGA Keren M. "Propuesta de programa de estimulación matricial reactiva a pozos productores que presentan merma de producción por incrustaciones en el área de producción del distrito san tome". Universidad de oriente de Venezuela .2010
- CABTREE Mike, ESLINGER David, FLETCHER Phil, MILLER Matt, JOHNSON Ashley & KING George. "La lucha contra las incrustaciones, remoción y prevención". Oilfield Review Otoño, 1999.
- CIVAN Faruk., " Reservoir Formation Damage: fundamentals, modeling, assessment and mitigation", Gulf Publishing Company, EU., University of Oklahoma, Texas,2000.
- COWAN Jack C., WEINTRITT Donald J. "Water- Formed scale deposits". Diciembre 1976. Capítulo 9.
- GAMEZ MEJIA Christian J., CASTRO HERNANDEZ Henry F. "Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo". UIS 2009.
- GARVERICK Linda. "Corrosion in the Petrochemical Industry". ASM International. 1994. Capitulo 4.
- KALFAYAN Leonard., "Production Enhancement with Acid Stimulation". 2008.
- MARTÍNEZ LÓPEZ Raúl., ACHURY ZAPATA Diana L. "Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore". UIS 2013.
- NOGUERA ARDILA Wilmer G., GALVIS RODRIGUEZ CARLOS A. "Remoción de escamas de carbonato de calcio en formaciones de areniscas, por medio de un tratamiento químico". UIS 2013.
- RANGEL DÍAZ Juan P., DUARE RINCÓN Luis H. "Evaluación del efecto de la temperatura y el CO_2 en fluidos de estimulación utilizados en la remoción de daño causado por asfáltenos y escamas de $CaCO_3$ ". Caso aplicado. UIS 2014.
- SALAZAR William A., NASSAR DÍAZ José G. "Análisis de los tratamientos de remoción de escamas inorgánicas realizados en campos colombianos" UIS 2015.
- SANDENGEN Kristian., " Scale, Precipitation of Salts Creating Problems". NTNU22, Octubre 2012.
- SHAUGHNESSY, C. M., Kline, W. E. "EDTA Removes Formation Damage At Prudhoe Bay". SPE 11188. Exxon Production Research Co 1983.

- RUIZ SERNA Marco A., BARETO ALVAREZ Diogenes., CONTRERAS Diego I. ZABALA ROMERO Richard. "Construcción de un modelo para caracterizar daño por procesos de partículas en formaciones productoras". Energética 32., Medellín, diciembre de 2004.
- ZABALA ROMERO Richard. "Modelo fenomenológico para escalar a yacimiento el impacto sobre producción de hidrocarburos del daño de formación por migración de finos". Revista fuentes: El reventón energético. Vol. 14 N° 1 de 2016.

ANEXOS

A. *Deposición total de calcio para todos los experimentos.*

DEPOSITACIÓN								
Experimento	Muestra	[] Ca+2 (ppm)	V poroso inyectado	V poroso plug(cc)		Volumen Total de salmuera Inyectado (CC)	Vol Total Salmuera (L)	Total calcio (mg)
1		250	100	15,8				
2	BS-11	650	19	15,9		302,10	0,30	196,37
3	BS-11	250	14	13,0		181,86	0,18	45,47
4		650	15	15,2		228,00	0,23	148,20
5	BS-22	250	44	14,3		629,20	0,63	157,30
6		650	27	14,9		402,30	0,40	261,50
7	BS-21	250	10	15,7		157,00	0,16	39,25
8		650	96	16,6		1593,60	1,59	1035,84
9	B5A-2	250	10	18,1		180,80	0,18	45,20
10	B5A-1	650	10	16,4		163,77	0,16	106,45
11		450	83	15,7		1303,10	1,30	586,40
12	B3A-3	450	45	18,2		820,35	0,82	369,16
13		450	18	18,1		325,80	0,33	146,61
14		450	13	15,3		198,90	0,20	89,51
15	B3A-4	450	7	10,7	11,589	74,90	0,07	33,71
16	B3A-2	450	11	18,2		200,31	0,20	90,14
17	B3A-5	450	8	16,2		129,63	0,13	58,33
18		450	9	16,4		147,60	0,15	66,42

B. Depositación de Carbonato de Calcio para los Experimentos.

EXPERIMENTO 2

EXPERIMENTO 3.

Volumen Poroso	[] Ca (ppm)	Volumen / Unidad (cc)	Volumen acumulado (cc)	Tiempo (min)	Calcio depositado Unidad(mg)	Calcio depositado acumulado (mg)	Carbonato depositado (mg)	Carbonato depositado acumulado (mg)	
0	250	0	0	0	0	0	0	0	
1	15,86	12,99	12,99	4,33	3,04	3,04	7,60	7,60	
3	47,6	25,98	38,97	12,99	5,26	8,30	13,13	20,73	
5	96,9	25,98	64,95	21,65	3,98	12,28	9,93	30,66	
6	107,1	12,99	77,94	25,98	1,86	14,13	4,64	35,30	
7	112,2	12,99	90,93	30,31	1,79	15,92	4,47	39,77	
8	117,3	12,99	103,92	34,64	1,72	17,65	4,30	44,07	
9	108,8	12,99	116,91	38,97	1,83	19,48	4,58	48,65	
10	103,7	12,99	129,90	43,30	1,90	21,38	4,75	53,40	
11	96,9	12,99	142,89	47,63	1,99	23,37	4,97	58,37	
12	98,6	12,99	155,88	51,96	1,97	25,34	4,91	63,28	
13	98,6	12,99	168,87	56,29	1,97	27,30	4,91	68,19	
14	127,5	12,99	181,87	60,62	1,59	28,90	3,97	72,16	
[] Ca+2 (ppm)		250			Calcios total depositado (mg)		28,90		
Volumen poroso (cc)		12,99			Carbonato total depositado (mg)		72,16		
Caudal (cc/min)		3							

EXPERIMENTO 7.

Volumen Poroso	[] Ca (ppm)	Volumen / Unidad (cc)	Volumen acumulado (cc)	Tiempo (min)	Calcio depositado (mg)	Calcio depositado acumulado (mg)	Carbonato depositado (mg)	Carbonato depositado acumulado (mg)
0	250	0	0	0	0	0	0	0
4	22,847	62,8	62,8	20,93	14,27	14,27	35,62	35,62
5	34,616	15,7	78,5	26,17	3,38	17,65	8,44	44,07
6	49,155	15,7	94,2	31,40	3,15	20,80	7,87	51,94
7	74,772	15,7	109,9	36,63	2,75	23,55	6,87	58,81
8	81,003	15,7	125,6	41,87	2,65	26,20	6,63	65,44
9	99,696	15,7	141,3	47,10	2,36	28,56	5,89	71,33
10	108,696	15,7	157	52,33	2,22	30,78	5,54	76,87

[] Ca+2 (ppm)	250
Volumen poroso (cc)	15,7
Caudal (cc/min)	3

Calcios total depositado (mg)	30,78
Carbonato total depositado (mg)	76,87

EXPERIMENTO 9.

Volumen Poroso	[] Ca (ppm)	Volumen/Unidad [cc]	Volumen acumulado [cc]	tiempo [min]	Calcio depositado/ Unidad	Calcio depositado acumulado	CaCO3 depositado	CaCO3 acumulativo
0	250,00	0	0	0	0	0	0,00	0,00
3	169,62	54,24122327	54,24122327	27,120612	4,36	4,36	10,89	10,89
4	98,31	18,08040776	72,32163103	36,160816	2,74	7,10	6,85	17,74
10	94,16	108,4824465	180,8040776	90,402039	16,91	24,01	42,22	59,96

[] Ca ²⁺ (ppm)	250
Volumen poroso (L)	18,08
caudal [cc/min]	2

Calcio Total Depositado (mg)	24,01
CaCO3 Total Depositado (mg)	59,96

EXPERIMENTO 10.

Volumen Poroso	[] Ca (ppm)	Volumen / Unidad (cc)	Volumen acumulado (cc)	Tiempo (min)	Calcio depositado (mg)	Calcio depositado acumulado (mg)	Carbonato depositado (mg)	Carbonato depositado acumulado (mg)
0	650	0	0	0	0	0	0	0
1	133,62	16,38	16,38	16,38	8,46	8,46	21,12	21,12
2	135,69	16,38	32,75	32,75	8,42	16,88	21,03	42,15
3	139,85	16,38	49,13	49,13	8,35	25,23	20,86	63,02
5	105,23	32,75	81,89	81,89	17,84	43,08	44,56	107,58

[] Ca ⁺² (ppm)	650
Volumen poroso (cc)	16,377
Caudal (cc/min)	1

Calcios total depositado (mg)	43,08
Carbonato total depositado (mg)	107,58

EXPERIMENTO 12.

Volumen Poroso	[] Ca (ppm)	Volumen/ Unidad [cc]	Volumen Cumulado [cc]	tiempo [min]	Calcio depositado/Unidad	Calcio depositado acumulado	CaCO3 depositado	CaCO3 cumulativo
0	450	0	0	0	0	0	0	0
1	364,51	18,23	18,23	6,08	1,56	1,56	3,89	3,89
4	315,7	54,69	72,92	24,31	7,34	8,90	18,34	22,23
7	307,39	54,69	127,61	42,54	7,80	16,70	19,48	41,71
10	292,85	54,69	182,30	60,77	8,59	25,30	21,46	63,17
13	257,54	54,69	236,99	79,00	10,53	35,82	26,29	89,46
16	32,19	54,69	291,68	97,23	22,85	58,67	57,06	146,52
18	12,46	36,46	328,14	109,38	15,95	74,63	39,84	186,36
20	124,62	36,46	364,60	121,53	11,86	86,49	29,63	215,99
22	124,62	36,46	401,06	133,69	11,86	98,35	29,63	245,62
24	124,62	36,46	437,52	145,84	11,86	110,22	29,63	275,24
26	124,62	36,46	473,98	157,99	11,86	122,08	29,63	304,87
28	124,62	36,46	510,44	170,15	11,86	133,94	29,63	334,49
30	124,62	36,46	546,90	182,30	11,86	145,81	29,63	364,12
33	124,62	54,69	601,59	200,53	17,80	163,60	44,44	408,56
35	124,62	36,46	638,05	212,68	11,86	175,46	29,63	438,19
37	124,62	36,46	674,51	224,84	11,86	187,33	29,63	467,81
39	124,62	36,46	710,97	236,99	11,86	199,19	29,63	497,44
42	124,62	54,69	765,66	255,22	17,80	216,99	44,44	541,88
45,00	137,08	54,69	820,35	273,45	17,11	234,10	42,74	584,62
[] Ca+2 (ppm)	450				Calcio Total Depositado (mg)	234,10		
Volumen poroso (L)	18,23				CaCO3 Total Depositado (mg)	584,62		
caudal [cc/min]	3							

C. Diluciones respectivas.

Nombre	DILUCIÓN		Diluyente
	Vt (ml)	V muestra (μ l)	
M631	20	100	Agua destilada
M632			
M633			
M629	20	100	Agua destilada
M630			
M643	20	300	Agua destilada
M644			
M645			
M646			
M647			
M648			
M649			
M650			
M651			
M652			
M653			
M654			

D. Titulaciones con EDTA.

Experimento	Tratamiento	Nombre	Vp	Cantidad Volumen utilizado muestra (ml)	PUREZA	Volumen utilizado EDTA	[] Ca
4	HCL	M631	1	7	N O	1,07	6114
4		M632	1	10		0,74	2960
4		M633	1	10		1,45	5800
3	Acético	M629	1	10		0,17	680
3		M630	1	10		0,12	480
12	Acético	M643	1	7		1,2	3886
12		M644	1	10		1,35	3060
12		M645	1	10		1,46	3309
12		M646	1	10		1,05	2380
12		M647	1	10		1,33	3015
12		M648	1	10		1,21	2743
12		M649	1	0		0	0
12		M650	1	10		1	2267
12		M651	1	10		1,02	2312
12	M652	1	10	0,84		1904	
16	HCL	M653	1	10	0,3	680	
16		M654	1	10	0,19	431	

E. Diluciones respectivas.

Nombre	DILUCIÓN		Diluyente
	Vt (ml)	V muestra (μ l)	
M635	20	300	HNO3
M639			
M655	No se utilizó dilución		
M656			
M657	20	300	HNO3

F. Titulaciones con EDTA.

Nombre	Vp	Cantidad Volumen utilizado muestra (ml)	PUREZA	Volumen utilizado EDTA				[] Ca
				M1	M2	M adicional	Promedio	
M635	1	2	N	0,2	0,21	-	0,205	2323,33
M639	1	3	O	0,05	0,05	-	0,05	377,78
M655	1	2	SI	0,09	0,09	-	0,09	15,30
M656	1	3		0,15	0,15	-	0,15	17,00
M657	1	2	NO	0,25	0,25	-	0,25	2833,33

G. Calcios determinados a través del equipo – PLASMA

	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]
Exp 1	T1	M594-16-13	20
	T2	M595-16-13	635,2
	T3	M596-16-12	1037,6
	T4	M597-16-12	1006,8
	T5	M598-16-12	972,8
	T6	M599-16-12	958,4
	T7	M600-16-12	963,6
	T8	M601-16-12	1021,6
	T9	M602-16-12	1081,6
	T10	M603-16-12	1120
	T11	M604-16-12	1362
	R1	M605-16-12	5,533
	R2	M606-16-12	69,63
	Exp 7	T1	M607-16-12
T2		M608-16-12	121,6
T3		M609-16-12	910,4
T4		M610-16-12	312
T5		M611-16-12	114,4
T6		M612-16-12	87,6
PR1		M613-16-12	57,2
PR2		M614-16-12	105,77
PR3		M615-16-12	294,4
PR4		M616-16-12	56,8
PR5		M617-16-12	37,2

	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]
Exp 9	T1	M618-16-12	18
	T2	M619-16-12	119,6
	T3	M620-16-12	398
	T4	M621-16-12	196,4
	T5	M622-16-12	109,2
	T6	M623-16-12	121,81
Exp 15	T00	M624-16-12	16,42
	T01	M625-16-12	16,42
	T02	M626-16-12	14
	T1 DR	M627-16-12	592,7
	T2 DR	M628-16-12	1.647
Exp 3	T1	M629-16-12	26,53
	T2	M630-16-12	15,8
Exp 5	T1	M634-16-12	22,93
	T2	M635-16-12	788
Exp 10	T1	M636-16-12	30,3
	T2	M637-16-12	343,6
	T3	M638-16-12	268,4
	T6	M641-16-12	874,4
	T7	M642-16-12	182,25

H. Remoción de carbonato de calcio para los experimentos.

REMOCIÓN EDTA						
Exp	Nombre	Muestra	Calcio (ppm)	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3 removido (mg)
1	T1	M594-16-13	20	0,0158	0,32	0,79
	T2	M595-16-13	635,2	0,0158	10,04	25,06
	T3	M596-16-12	1037,6	0,0158	16,39	40,94
	T4	M597-16-12	1006,8	0,0158	15,91	39,73
	T5	M598-16-12	972,8	0,0158	15,37	38,38
	T6	M599-16-12	958,4	0,0158	15,14	37,82
	T7	M600-16-12	963,6	0,0158	15,22	38,02
	T8	M601-16-12	1021,6	0,0158	16,14	40,31
	T9	M602-16-12	1081,6	0,0158	17,09	42,68
	T10	M603-16-12	1120	0,0158	17,70	44,19
	T11	M604-16-12	1362	0,0158	21,52	53,74
	R1	M605-16-12	5,533	0,0158	0,09	0,22
R2	M606-16-12	69,63	0,0158	1,10	2,75	
					Cantidad total removida (mg)	404,63
Carbonato total depositado (mg)			615,12			

REMOCIÓN ACÉTICO

Exp	Nombre	Muestra	Calcio (ppm)	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO ₃ removido (mg)
3	T1	M629-16-12	680	0,016	10,816	27,011
	T2	M630-16-12	480	0,016	7,635	19,067

Cantidad total removida (mg) 46,078



28,90 mg de Calcios depositados
72,16 mg de Carbonato de calcio depositados



Carbonato total depositado (mg) 72,16

REMOCIÓN ACÉTICO / FÓRMICO

Exp	Nombre	Muestra	Calcio (ppm)	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3 removido (mg)
5	M635		2323,33	0,0143	33,224	82,97
5	T1 M634-16-12		22,93	0,0143	0,328	0,82
5	T2 M635-16-12		788	0,0143	11,268	28,14



93,32 mg de Calcios depositados
233,05 mg de Carbonato de calcio depositados

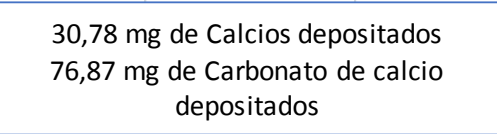


Cantidad total removida (mg)

111,93

Carbonato total depositado (mg)

233,05

REMOCIÓN EDTA						
	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3 removido (mg)
E x p 7	T1	M607-16-12	33,27	0,02	0,52	1,30
	T2	M608-16-12	121,6	0,02	1,91	4,77
	T3	M609-16-12	910,4	0,02	14,29	35,69
	T4	M610-16-12	312	0,02	4,90	12,23
	T5	M611-16-12	114,4	0,02	1,80	4,49
	T6	M612-16-12	87,6	0,02	1,38	3,43
	PR1	M613-16-12	57,2	0,02	0,90	2,24
	PR2	M614-16-12	105,77	0,02	1,66	4,15
	PR3	M615-16-12	294,4	0,02	4,62	11,54
	PR4	M616-16-12	56,8	0,02	0,89	2,23
	PR5	M617-16-12	37,2	0,02	0,58	1,46
Cantidad total removida (mg)						83,537
						
Carbonato total depositado (mg)			76,87			

REMOCIÓN EDTA						
	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3 removido (mg)
E x p o	T1	M618-16-12	18	0,017	0,298	0,743
	T2	M619-16-12	119,6	0,017	1,978	4,940
	T3	M620-16-12	398	0,017	6,583	16,440
	T4	M621-16-12	196,4	0,017	3,248	8,112
	T5	M622-16-12	109,2	0,017	1,806	4,511
	T6	M623-16-12	121,81	0,017	2,015	5,031
					Cantidad total removida (mg)	39,78
<div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="border: 1px solid blue; padding: 5px; text-align: center;"> <p>24,01 mg de Calcios depositados 59,96 mg de Carbonato de calcio depositados</p> </div> </div>						
Carbonato total depositado (mg)			59,96			

REMOCIÓN HCL

Exp	Nombre	Muestra	Calcio (ppm)	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3 removido (mg)
10	T1	M636-16-12	30,3	0,0164	0,50	1,24
10	T2	M637-16-12	343,6	0,0164	5,63	14,05
10	T3	M638-16-12	268,4	0,0164	4,40	10,98
10	T6	M641-16-12	874,4	0,0164	14,32	35,76
10	T7	M642-16-12	182,25	0,0164	2,98	7,45
10	M639		377,78	0,0164	6,19	15,45
10	M640			0,0164	0,00	0,00

Cantidad total removida (mg) 84,93

43,08 mg de Calcios depositados
107,58 mg de Carbonato de calcio depositados

Carbonato total depositado (mg) 107,58

REMOCIÓN ACÉTICO

Experimento	Tratamiento	Nombre	Vp	[] Ca	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3 removido (mg)
12	Acético	M643	1	3886,00	0,016	61,329	153,157
12		M644	1	3060,00	0,016	48,293	120,602
12		M645	1	3309,00	0,016	52,223	130,416
12		M646	1	2380,00	0,016	37,561	93,802
12		M647	1	3015,00	0,016	47,583	118,828
12		M648	1	2743,00	0,016	43,290	108,108
12		M649	1	0,00	0,016	0,000	0,000
12		M650	1	2267,00	0,016	35,778	89,348
12		M651	1	2312,00	0,016	36,488	91,122
12		M652	1	1904,00	0,016	30,049	75,041

234,10 mg de Calcios depositados
584,62 mg de Carbonato de calcio depositados

Cantidad total removida 980,424

Carbonato total depositado (mg) 584,62

REMOCIÓN HCL

Experimento	Tratamiento	Nombre	Vp	[] Ca	Volumen poroso	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3
16	HCL	M653	1	680,00	0,02	11,02	27,52
16		M654	1	431,00	0,02	6,98	17,44

61,30 mg de Calcios depositados
153,09 mg de Carbonato de calcio depositados

Cantidad total removida (mg) 44,958

Carbonato total depositado (mg) 153,09

REMOCIÓN ACÉTICO FÓRMICO

Experimento	Tratamiento	Nombre	Vp	[] Ca	Volumen poroso plug (L)	Cantidad de calcio que sale (mg)	Cantidad de CaCO3
17	Acético/ Fórmico	M655	1	15,30	0,02	0,25	0,62
17		M656	1	17,00	0,02	0,28	0,69
17		M657	1	2833,33	0,02	45,91	114,65

43,60 mg de Calcio depositados
108,87 mg de Carbonato de calcio depositados

Cantidad total removida 115,962

Carbonato total depositado (mg) 108,87

I. Comparación de la efectividad de los tratamientos.

EXP	TEMPERATURA (°F)	TRATAMIENTO	[]	CaCO3 depositado (mg)	CaCO3 removido (mg)	Efectividad (%)
4	150	HCl	15	284	284	100
10	150	HCl	11.25	107,58	84,93	78,95
15	200	EDTA	0.2	72,09	17,133	23,77
16	200	HCl	11.25	153,09	74,983	48,98
17	200	ACÉTICO- FÓRMICO	10-8.	108,87	108,87	100
1	250	EDTA	0.1	615,12	404,63	65,78
3	250	ACÉTICO	15	72,16	43,562	60,37
5	250	ACÉTICO- FÓRMICO	10-4.5	233,05	111,93	48,03
7	250	EDTA	0.3	76,87	76,87	100
9	250	EDTA	0.2	59,96	39,78	66,34

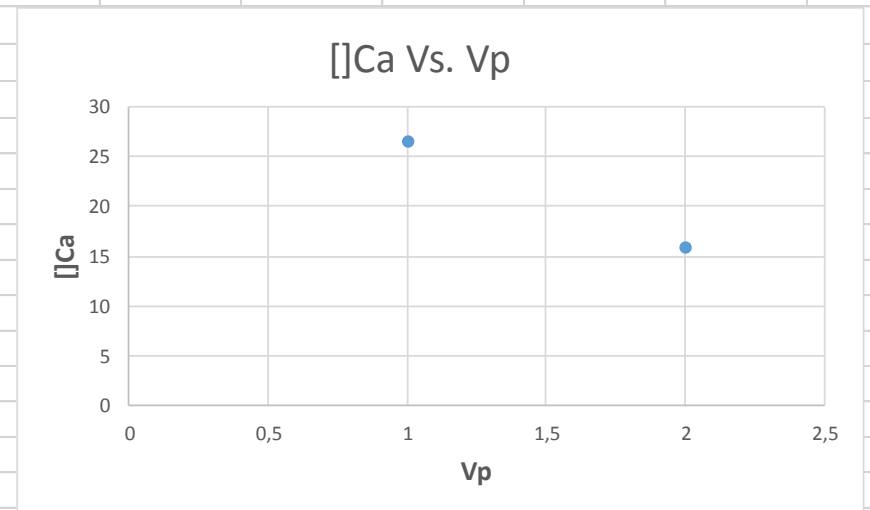
J. Gráficas [] Ca VS Vp

Experimento n° 3

Determinación de []Ca por medio del PLASMA.

Tratamiento: ACETICO

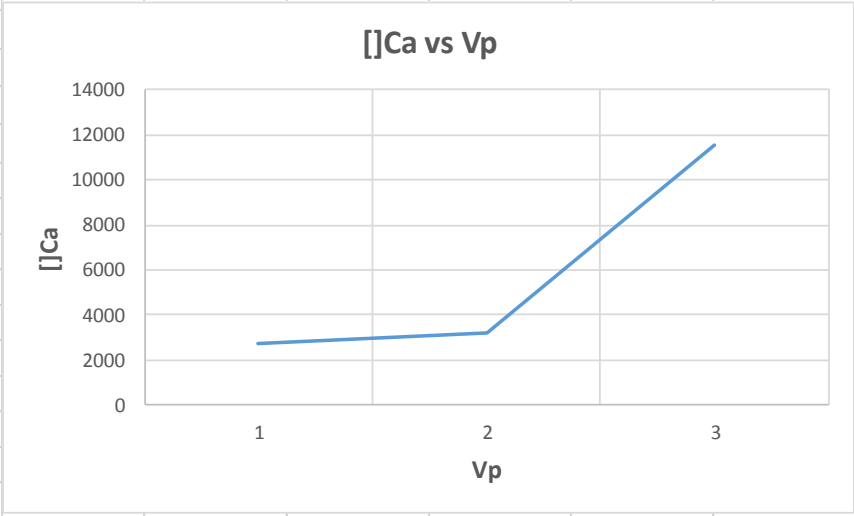
	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]	Vp
EXP 3	T1	M629-16-12	26,53	1
	T2	M630-16-12	15,8	2



Experimento n° 4

Tratamiento: HCl

	Nombre	CALCIO [ppm]	Vp
EXP 4	M631	2720	1
	M632	3230	2
	M633	11560	3

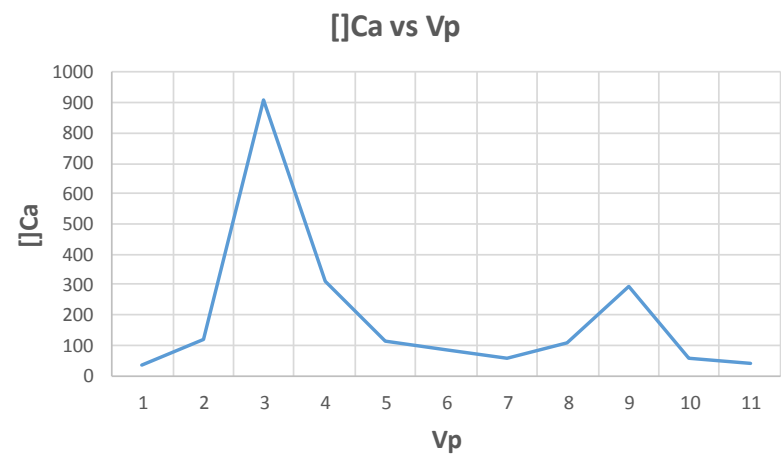


Experimento n° 7

Determinación de [Ca por medio del PLASMA.

	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]	Vp
E X P 7	T1	M607-16-12	33,27	1
	T2	M608-16-12	121,6	2
	T3	M609-16-12	910,4	3
	T4	M610-16-12	312	4
	T5	M611-16-12	114,4	5
	T6	M612-16-12	87,6	6
	PR1	M613-16-12	57,2	7
	PR2	M614-16-12	105,77	8
	PR3	M615-16-12	294,4	9
	PR4	M616-16-12	56,8	10
	PR5	M617-16-12	37,2	11

Tratamiento: EDTA

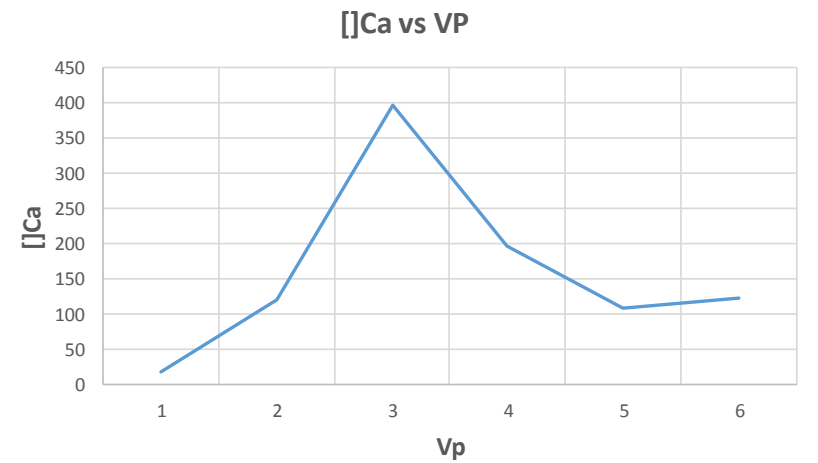


Experemento n° 9

Determinación de [Ca por medio del PLASMA.

	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]	Vp
E X P 9	T1	M618-16-12	18	1
	T2	M619-16-12	119,6	2
	T3	M620-16-12	398	3
	T4	M621-16-12	196,4	4
	T5	M622-16-12	109,2	5
	T6	M623-16-12	121,81	6

Tratamiento: EDTA

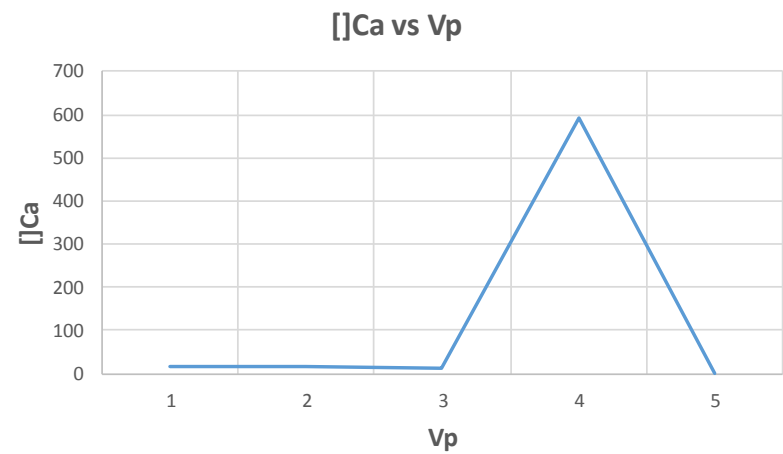


Experimento n° 15

Determinación de [Ca por medio del PLASMA.

	Nombre	MUESTRA	CALCIO [ppm]	Vp
EXP 15	T00	M624-16-12	16,42	1
	T01	M625-16-12	16,42	2
	T02	M626-16-12	14	3
	T1 DR	M627-16-12	592,7	4
	T2 DR	M628-16-12	1,647	5

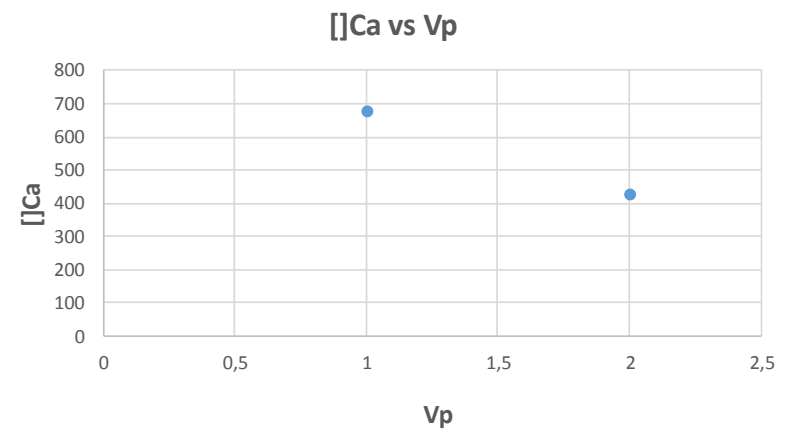
Tratamiento: EDTA



Experimento n°16

Tratamiento: HCl

	Nombre	CALCIO [ppm]	Vp
EXP16	M653	680	1
	M654	431	2



Vt (cm3)	15,85
Kinicial - agua (mD)	1,0807
Porosidad inicial	0,2
Densidad CaCO3 (g/cm3)	2,71
Porosidad alterada	0,199885

EXP 1	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K removida	Porosidad removida	n	n daño	K rem expe
	404,63	0,40463	0,89	0,19916037	46,147718	18,028844	1,0017634
						52,165723	0,8677501
						31,800613	0,945373
							0,9382955

Vt (cm3)	12,99
Kinicial - agua (mD)	2,462
Porosidad inicial	0,16
Densidad CaCO3 (g/cm3)	2,71
Porosidad alterada	0,16

EXP 3	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K removida	Porosidad removida	n	n daño	K rem expe
	46,078	0,046078	2,01	0,159345537	49,48769	#!NUM!	#!NUM!
						157,72534	1,2898063
						169,29943	1,230047
						181,65779	1,1692917
						184,61473	1,1552055
						205,93179	1,0585545
						202,22142	1,074776
						1310,6614	0,0114342
						1416,1311	0,007421
						1521,7595	0,0048132
						1765,35	0,0017735
						2046,0243	0,0005613
						2464,0625	0,0001012
							0,5836488

Vt (cm3)	15,2
Kinicial - agua (mD)	2,56
Porosidad inicial	0,19
Densidad CaCO3	2,71
Porosidad alterada	0,1896

EXP4	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K removida	Porosidad removida	n	n daño	rem espe
	564,6	0,5646	4,12	0,185031152	-17,95653	#####	# VALOR
						100,634	0,177856
						355,208	0,000209
						532,875	1,89E-06
							0,044517

Vt (cm3)	14,3
Kinicial - agua (mD)	7,4078
Porosidad inicial	0,21
Densidad CaCO3	2,71
Porosidad alterada	0,209837

EXP5	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K removida	Porosidad removida	n	n daño	rem espe
	111,93	0,11193	6,91	0,208874236	12,94163	# NUM	# NUM
						91,59218	4,527668
						164,6783	3,056756
						209,3441	2,404319
						271,7564	1,719078
						432,8553	0,723141
						423,7135	0,759563
						523,8809	0,443334
						704,4892	0,167925
						815,7266	0,092351
						993,6172	0,035495
						1137,73	0,016359
						1326,648	0,005926
						1599,034	0,00137
						1894,832	0,000279
						2083,394	0,000101
						2277,505	3,57E-05
						2076,031	0,000106
						2210,069	5,13E-05
						2307,575	3,04E-05
						2511,015	1,02E-05

2511,015 1,02E-05

Vt (cm3)	15,7
Kinicial - agua (mD)	28,1837
Porosidad inicial	0,21
Densidad CaCO3	2,71
Porosidad alterada	0,209802

EXP7	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K restaurada	Porosidad removida	n	n daño	K rem espe
	83,537	0,083537	18,24	0,209623509	242,4881	#¡NUM!	#¡NUM!
						550,5687	10,49385
						610,6451	9,42143
						409,9972	13,50466
						688,5051	8,192941
						969,3347	4,949791
						1243,507	3,026369
						1647,29	1,466392
							7,29363

Vt (cm3)	16,38
Kinicial-agua (mD)	10,96
Porosidad inicial	0,22
Densidad CaCO3 (g/cm3)	2,71
Porosidad alterada	0,219522
Carbonato depositado	0,10758

Exp	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K restaurada	Porosidad removida	n	n daño	K rem espe
10	84,93	0,08493	2,01	0,219249	496,0169	295,2833	3,992982
						580,3807	1,506297
						936,0713	0,446364
							1,98188

1,418801251

Vt (cm3)	10,7
Kinicial-agua (mD)	19,7
Porosidad inicial	0,22
Densidad CaCO3 (g/cm3)	2,71
Porosidad alterada	0,219628
Carbonato depositado	0,07209

Exp	Carbonato removido (mg)	Carbonato removido (g)	K restaurada (mD)	Porosidad removida	n	n daño	K rem espe
15	17,133	0,017133	14,59	0,219510221	134,7312	163,0193	13,69854
						383,8438	8,373958
						706,6166	4,078571
							8,71702

67,37364614

