

**ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS
INORGÁNICAS REALIZADOS EN CAMPOS COLOMBIANOS**

JOSE GABRIEL NASSAR DÍAZ

WILLIAM ALFONSO ISIDRO SALAZAR

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

2015

**ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS
INORGÁNICAS REALIZADOS EN CAMPOS COLOMBIANOS**

JOSE GABRIEL NASSAR DÍAZ

WILLIAM ALFONSO ISIDRO SALAZAR

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

M.Sc. LUIS FELIPE CARRILLO MORENO

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

2015

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

- M.Sc. Luis Felipe Carrillo, Director del proyecto, por su orientación, exigencia, paciencia, y respaldo.
- Ing. Raúl Andrés Martínez López, por su colaboración cuando lo necesitamos, sacando tiempo valioso de su horario laboral disponiéndolo a resolver nuestras inquietudes.
- A la Universidad Industrial de Santander, por abrirnos las puertas y brindarnos años de excelentes experiencias tanto en el ámbito profesional como personal.
- Al grupo de Investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos por su continua orientación.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía.

A mi madre, la responsable de todo lo bueno que me sucede.

**A mi familia por estar conmigo siempre, apoyándome en los momentos
difíciles.**

**A mi amigo William, por su comprensión en los momentos que no pude
estar.**

A mis amigos por alegrarme la vida en momentos no tan alegres.

Con cariño,

Jose Gabriel Nassar Díaz

DEDICATORIA

A Dios por estar a mi lado en las dificultades y triunfos, escuchando mis deseos, presentándome personas incondicionales, y motivándome en los momentos más difíciles cuando todo se veía sin salida.

A mi madre, el motor de todo lo que fui, soy y seré. Riendo conmigo en las alegrías, sufriendo en las angustias y llorando en las derrotas.

A mi hermana acompañándome en cada paso que doy

A los peces, Chuchin, Never, Crois y Jose, por estar a mi lado en todo momento desde el inicio de la carrera, siendo maestros, porristas, psicólogos, barman, entre muchas otras profesiones.

A mi amigo Nazi, el constructor de esta obra, ayudándome y comprendiéndome en las dificultades que se me presentaban.

A mis amigos que estuvieron a mi lado en cada etapa de la carrera, y que llenaron ese salón de la sustentación (sin ser notificados), brindándome una voz de aliento, y confiando en mis capacidades. Fabio, Palomilla, Angie, Tania, Camila (pasto), Henry, Juanjo, y Fernando. Muchísimas gracias.

Willy Salazar

Contenido

INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DE DAÑO Y REMOCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN	19
1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN	19
1.1.2 Precipitación de sólidos	21
1.1.2.1 Precipitación inorgánica	22
1.2 ESCAMAS INORGÁNICAS	22
1.2.1 Escamas de carbonato de calcio (CaCO_3)	24
1.3 ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA	24
1.3.1 Ácidos	25
1.3.1.1 Ácido clorhídrico (HCl)	26
1.3.1.2 Ácido fluorhídrico (HF)	28
1.3.1.3 Acido fluobórico	32
1.3.1.4 Ácido acético.....	33
1.3.1.5 Acido fórmico	34
1.3.2 Métodos que incluyen quelación.....	35
1.3.2.1 EDTA (ácido etilendiaminotetraacético)	35
1.3.3 Aditivos	37
1.3.3.1 Inhibidores de corrosión.....	37
1.3.3.2 Surfactantes.....	38
1.3.3.3 Solventes mutuales.....	38
1.3.3.4 Agentes de control de hierro	39
1.3.3.5 Agentes de control de arcillas	40
1.3.3.6 Inhibidores de incrustaciones.....	40
1.3.3.7 Alcoholes	40
1.3.4 Etapas de la estimulación	41
1.3.4.1 <i>Pickling</i>	41
1.3.4.2 Bombeo del ácido del tratamiento principal	42

1.3.4.2.1 Procedimiento para la etapa de <i>overflush</i>	42
1.3.4.3 Levantamiento del pozo (<i>nitrogen lifting</i>)	44
2. PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DE TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS	46
2.1 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE DISEÑO DEL TRATAMIENTO	46
2.1.1 Selección del fluido de tratamiento	47
2.1.2 Temperatura de la formación	47
2.1.3 Compatibilidad de los fluidos con la formación	47
2.1.4 Compatibilidad de los fluidos	48
2.2 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE INTERVENCIÓN DEL POZO.....	48
2.2.1 Calidad del agua de mezcla del tratamiento	49
2.2.2 Formulación del tratamiento.....	49
2.2.3 Contratiempos en la intervención.....	49
2.3 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRATAMIENTO.....	50
2.3.1 Cantidad de escama disuelta y análisis de retornos	50
2.3.2 Incremento de productividad.....	50
3. DESARROLLO DEL MODELO DE ANALISIS DE TRATAMIENTOS DE REMOCION DE ESCAMAS INORGANICAS.....	51
3.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE DISEÑO DEL TRATAMIENTO	51
3.1.1 Selección del fluido de tratamiento	51
3.1.2 Temperatura de la formación	52
3.1.3 Compatibilidad de los fluidos con la formación	53
3.1.3.1 Prueba de detergencia.....	53
3.1.3.2 Prueba de mojabilidad	53
3.1.4 Compatibilidad de los fluidos	54
3.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE INTERVENCIÓN DEL POZO	55

3.2.1 Calidad del agua de mezcla del tratamiento	55
3.2.1.1 Agentes quelantes	55
3.2.2 Formulación del tratamiento.....	56
3.2.3 Contratiempos en la intervención.....	56
3.3 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRATAMIENTO	57
3.3.1 Cantidad de escama disuelta y análisis de retornos	57
3.3.1.1 Cálculo de la cantidad de escama disuelta para tratamientos con información de análisis de retornos	57
3.3.2 Incremento de productividad.....	57
3.4 SUPOSICIONES.....	58
3.4.1 Tipo de daño de la formación.....	58
3.4.1.1 Método para pronosticar la tendencia incrustante de carbonato de calcio	58
3.4.1.1.1 Método de H. Stiff & L. Davis	59
3.4.2 Temperatura de formación.....	60
4. EVALUACIÓN DE ALGUNOS TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS APLICADOS A CAMPOS DEL GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL.....	61
4.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE Y SELECCIÓN DE CANDIDATOS.....	61
4.2 ANÁLISIS EN LA SELECCIÓN DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO	63
4.3 ANÁLISIS DE LA TEMPERATURA DE FORMACIÓN.....	64
4.4 ANÁLISIS DE LA COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO CON LA FORMACIÓN Y CON LOS FLUIDOS DEL POZO.....	65
4.5 ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS EN LA FASE DE INTERVENCIÓN DEL POZO.....	65
4.6 ANÁLISIS DEL RADIO DE INVASIÓN DEL TRATAMIENTO	66
4.7 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE CALCIO EN LOS RETORNOS Y ESTIMACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO DISUELTO.....	68
4.8 ANÁLISIS.....	71
4.9 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE HIERRO EN LOS RETORNOS	71
4.9 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE BARIO EN LOS RETORNOS	72

4.10 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL	73
4.10.1 Análisis de producción del tratamiento al Pozo B2 (2012)	74
4.10.2 Análisis de producción del primer tratamiento al pozo A1 (2011)	75
4.10.3 Análisis de producción del segundo tratamiento al pozo A1 (2012).....	76
4.10.4 Análisis de producción del tercer tratamiento al pozo A1 (2013)	78
4.10.5 Análisis de IPR y reducción del daño.....	79
4.11 RESULTADOS.....	80
4.11.1 Escama disuelta y aumento de producción total.....	80
4.11.2 Escama disuelta y aumento de producción de aceite	81
4.11.3 Escama disuelta por pie y cantidad de tratamiento inyectados por pie.....	82
4.11.4 Escama disuelta por pie y penetración del tratamiento.....	83
5. CONCLUSIONES	85
6. RECOMENDACIONES.....	87
BIBLIOGRAFÍA.....	88
ANEXOS	91

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de escamas inorgánicas.....	24
Tabla 2. Poder de disolución de HCl y HF en materiales silícicos.....	30
Tabla 3. Parámetros para la evaluación de tratamientos de remoción de escamas.....	46
Tabla 4. Tratamientos recomendados para cada tipo de escama.....	51
Tabla 5. Comportamiento de los tratamientos con la temperatura.....	52
Tabla 6. Exigencias del agua para tratamientos de remoción de escamas ECOJETROL.....	55
Tabla 7. Comportamiento de disolución y solubilidad EDTA a diferentes pHs.....	56
Tabla 8. Interpretación del índice de H. Stiff & L. Davis.....	60
Tabla 9. Información disponible de tratamientos.....	62
Tabla 10. Selección de candidatos para el análisis de tratamientos de remoción.....	62
Tabla 11. Resultados índices de estabilidad. S&D y ScaleChem.....	64
Tabla 12. Temperaturas calculadas para los pozos analizados.....	65
Tabla 13. Resultados de pruebas de compatibilidad pozos analizados.....	65
Tabla 14. Radio invadido por el tratamiento de remoción... ..	68
Tabla 15. Resultados de CaCO ₃ disuelto.....	69
Tabla 16. Factores de daño estimados pre y post tratamiento.....	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.....	21
Figura 2. Esquematación de la restricción por acumulación de cristales a nivel de poros.....	23
Figura 3. Escamas de CaCO ₃ en pozo petrolero.....	23
Figura 4. Estructura química del EDTA.....	35
Figura 5. Solubilidad agentes quelantes con ácidos fuertes.....	37
Figura 6. Unidad de <i>Coiled Tubing</i>	44
Figura 7. Prueba de compatibilidad.....	54
Figura 8. Porcentaje de uso de cada fluido de tratamiento.....	61
Figura 9. Esquema de inyección de tratamiento.....	67
Figura 10. Niveles de calcio en los retornos de los tratamientos.....	68
Figura 11. CaCO ₃ disuelto por cada tratamiento.....	70
Figura 12. Comparación CaCO ₃ disuelto por <i>pickling</i> y tratamiento principal.....	70
Figura 13. Comparación hierro disuelto por EDTA y por <i>pickling</i>	71
Figura 14. Cantidad de Bario en los retornos de los tratamientos.....	72
Figura 15. Historial de producción Pozo B2.....	74
Figura 16. Historial de producción pozo A1 (2011).....	75
Figura 17. Historial de producción pozo A1 (2012).....	76
Figura 18. Historial de producción pozo A1 (2013).....	77
Figura 19. IPR pre y post tratamiento pozo B2.....	78
Figura 20. Comparación CaCO ₃ disuelto con caudal total incremental.....	80
Figura 21. Comparación CaCO ₃ disuelto con caudal neto incremental.....	81
Figura 22. Comparación de CaCO ₃ disuelto por pie con cantidad de tratamiento inyectado por pie.....	82
Figura 23. Comparación CaCO ₃ disuelto por pie con la penetración del tratamiento.....	83

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS REALIZADOS EN CAMPOS COLOMBIANOS¹.

AUTORES: JOSE GABRIEL NASSAR DÍAZ,
WILLIAM ALFONSO ISIDRO SALAZAR².

PALABRAS CLAVES: Daño a la Formación, CaCO_3 , Escamas Inorgánicas, Estimulación Matricial, Remoción, EDTA, Ácido Clorhídrico.

CONTENIDO: La declinación de producción de los yacimientos, es el principal problema que enfrenta la industria petrolera actualmente. Una de las causas de dicha declinación es la precipitación y posterior depositación de minerales presentes en el agua de producción, generando incrustaciones que reducen la permeabilidad de la formación. Para remediar dicho daño existen múltiples tratamientos, sin embargo, cada uno de estos registra problemas de acuerdo a las condiciones que presentan los yacimientos. Debido a esto, es fundamental estudiar cada uno de los factores que influyen en el éxito o fracaso de un tratamiento, buscando no solo remediar el daño de manera temporal sino a un periodo de tiempo prolongado.

El objetivo de esta investigación es realizar un análisis de algunos de los tratamientos realizados en campos del Grupo Empresarial ECOPETROL, en busca de factores de éxito o de fracaso de los mismos. Para esto fue necesario crear un modelo de evaluación, el cual involucre parámetros de cada una de las fases que abarcan dichos tratamientos.

Para la realización de este proyecto fue necesaria una base de datos extensa brindada por el grupo empresarial ECOPETROL. En la cual se encontraba información detallada de las diferentes intervenciones realizadas durante los últimos años.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF REMOTION TREATMENTS OF INORGANIC SCALES APPLIED IN COLOMBIAN FIELDS³.

AUTHORS: JOSE GABRIEL NASSAR DÍAZ,
WILLIAM ALFONSO ISIDRO SALAZAR⁴.

KEYWORDS: Formation Damage, CaCO₃ Scale, Matrix Stimulation, Removal, EDTA, Hydrochloric Acid

CONTENT: Production decline of reservoirs is the main problem that face petroleum industry currently. One of the causes is the precipitation and subsequent mineral deposition which are present in the production water, they generate scale that decrease reservoirs permeability. There are many treatments to solve that issue; however, each one presents difficulties according to the reservoir conditions. Therefore, it is essential to study every factor that affect the success or failure of a treatment, looking not only for solve the skin temporarily but permanently.

The objective of this research is to do an analysis of some field treatments done in ECOPETROL Group fields, looking for success or failure factors. To do that, it was necessary create an evaluation model, which involves parameters of each phase that cover such treatments.

For the realization of this project was required an extensive database, it was given by ECOPETROL Group. In which it was possible to find detailed information on different interventions done during the last years.

³ Thesis Degree.

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

INTRODUCCIÓN

Actualmente la humanidad atraviesa una etapa de su historia en la cual es completamente dependiente de la energía generada a partir de recursos naturales no renovables como el petróleo, el carbón o el gas natural. Esto se puede observar fácilmente en el hecho en que día a día aumenta la demanda de dichos recursos debido al crecimiento de la población mundial. Y esta tendencia se mantendrá; la Agencia Internacional de Energía anticipa que la demanda global crecerá en 45% para el año 2030. Este escenario no solo obliga a encontrar nuevas reservas de recursos energéticos, sino también a mejorar la eficiencia de producción de las ya existentes.

Uno de los factores que no permiten una eficiencia de producción mayor en la industria petrolera es el daño a la formación ocasionado por las escamas minerales. Estas se generan cuando se altera el equilibrio termodinámico de las aguas presentes en la formación. Bajo estas condiciones el agua de formación o de inyección empieza a precipitar partículas sólidas que se adhieren a los poros de la roca, obstaculizando el paso del fluido hacia el pozo, en la cara de la formación.

Para la remoción de estas, existen una amplia gama de tratamientos que podrían ayudar a mejorar la eficiencia de flujo y en consecuencia la producción de hidrocarburos. Sin embargo, los resultados de estos tratamientos no siempre son los mejores, algunas veces debido a la elección de un tratamiento que no es el adecuado o en algunas ocasiones a un mal procedimiento en el momento de llevarlo a cabo. Esto conduce a dos escenarios; la pérdida de una cantidad adicional de dinero en un segundo tratamiento que si pueda aumentar la producción o en su defecto seguir con la producción actual del pozo.

Considerando lo anterior, y con base en la consigna de aprender de los errores y aciertos del pasado, en este proyecto se lleva a cabo un análisis de algunos de los tratamientos de remoción de escamas inorgánicas aplicados en los campos del Grupo Empresarial ECOPETROL para definir los principales factores que incidieron en la falla o éxito de los mismos. Esto con la finalidad de brindar una serie de parámetros que contribuyan a mejorar el porcentaje de éxito de los tratamientos de remoción de escamas y la eficiencia de los mismos.

1. GENERALIDADES DE DAÑO Y REMOCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

1.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es un problema operacional y económico que puede ocurrir durante las diversas fases de la explotación de petróleo y gas incluyendo producción, perforación, fracturamiento hidráulico y operaciones de workover. La evaluación, control y remediación del daño a la formación son algunos de los temas más importantes que deben resolverse para la explotación eficiente de los yacimientos de hidrocarburos.

El origen de tal daño se relaciona con diversos procesos adversos, incluyendo interacciones químicas, físicas, biológicas, y térmicas de formación y de fluidos, y con la deformación de la formación bajo tensión y cizallamiento de los fluidos⁵.

Uno de los indicadores de que podría existir daño en la formación en un pozo, es la disminución de su índice de productividad. El índice de productividad se define como el volumen de fluido producido por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo y es denotado por la letra J.

$$J = \frac{q}{P_R - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde q es la tasa de producción (STB), P_R es la presión de yacimiento (psi), P_{wf} es la presión de fondo fluyendo (psi) y J es el índice de productividad (STB/psi).

La tasa de producción para estado pseudoestable viene dada por la ecuación de Darcy para flujo radial, como sigue:

$$q = \frac{0.0070kh(P_R - P_{wf})}{B\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad \text{Ecuación 2.}$$

⁵ Civan, F. (2000). Reservoir Formation Damage. p. XV.

Donde q es la tasa de producción (STB), B es factor volumétrico de formación (RB/STB), μ es viscosidad (cP), k es permeabilidad (mD), h es el espesor de la formación (ft), r_e es el radio de drenaje del pozo (ft), r_w es el radio del pozo (ft), P_R es la presión de yacimiento (psi), P_{wf} es la presión de fondo fluyendo (psi) y S es el factor Skin que representa el daño.

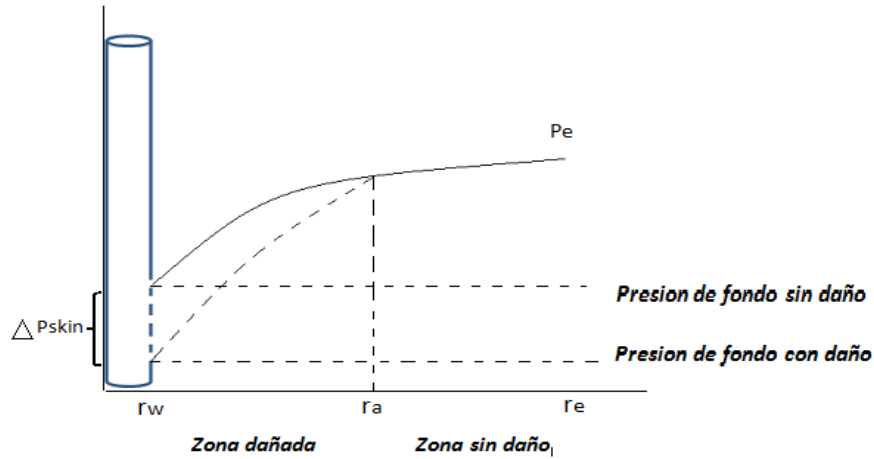
Como puede verse en la ecuación 2, hay varios factores que influyen en la productividad del pozo. Es de sumo interés descartar factores tales como la baja presión del yacimiento, la baja permeabilidad natural, la alta viscosidad del fluido y defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir si la causa es la restricción al flujo en la zona más cercana a la cara del pozo. Van Everdingen y Hurst mostraron que en muchos casos la permeabilidad de la formación cercana al pozo está reducida o “dañada”⁶, causando una caída de presión adicional (Figura 1). La severidad de este daño, se cuantifica por una cantidad adimensional, conocida como el factor Skin (S) y la caída de presión asociada está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{Skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad \text{Ecuación 3.}$$

Donde q es la tasa de producción (STB/d), B es el factor volumétrico de formación (RB/STB), μ es la viscosidad (cP), k es permeabilidad (mD), h es el espesor de la formación (ft) y S es el factor Skin que representa el daño.

⁶Van Everdingen. A. F. (1953). The Skin effect and its influence on the productive capacity of the well.

Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada



Fuente: Modificado de Golan M. (1991). Well Performance, Prentice Hall, EnglewoodCliffs, Segunda Edición. (27)

Si $S > 0$, la zona cercana al pozo está dañada, es decir, la permeabilidad en la zona dañada es menor que la permeabilidad de la formación. En cambio si $S < 0$, el pozo está estimulado ya sea por un fracturamiento hidráulico o por una acidificación.

1.1.2 Precipitación de sólidos

La precipitación de sólidos de las salmuera y/o del crudo de la formación pueden causar un grave daño a la formación cuando estos tapan los espacios porosos, afectando la permeabilidad. Dichos sólidos son inorgánicos cuando provienen de las salmueras u orgánicos cuando provienen del crudo.

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando existe incompatibilidad entre los fluidos de completamiento (salmueras) y las aguas de formación, y/o se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura de equilibrio. Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escama (scale), y se depositan cuando se altera el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas, en donde el grado de sobresaturación puede seguir incrementando, por causa de un cambio continuo de los factores mencionados con anterioridad.

Los problemas de deposición de escamas durante el desarrollo de un pozo (perforación, completamiento y reparación), y durante la inyección de fluidos se deben principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que la deposición que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y temperatura⁷.

1.1.2.1 Precipitación inorgánica

Cada vez que un pozo de gas o petróleo produce agua, o que se utiliza la inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones inorgánicas. La mayor parte de las incrustaciones se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura con componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en fondo.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y permeabilidad se ven reducidas. Asimismo, pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de la tubería de producción.

1.2 ESCAMAS INORGÁNICAS

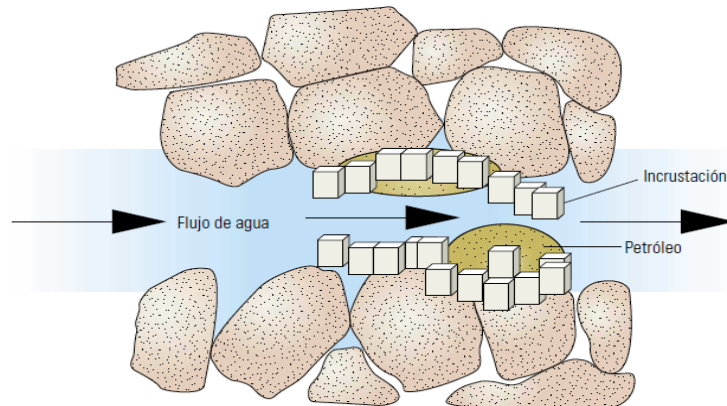
Las escamas inorgánicas, son incrustaciones que se forman por la precipitación de minerales, ya sea producto del agua de formación asociado a cambios de presión y temperatura, o por la mezcla de aguas incompatibles; acumulándose y obstruyendo el flujo en la matriz cerca al pozo, bloqueando cañoneos, tuberías, equipos de completamiento de fondo, empaques de gravas y mallas.

En la figura 2 se esquematiza la restricción por acumulación de cristales a nivel de poros en la matriz. Estos se ubican alrededor de los granos en los espacios porosos, reduciendo el área de transporte de fluidos (agua/aceite), y haciendo

⁷ INTEVEP (1997). Daño a la formación. Primera edición. Venezuela, 1997. (27).

tortuoso su camino hasta superficie. En las tuberías forman una capa espesa sobre las paredes, que disminuye el diámetro de la misma, impidiendo el paso del caudal para el cual esta fue diseñada.

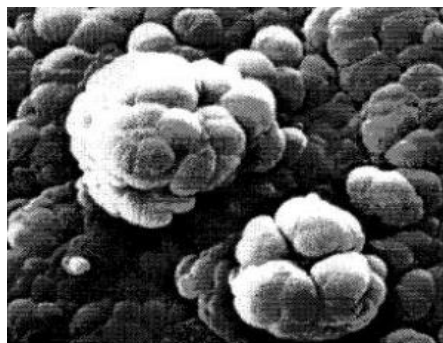
Figura 2. Esquematación de la restricción por acumulación de cristales a nivel de poros.



Fuente: Crabtree M. (1999). La lucha contra las incrustaciones, Oilfield Review.

La figura 3, muestra una microscopía electrónica de barrido de depósitos de $CaCO_3$ en pozos de petróleo; esta imagen de alta resolución muestra en 3D, como los cristales de tamaño considerable se unen y forman aglomeraciones que adquieren aspecto de una masa estable, que es la que finalmente se deposita⁸.

Figura 3. Escamas de $CaCO_3$ en pozo petrolero.



Fuente: Ostvald T. (2002) Prediction of Carbonate Scaling From Oil Field Waters. Norway.

⁸ Simancas, Villabona. (2012). Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Trabajo de grado, UIS.

1.2.1 Escamas de carbonato de calcio (CaCO₃).

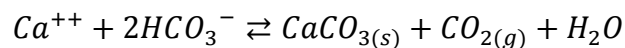
Existen múltiples tipos de escamas inorgánicas presentes en las formaciones productoras, las cuales presentan a su vez diferentes variables que inducen su precipitación, en la Tabla 1 son mostrados los tipos de escamas juntos con los factores más importantes a la hora de su precipitación.

Tabla 1. Tipos de escamas inorgánicas

Nombre químico	Formula	Mineral
Depósitos solubles en agua		
Cloruro de Sodio	NaCl	Halita
Depósitos solubles en ácido		
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Calcita
Carbonato de hierro	FeCO ₃	Siderita
Sulfuro de hierro	FeS	Trolita
Óxido de hierro	Fe ₂ O ₃	Hematita
Óxido de hierro	Fe ₃ O ₄	Magnetita
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) ₂	Brucita
Depósitos insolubles en ácido		
Sulfato de calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de calcio hidratado	CaSO ₄ . 2H ₂ O	Yeso
Sulfato de bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de estroncio	SrSO ₄	Celestita
Sulfato de bario-estroncio	BaSr(SO ₄) ₂	-

Fuente: M.Sc. Luis Felipe Carrillo M. Material curso daño a la formación. 2013

De esta se le da especial enfoque a las escamas de carbonato de calcio, las cuales son las incrustaciones más comunes en los campos petroleros. La precipitación de dicho tipo de escamas se caracteriza por la siguiente ecuación de equilibrio:



1.3 ESTIMULACIÓN MATRICIAL REACTIVA

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a tasas y presiones inferiores a la presión

de ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no sólo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Esto se logra disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

Con este tipo de estimulación se tienen resultados satisfactorios y aún sorprendentes, cuando la formación se encuentra dañada. En el caso de que no hubiese daño, sólo pequeños incrementos en la productividad del pozo podrán esperarse. Así como en el caso de la estimulación matricial no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación matricial reactiva los ácidos constituyen el elemento básico.

1.3.1 Ácidos

Los ácidos son sustancias que se ionizan en hidrógenos y un anión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrógeno son los elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Por ejemplo, el gas cloruro de hidrógeno, HCl, en agua se ioniza convirtiéndose en ácido clorhídrico. Si este ácido se pone en contacto con otros minerales como los carbonatos, estos reaccionarán y se formarán otros compuestos; cloruro de calcio, agua y bióxido de carbono.

Si los minerales son silícicos, el ácido fluorhídrico los disolverá. Los ácidos también son sustancias conocidas por su pH menor de 7. Entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones hidrógeno y su anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido y este será un ácido fuerte. Por el contrario si se tiene una parcial y lenta ionización, el ácido será débil.

En la estimulación reactiva de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes (ácido y minerales), para dar productos de reacción. El conocimiento del cómo, cuándo y dónde se llevan a cabo las reacciones químicas es imprescindible para la selección y el diseño de una acidificación matricial. Este conocimiento se basa en el estudio de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción. El estudio de la estequiometría, su equilibrio y la velocidad de reacción, permite el conocimiento de los mecanismos que proporcionan las acciones mutuas entre los átomos, moléculas y iones, así como las rupturas y formación de enlaces, que dan como resultado la transformación de determinados reactantes en nuevos productos. No todos los ácidos que se conocen son susceptibles de ser utilizados en la estimulación de pozos. Un ácido para este caso requiere principalmente que los productos de reacción sean compuestos solubles en agua y removibles de la formación; además de ser controlables sus efectos dañinos, ser seguros de manejarse, encontrarse disponibles en grandes cantidades y tener bajo costo⁹.

Entre los ácidos más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minerales silícicos.

1.3.1.1 Ácido clorhídrico (HCl)

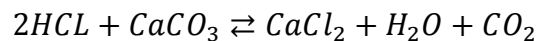
Este ácido es el más utilizado en la estimulación de pozos. El ácido clorhídrico es una solución del gas cloruro de hidrógeno en agua. Este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43 % en peso a condiciones estándar. La característica de que el cloruro de hidrógeno se disocia en agua

⁹ Islas, C. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991.

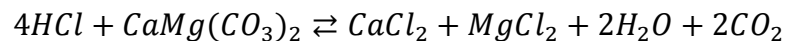
rápidamente, le da la condición de ácido fuerte. Su amplio uso es debido a esta propiedad ya que es el ácido que permite el mayor volumen de roca calcárea disuelta, dando como resultado productos de reacción solubles en agua. La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alta corrosividad que puede ocasionar daño severo a las tuberías del pozo y al equipo de acero. Esta acción agresiva del ácido clorhídrico restringe su aplicabilidad a altas temperaturas, del orden de 200°F.

El ácido clorhídrico reacciona con rocas calcáreas compuestas principalmente de minerales como la calcita y la dolomita. La estequiometría de las reacciones entre el ácido clorhídrico y estos minerales, son las siguientes:

Para caliza (mineral calcita):



Para dolomía (mineral dolomita):



Los cloruros de calcio y magnesio de estas reacciones se disuelven en el agua original del ácido y en el agua adicional que se forma de la reacción. Estos cloruros incrementan la viscosidad de la solución del ácido gastado. En general la reacción con caliza es más rápida que con la dolomía.

Desde el punto de vista teórico, con las ecuaciones anteriores se puede estimar la cantidad de roca disuelta por el ácido clorhídrico, dando como resultado que 73 kg/mol-kg de ácido clorhídrico reaccionarán con 100 kg/mol-kg de carbonato de calcio, produciendo 111 kg/mol-kg de cloruro de calcio, 44 kg/mol-kg de bióxido de carbono y 18 kg/mol-kg de agua.

En unidades de campo 1000 gal de ácido clorhídrico al 15%, disolverán 1843 lb de carbonato de calcio (10.9 pie³), produciendo 2050 lb de cloruro de calcio, 40 gal de agua y 6620 pie³ de bióxido de carbono. En forma similar 1 000 gal de ácido

clorhídrico al 15% reaccionarán con 1700 lb de dolomía (9.5 pie³) dando como productos de reacción 1040 lb de cloruro de calcio, 895 lb de cloruro de magnesio, 40 gal de agua y 6 620 pie³ de bióxido de carbono. En el campo, el ácido clorhídrico se recibe a una concentración del orden del 32 % en peso de cloruro de hidrógeno. Este ácido es mantenido en tanques de almacenamiento hasta que se tenga la necesidad de utilizarse en un pozo. Para ello el ácido concentrado se diluye a la concentración deseada para la estimulación.

1.3.1.2 Ácido fluorhídrico (HF)

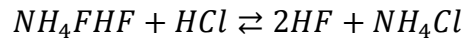
Con el descubrimiento de que el arsénico inhibía la acción corrosiva del HCl en la tubería del pozo, se retomó la acidificación de los yacimientos de calizas. Sin embargo, los tratamientos para las areniscas requerían un enfoque diferente debido a que el HCl no reacciona fácilmente con los minerales que reducen la permeabilidad de la arenisca. En este punto fue donde llegó el ácido fluorhídrico el cual si reacciona con dichos minerales.

El ácido fluorhídrico permite la disolución de minerales silícicos como arcillas, los feldespatos, el cuarzo, entre otros. Adicionalmente, el ácido fluorhídrico reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de la formación; en estos casos, los productos de reacción resultan en precipitados insolubles, lo cual deberá evitarse en todo lo posible. Por lo tanto, este ácido será de uso exclusivo en formaciones silícicas, con contenido de material calcáreo menor al 20%¹⁰.

El ácido fluorhídrico generalmente se utiliza en solución con ácido clorhídrico. En donde el HF disuelve los depósitos de minerales presentes en las areniscas que obstruyen la producción, mientras que el HCl controla aquellos precipitados indeseados. Puede prepararse de la dilución de soluciones concentradas de

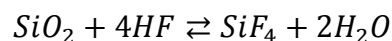
¹⁰ Islas, C. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991.

fluoruro de hidrogeno y más comúnmente de la reacción del bifluoruro de amonio con el ácido clorhídrico:

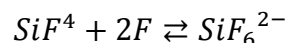


Un HCl al 15 % reaccionando con suficiente bifloruro de amonio para dar un 3 % de HF, deja libre un 12 % de HCl; asimismo si se genera 6% de HF, se deja libre un 9 % de HCl. En lo general se utilizan mezclas de HCl-HF a concentraciones de HF no mayores del 3 %. En formaciones de alta temperatura, el ácido fluorhídrico puede utilizarse mezclado con ácidos orgánicos.

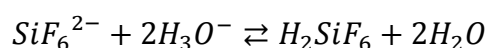
La acción corrosiva de las mezclas de HF-HCl es comparable con las del HCl, por lo que inhibidores de corrosión similares deben utilizarse. Las reacciones de la mezcla HF-HCl con los compuestos aluminosilicatos, se realizan independientemente del HCl; sin embargo, cuando se mezcla con el HCl, el HF se disocia parcial y lentamente, actuando como ácido débil, además de que el HCl en la mezcla permite prevenir precipitaciones secundarias. Esto debido a que al no reaccionar con los aluminosilicatos, no se gasta y por tanto mantiene la solución en un bajo pH. La reacción química del ácido fluorhídrico con el cuarzo (sílice puro), se expresa en la forma siguiente:



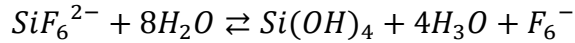
El fluoruro de silicio es un gas disuelto en el agua a presiones de pozo; en estas condiciones la mayor parte de este compuesto reacciona con iones de flúor para formar aniones hexafluoruro de silicio:



Al incrementar la concentración de sílice en el agua, parte de hexafluoruro de silicio se transforma originando el ácido fluosilícico, de acuerdo a la siguiente reacción:



Otra parte se hidroliza dando lugar al ácido monosilícico:



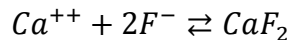
Las reacciones del HF con otros silicatos, como las arcillas o los feldspatos, revisten mayor complejidad, aún con simplificaciones en su formulación. Resumiendo se puede decir que 1000 galones de ácido fluorhídrico al 3 %, disolverán alrededor de 200 lb de sílice, 140 lb de bentonita o 500 lb de otras arcillas. La **tabla** presenta el poder de disolución del HF en minerales silícicos.

Tabla 2. Poder de disolución de HCl y HF en materiales silícicos.

Concentración		Volumen de roca disuelta/Volumen de ácido reaccionado	
HF	HCl	Arcilla	Cuarzo
2.1	12.9	0.017	0.007
3.0	12.0	0.024	0.010
4.2	10.8	0.033	0.014
6.0	9.0	0.047	0.020

Fuente: Modificado de Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Islas. C. (1991)

Como se mencionó al inicio, la reacción entre el ácido fluorhídrico y los carbonatos o con la salmuera de la formación, produce precipitados insolubles que se quedarán en el medio poroso y actuarán obturando los espacios libres. Uno de estos precipitados es el fluoruro de calcio que es un precipitado de cristales muy finos y de baja solubilidad. Esta reacción indeseable toma también lugar, aún sin la presencia de carbonatos, con los iones de la sal-muera de la formación (Ca +, Na +, K +, Mg +, etcétera), en este caso se produce la siguiente reacción:



Este precipitado es de tipo amorfo gelatinoso. Para evitar el contacto del ácido fluorhídrico con material calcáreo o salmuera de la formación, se debe inyectar previamente un volumen de HCl que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en que entrará el HF para reaccionar con los minerales de sílice de la roca. Adicionalmente, los ácidos fluosilícico y fluoalumínico, productos

de reacción del HF con los silicatos, reaccionan con iones positivos de la salmuera¹¹.

Los productos de reacción por su baja solubilidad se precipitan tan pronto su concentración sea superior al límite de su solubilidad. La cantidad de precipitación debe siempre limitarse lo más posible. Por ello conviene en lo general no usar concentraciones altas de HF y por el contrario se ha demostrado la conveniencia de utilizar concentraciones de HF menores al 3% en peso. Mcleod, presentó una guía para utilizar el HF, dependiendo de las características y contenido de minerales de la arenisca. En general el uso del ácido fluorhídrico conlleva a serios inconvenientes, los cuales se pueden concretar en los siguientes:

a) Como se observa la reacción del HF origina productos que en lo general son de baja solubilidad y en algunos casos su precipitación es inevitable. Dada esta situación siempre será conveniente limitar la cantidad de precipitados y tratar de que estos queden lo más alejados de la zona crítica de flujo, la vecindad del pozo.

b) Dada la gran relación área mojada por el ácido a su volumen, específicamente en las arcillas, se tiene un rápido gastado del ácido y en consecuencia una corta penetración (alrededor de 30 cm), especialmente a altas temperaturas.

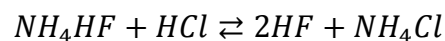
c) El HF disuelve gran parte de los minerales silícicos, principalmente aquellos que funcionan como material cementante, dejando sueltos gran cantidad de finos, los cuales son causa de una rápida declinación de la productividad del pozo después de la estimulación.

d) El HF en general al disolver parte de la estructura sólida de la roca, la debilita, creándose un problema crítico si se utiliza un exceso de ácido, pues se puede propiciar el colapso de la formación en la vecindad del pozo.

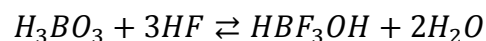
¹¹ Islas, C. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. 1991.

1.3.1.3 Acido fluobórico

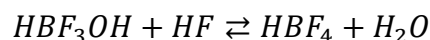
Este ácido fue introducido por Thomas y Crowe. El proceso genera en forma continua y en cualquier tiempo y lugar sólo pequeñas cantidades de ácido fluorhídrico. De aquí el poder de disolución es comparable con los sistemas normales HF — HCl con la ventaja de no propiciar grandes cantidades de precipitados. También las soluciones de ácido fluobórico se usan como un prelavado antes de inyectar el sistema convencional evitando la desestabilización de los finos. Además, es asimismo usado al final de la estimulación convencional, la cual al remover el daño cercano a la pared del pozo, se facilita la penetración de la solución del ácido fluobórico. El ácido fluobórico es especialmente recomendado para estimular areniscas que contienen minerales de potasio debido a que evita el daño por los precipitados de estos. El sistema consiste en preparar una mezcla de ácido bórico (H₃B₀3) y ácido clorhídrico. La primera reacción que se lleva a cabo es la siguiente:



De esta reacción se obtiene ácido fluorhídrico, el cual reaccionará rápidamente con el ácido bórico de acuerdo a la siguiente ecuación:



Simultáneamente se produce una reacción lenta ex-presada en la forma siguiente:



Esta reacción tiene un orden igual a la unidad, alcanzándose su equilibrio a temperatura ambiente después de 40 minutos. Estas condiciones de equilibrio significan que en cualquier tiempo y lugar exista únicamente entre 0.1 y 0.2 % en peso de ácido fluorhídrico libre a temperatura ambiente y a 100°C, respectivamente. La ventaja de este proceso es que proporciona una eficiente estabilización de los finos y las arcillas a través de las reacciones llevadas a cabo

y desensibiliza el hinchamiento de las arcillas, requiriendo periodos de tiempo grandes para alcanzar la estabilización. Adicionalmente un tipo de fusión química de los finos parece tomar lugar en las superficies de sílice.

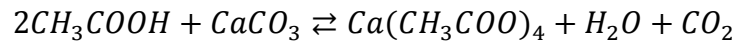
1.3.1.4 Ácido acético

Este ácido fue el primero de tipo orgánico empleado en la estimulación de pozos. Su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente. Esto propicia que reaccione lentamente con los carbonatos y con el acero, por lo que es utilizado como ácido retardado y es indicado en la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomías, con alta temperatura. Es fácil y seguro de inhibir, por lo que es utilizado como fluido de limpieza o de terminación antes del disparo, caso en donde se tienen tiempos de exposición prolongados con las tuberías. Una adecuada protección puede tenerse hasta por 7 días, a temperaturas de 175°F o 3 días a 250°F. Su baja reactividad lo hace imprescindible cuando se encuentran en el pozo accesorios con partes de aluminio o de cromo. También es empleado como agente secuestrante de fierro y como controlador de arcillas, dado que la condición de equilibrio de su reacción a presión no permite que se llegue a gastar totalmente, manteniéndose un pH entre 2 y 3.

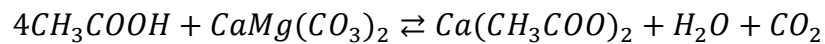
El ácido acético se presenta como ácido acuoso o como no acuoso (glacial). El ácido acético glacial es tanto soluble en agua como en aceite. Disuelto en fluido oleoso se usa para remover bloqueos de agua, en formaciones altamente sensitivas al agua y para alcanzar penetraciones profundas en la formación antes de gastarse. Este ácido no reacciona hasta que está en contacto con agua y se produce su ionización. El ácido acético se utiliza también mezclado con ácido clorhídrico o con fluorhídrico, en la estimulación de pozos de alta temperatura. Se emplea en lo general en soluciones al 10 % en peso y equivale por su poder de disolución a un HCl al 6.1 %, costando aproximadamente el doble de un HCl al 15%. A presiones mayores de 500 psi, el ácido quedará con una actividad del 40%

y por tanto disolverá aún menor cantidad de roca. El ácido acético (CH₃COOH) reacciona con las rocas calcáreas de acuerdo con la siguiente estequiometria:

Para calcita:



Para dolomita:

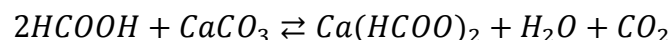


La baja solubilidad de los productos de reacción hace que el ácido acético no deba emplearse a concentraciones mayores al 10 %.

1.3.1.5 Acido fórmico

Este ácido es también un ácido orgánico usado en la estimulación de pozos. Es más fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el ácido clorhídrico; es un ácido intermedio entre el HCl y el acético, tanto por cuanto a su reacción como por costo de disolución de carbonatos. Este ácido es menos fácil de inhibir que el ácido acético y puede usarse bien inhibido hasta temperaturas de 350°F. Se utiliza también solo o en combinación con el ácido clorhídrico o el fluorhídrico. Se emplea generalmente como ácido retardado y en concentraciones hasta del 10% en peso. Su empleo principal es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y a la concentración del 10 % disuelve la misma cantidad de caliza que lo que disolvería una solución al 8% de ácido clorhídrico. Este ácido está disponible en forma líquida.

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



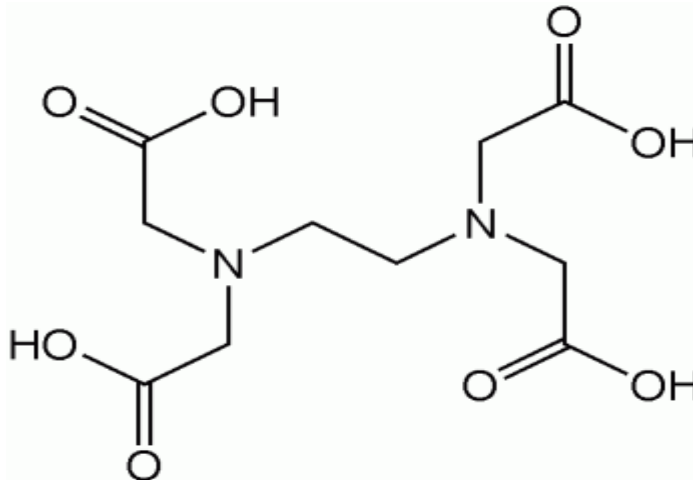
Hasta concentraciones del 10% los productos de reacción son solubles en agua; sin embargo, a mayores concentraciones el formato de calcio es un precipitado gelatinoso.

1.3.2 Métodos que incluyen quelación

La declinación rápida de la productividad que venía por diferentes tratamientos de HCl dio un fuerte incentivo para desarrollar un nuevo procedimiento que incrementara y sostuviera la producción. La eliminación de la re-precipitación de escamas fue considerada la clave para sostener la productividad incrementada. Por lo tanto varios métodos de prevención de re-precipitación de escamas fueron investigados. La técnica que se mostró más prometedora fue el uso de un agente quelante para mantener disueltas las escamas en solución.

1.3.2.1 EDTA (ácido etilendiaminotetraacético)

Figura 4. Estructura química del EDTA

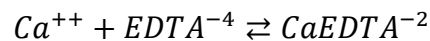


Fuente: C.M. Shaughnessy & W.E. Kline. EDTA Removes Formation Damage at Prudhoe Bay

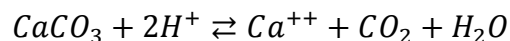
El EDTA o ácido etilendiaminotetraacético es una sustancia cuya principal característica es que adicionalmente de cumplir la función de ácido (disolución) para retomar o mejorar la producción que se pierde mediante el daño a la formación por escamas inorgánicas, posee una segunda función como agente quelante, el cual se combina con los iones metálicos polivalentes en solución para formar complejos coordinados cíclicos no iónicos, solubles en agua y virtualmente no disociables denominados quelatos.

Su estructura se compone por cuatro grupos carboxilos y dos grupos amino (Figura 9); los cuales pueden actuar como donantes de pares electrones, o bases de Lewis. La capacidad del EDTA para donar sus seis pares de electrones y así permitir la formación de enlaces covalentes coordinados a cationes metálicos hace al EDTA un ligando hexadentado. Sin embargo, en la práctica EDTA suele estar parcialmente ionizado, y, por tanto, formar menos de seis enlaces covalentes coordinados con cationes metálicos.

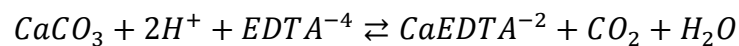
El comportamiento quelante del EDTA requiere de una molécula de EDTA completamente ionizada ($EDTA^{-4}$) para quelar cada ion del metal disuelto, como se muestra a continuación:



A su vez la disolución de escamas de carbonato de calcio son fácilmente disueltas por el ácido produciendo moléculas de calcio, CO_2 y agua como se muestra a continuación:

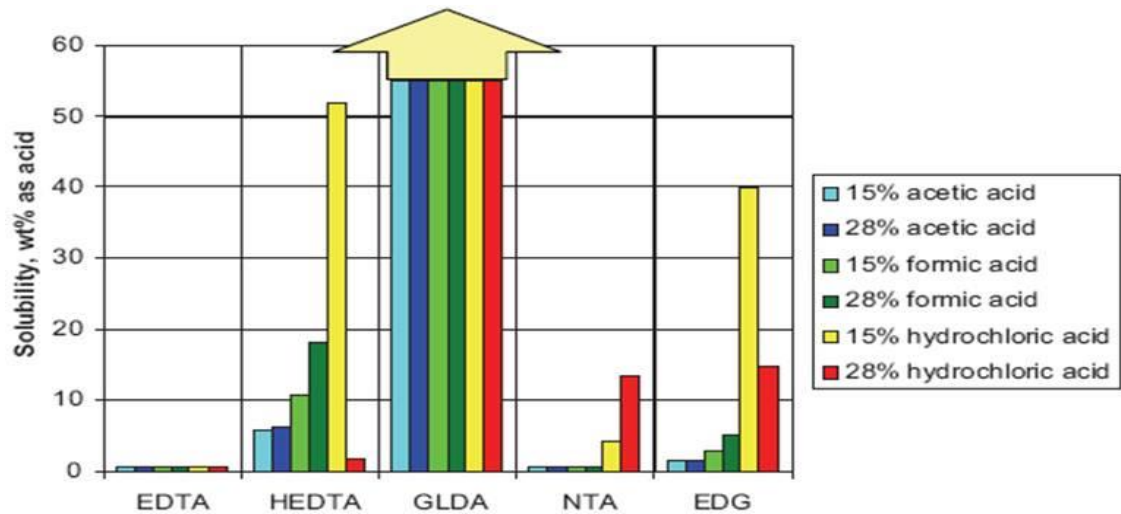


Siendo la disolución y quelación el objetivo final del tratamiento, la reacción deseada resultante será la combinación de las dos anteriores:



Finalmente formulaciones basadas en EDTA han sido ampliamente usadas y estudiadas para el control de la precipitación de hierro y la remoción de escamas, llegando en muchos casos a resultados óptimos de producción. Sin embargo, poseen problemas operacionales en cuanto a su baja biodegradabilidad y su baja solubilidad en ácidos más fuertes como el clorhídrico, el fórmico o el acético limitando así su capacidad de disolución como se muestra en la figura 10.

Figura 5. Solubilidad agentes quelantes con ácidos fuertes



Fuente: LePage. J.N., De Wolf. C.A., An Environmentally Friendly Stimulation Fluid for High-Temperature Applications

1.3.3 Aditivos

Aunque se realice una adecuada selección del fluido de tratamiento, la efectividad puede verse comprometida si no se emplean los aditivos apropiados. Los aditivos empleados para prevenir la corrosión, la precipitación de incrustaciones, formación de emulsiones, estabilizar arcillas, permitiendo una distribución uniforme de los fluidos, una mejor limpieza y evitando la precipitación de los productos de reacción.

1.3.3.1 Inhibidores de corrosión

Estos fluidos son los encargados de reducir la corrosión de las sartas de tubería de los pozos provocada por la acción de los ácidos. Para ello, se absorben en la superficie de tuberías para formar una película protectora que reduzca la velocidad de la reacción entre los ácidos y el acero, y así el inhibidor de corrosión a emplear con los ácidos depende del metal de la tubería, la temperatura del sistema y los fluidos del tratamiento seleccionados.

1.3.3.2 Surfactantes

Los surfactantes, o agente de superficie activa, son compuestos químicos que contienen grupos solubles tanto en agua como en aceite con la capacidad de alterar sus propiedades interfaciales. Son empleados en las estimulaciones ácidas para reducir la tensión interfacial, reducir fuerzas capilares, controlar la mojabilidad, prevenir o romper emulsiones y bloqueos por agua, y dispersar o suspender finos.

Cuando un surfactante es agregado a una mezcla de dos fases inmiscibles, se adsorbe directamente en la interface, de manera que los grupos hidrofílicos se orientaran a la fase acuosa y los grupos hidrofóbicos hacia la fase de hidrocarburo. Estas interacciones son mucho más fuertes y reducen la tensión interfacial entre el agua y el hidrocarburo líquido.

De acuerdo a la naturaleza iónica de sus grupos hidrofílicos, los surfactantes pueden clasificarse como aniónicos, catiónicos, no-iónicos y anfotéricos. . La mayoría de los tratamientos matriciales contienen mezclas de surfactantes aniónicos y no-iónicos.

Los surfactantes aniónicos (Sulfatos, Sulfonatos, Fosfatos y Fosfonatos) son usados como agentes no-emulsificantes, retardantes y limpiadores; y los surfactantes no-iónicos (Óxidos de Amina, Alcano-aminas condensadas y Polímeros de óxidos de etileno y propileno,) como agentes demulsificantes y espumantes.

1.3.3.3 Solventes mutuales

Los solventes mutuales son agentes no-fónicos solubles en aceite, ácido, agua fresca y salmueras. Los más eficientes son glicol-éteres que se obtienen como productos de la reacción de alcoholes con óxido de etileno.

En tratamientos ácidos, donde se hace necesario el uso de inhibidores de corrosión, los cuales en su mayoría mojan por aceite, es conveniente usar un solvente mutual en el preflujo y en el mismo tratamiento.

1.3.3.4 Agentes de control de hierro

En los tratamientos matriciales se requiere un adecuado control de hierro para evitar la posible reducción de permeabilidad por precipitación de compuestos de hierro como el hidróxido de hierro, durante una estimulación ácida. Las fuentes de hierro incluyen productos de la corrosión, restos de incrustaciones o minerales con contenido de hierro.

Durante un tratamiento ácido matricial, el hierro puede existir como los cationes Fe^{++} (iones ferrosos) o Fe^{+++} (iones férricos) y su precipitación es básicamente función del pH de la solución. Los iones de Fe^{+++} comienzan a precipitarse mientras el ácido es consumido y se alcanza un pH de 2.2 aproximadamente. Sin embargo, la precipitación de los iones Fe^{++} (ocurre sólo cuando el pH es superior a 7.7, de manera que los problemas ocasionados por estos iones son poco comunes teniendo en cuenta que normalmente se alcanza un máximo pH de 5.2.

Existen dos tipos de aditivos químicos empleados en la estabilización de los iones de hierro durante una estimulación matricial ácida: Agentes quelantes y agentes reductores.

Los agentes quelantes se asocian con los iones Fe^{++} y Fe^{+++} para formar compuestos solubles, dentro de los cuales se incluyen ácido cítrico, ácido acético, EDTA (Ácido etilendiaminotetraacético) y NTA (Ácido nitrilotriacético). Los agentes reductores, como el ácido Eritórbico, reducen los iones Fe^{+++} a iones Fe^{++} para prevenir la precipitación.

1.3.3.5 Agentes de control de arcillas

El daño de formación por arcillas puede resultar debido a la migración de las partículas o al hinchamiento de las mismas al contacto con soluciones acuosas, como se mencionó anteriormente.

El objetivo de estos aditivos es realizar una neutralización de cargas que disminuya la capacidad de intercambio iónico de las arcillas, reduciendo su susceptibilidad al hinchamiento. Salmueras de Cloruro de Potasio (KCl) o Cloruro de Amonio (NH_4Cl) así como también polímeros de amina cuaternaria son utilizados típicamente como métodos de control por su bajo costo y disponibilidad.

Las aminas policuaternarias son polímeros orgánicos que se adsorben fuertemente en la superficie de las arcillas debido a la atracción electrostática, lo cual favorece la neutralización iónica. Otra característica importante de estos compuestos es que favorecen la preferencia de mojabilidad al aceite en la superficie de las arcillas y por ende minimizan la adsorción de agua.

1.3.3.6 Inhibidores de incrustaciones

El uso de inhibidores de incrustaciones ataca los sitios de nucleación y la adherencia de los cristales a diferentes superficies. La inhibición puede realizarse inyectando un tratamiento continuamente a los fluidos de inyección y producción o desplazarlo hacia la formación en la etapa final de una estimulación ácida matricial. Cuando el tratamiento se desplaza, el inhibidor es absorbido por la formación o se precipita como partículas muy dispersas y de baja solubilidad en los espacios porosos.

1.3.3.7 Alcoholes

Algunos alcoholes tales como el metanol e isopropanol son empleados en algunos ácidos u otros fluidos acuosos para reducir la tensión interfacial, incrementar la presión de vapor y mejorar la limpieza, por lo cual son empleados para el tratamiento de daños de formación por bloqueos de agua.

Sin embargo, existen algunas desventajas relacionadas al uso de alcoholes en sistemas de estimulación ácidos tales como alto costo, puntos de relampagueo bajos, alta corrosividad e incompatibilidad con las reacciones ácidas.

1.3.4 Etapas de la estimulación

1.3.4.1 *Pickling*

El objetivo de este trabajo es limpiar con agua fresca la tubería de producción desde superficie y adicionalmente transportar un fluido cuya función es limpiar los intervalos cañoneados de interés seleccionados para el tratamiento de estimulación. Esta etapa del proceso de estimulación se realiza con la intervención de una unidad de *Coiled Tubing*.

Un proceso de *pickling* normalmente se inicia cuando el BHA de la unidad se encuentra aproximadamente 300 ft por encima de las perforaciones de interés, bombeando los siguientes fluidos:

- Agua fresca
- Estabilizador de arcillas, cuya función es adsorberse fuertemente a la cara de las arcillas ejerciendo un bloqueo sobre ellos.
- Ácido Clorhídrico, cuya función es disolver obstrucciones en la tubería y en las perforaciones mediante la entrada parcial en la cara del pozo.
- Secuente de hierro, cuya función es prevenir la precipitación de sales de hierro y remover algunos otros desechos que están adheridos a las paredes de la tubería.
- Agente gelificante, el cual previene la precipitación de componentes férricos perjudiciales, que pueden presentarse a medida que el ácido reacciona y el pH sube.

1.3.4.2 Bombeo del ácido del tratamiento principal

En esta parte del trabajo, se realiza el bombeo del ácido escogido para el tratamiento de la formación, bien sea mediante la técnica de estimulación selectiva (es decir aislar la zona de interés o formación, por medio de empaques), por medio de la unidad de *coiled tubing*, utilizando la técnica llamada "*Ball-out*" en la que por medio de esferas se aísla el intervalo de interés a estimular, o simplemente por el proceso de *bullheading*.

En esta parte del trabajo, generalmente se bombea una mezcla de fluidos compuesta por el ácido más aditivos como inhibidores de corrosión, surfactantes, estabilizadores de arcilla y solventes mutuales.

A continuación se describen las principales consideraciones que se deben tener en cuenta en esta parte del trabajo:

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

1.3.4.2.1 Procedimiento para la etapa de *overflush*

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

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

- Se debe tomar una muestra del ácido para verificar análisis preliminares tales como pH, titulación, y evaluación de condiciones anómalas (segregaciones, Precipitaciones, etc.). Si el ácido no cumple con ciertos parámetros de control de calidad debe ser devuelto a la compañía proveedora y pedir su inmediata restitución •
- Pruebas de compatibilidad (mezcla con el crudo y el agua del pozo para verificar precipitaciones, reacciones y emulsiones). Típicamente los problemas de compatibilidad con los fluidos residen en las concentraciones especificadas para los aditivos y los mismos ácidos, pues pueden no ser las correctas, y causar inconvenientes en el tratamiento. •
- Cuando se transporta el ácido al campo se hace en un tanque cisterna llamado *acid-transport*, el cual en el momento antes del bombeo lo agita a alta presión con aire o con la bomba de la operación de bombeo al pozo, succionando y depositando el ácido en el mismo camión. A esta operación se le llama “*rolling*”, lo cual se debe hacer dos o tres veces antes de mezclar.

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

4. Se hace la conexión de la bomba a cabeza de pozo, para iniciar la operación.

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

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

1.3.4.3 Levantamiento del pozo (*nitrogen lifting*)

Para poner a producir el pozo nuevamente después de tratamiento, se procede a inyectar nitrógeno con la unidad de *Coiled Tubing*. (Ver Figura 6.)

Al iniciar la inyección de nitrógeno en el pozo, el extremo del *coiled tubing* se ubica varios miles de pies por encima de la formación productora y comienza a liberar el N₂, hasta el momento en el que el nivel del fluido está a una presión de fondo superior a la presión hidrostática, efecto por el cual los fluidos del yacimiento comienzan a emerger a superficie. En esta parte del trabajo existe una persona encargada en cabeza de pozo de tomar muestras de los fluidos que vienen de yacimiento. Las mediciones básicas que hace esta persona son el pH hasta que se estabilice a un valor de 6 y 7, momento en el cual se podrá volver a conectar a las facilidades de superficie.

Figura 6. Unidad de *Coiled Tubing*.



Fuente: <http://www.franklinwell.com/images/equipment/equipment-coiltubing.jpg>

Otros de los factores que se miden en el retorno del tratamiento son:

- WHT/WHP
- pH
- Cloruros
- Calcio
- Hierro
- Sulfatos
- Iones con potencial de reprecipitación

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

Para realizar un análisis integral de un tratamiento de remoción, se deben tener en cuenta cada una de las fases que comprende dicho tratamiento; la fase de diseño del tratamiento, la fase de intervención del pozo y la fase del análisis de los resultados del tratamiento. Los parámetros de cada fase se definen a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros para la evaluación de tratamientos de remoción de escamas.

Diseño del tratamiento	Selección de fluido de tratamiento
	Temperatura de la formación
	Compatibilidad de los fluidos con la formación
	Compatibilidad de los fluidos
Ejecución del tratamiento	Calidad del agua de mezcla
	Formulación del tratamiento
	Contratiempos intervención
Evaluación de resultados	Incremento de productividad
	Cantidad de escama disuelta y análisis de retornos

2.1 Parámetros de evaluación en la fase de diseño del tratamiento

La selección de fluidos de tratamiento es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección es complejo, ya que depende de muchos factores como son: el tipo de daño, las características de la formación y sus fluidos, las condiciones del pozo, la rentabilidad de la estimulación, entre otros¹². El fluido seleccionado deberá ser capaz de remover eficientemente el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación sin propiciar daños adicionales. Independientemente de lograr la selección de uno o varios fluidos apropiados, esta también debe basarse en la

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

experiencia del área y en el análisis evaluatorio de los resultados que se hayan obtenido, que necesariamente involucrarán tanto los fluidos de la estimulación como las técnicas de aplicación.

2.1.1 Selección del fluido de tratamiento

En el momento que se decide aplicar un tratamiento de acidificación matricial a un pozo, lo primero que se debe tener claro es el tipo de escama que está causando el daño. Del conocimiento de esto depende la correcta elección del tipo de ácido a aplicar, puesto que unos ácidos son más propensos a reaccionar con un tipo de escamas que otros. Por ejemplo, el HCl reacciona mejor que los demás ácidos con el carbonato de calcio, bajo ciertas condiciones de temperatura.

2.1.2 Temperatura de la formación

La temperatura afectará notablemente la eficiencia de los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos. A temperaturas mayores a 200°F¹³, generalmente se preferirán ácidos orgánicos o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos. Asimismo, los fluidos deberán diseñarse para disminuir la velocidad de reacción y así lograr tener mayor penetración del ácido vivo en la formación.

2.1.3 Compatibilidad de los fluidos con la formación

El éxito de una estimulación matricial reactiva, depende de una respuesta favorable de la formación al fluido de tratamiento. Esto implica que el fluido además de remover el daño, debe presentar compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

La sensibilidad de una formación a un fluido, debe considerar los efectos que puedan ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca. Por ejemplo, se puede presentar cambio de mojabilidad, colapso por des-consolidación de la matriz, liberación de hierro, precipitados secundarios, entre otros. De esta manera

¹³ Al-Harthy. S., Bustos. O., Fuller. M. Opciones para la estimulación de pozos a alta temperatura. En: Oil Field Review. Schlumberger. 2009.

una formación será sensitiva si la reacción entre minerales de la roca y un fluido dado induce a un daño en la formación. Dicha sensibilidad depende de la reactividad de los minerales que componen la formación con el ácido considerado.

2.1.4 Compatibilidad de los fluidos

En general, en yacimientos de aceite, los hidrocarburos y el agua de la formación deben ser compatibles con los fluidos de estimulación y con los productos que resulten después de la reacción del tratamiento con las escamas. Esto se puede estimar mediante pruebas de compatibilidad de fluidos utilizados en cada una de las etapas del tratamiento, como de los fluidos que se generen de las reacciones en fondo.

Para analizar la compatibilidad de los fluidos de tratamiento con los fluidos presentes en la formación se hace necesario contar con un análisis de laboratorio. Esta prueba se realiza durante la preparación del tratamiento, momento en el cual se observa si todos los aditivos empleados en este, son solubles entre sí, o si por el contrario tienden a formar insolubilidades ya sea por formación de precipitados o por turbidez.

2.2 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE INTERVENCIÓN DEL POZO

Más allá de diseñar correctamente el tratamiento para cada pozo, es de vital importancia que este se lleve a cabo de la mejor manera posible, puesto que de esto depende gran parte de su éxito. Factores como la calidad del agua de mezcla, el seguimiento de la formulación diseñada previamente y cualquier contratiempo que pueda ocasionar que el tratamiento no tenga los resultados esperados, serán parte de la evaluación en la fase de ejecución del tratamiento.

2.2.1 Calidad del agua de mezcla del tratamiento

Antes de realizar la preparación de un tratamiento de remoción, se debe verificar la calidad del agua de mezcla. Cuando se inyectan fluidos de remoción de escamas a la formación, se hace con el objetivo de disminuir el daño que no la deja producir a su máximo potencial. Por lo tanto, siendo el agua uno de los fluidos que se encuentran en mayor proporción en la mezcla, no se debe utilizar un agua que en vez de ayudar al objetivo del tratamiento termine creando un daño adicional en la formación, debido a su contenido de materiales perjudiciales. Algunas de las características importantes a analizar son el pH, el contenido de hierro y la dureza total.

2.2.2 Formulación del tratamiento

Si bien la formulación se da en la etapa de selección y diseño del tratamiento, esta se ejecuta durante la intervención del pozo. De nada sirve un diseño correcto de este, si luego no se sigue con la formulación estipulada.

También se deben tener en cuenta algunos aditivos indispensables que se deben utilizar con determinado tipo de tratamiento como inhibidores de corrosión, surfactantes, entre otros.

2.2.3 Contratiempos en la intervención

Las intervenciones de pozos son una de las actividades más complejas de la industria petrolera, debido a que gran parte de las operaciones no se pueden ver por ser en fondo de pozo. Tal es el caso de una acidificación matricial, donde el número de imprevistos que potencialmente pueden poner en riesgo los resultados de la intervención es grande. En este orden de ideas, se hace necesario analizar cualquier evento que pueda afectar los resultados de la estimulación, tales como tanques contaminados, baja recuperación del ácido de estimulación en los retornos, químicos en mal estado, etc.

2.3 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRATAMIENTO

Si bien se pueden cumplir todos los parámetros para asegurar el éxito de un tratamiento, no es sino hasta después de ejecutado que se pueden observar los resultados de este. La cantidad de escama disuelta y análisis de retornos de pozo, darán una idea sobre la efectividad de disolución de escama, pero será el aumento en la productividad del pozo el parámetro que dictará sentencia sobre la efectividad del tratamiento.

2.3.1 Cantidad de escama disuelta y análisis de retornos

Cuando se aplica como tal un tratamiento ácido a una formación productora lo que se espera es que este reaccione disolviendo las escamas que se encuentran taponando los poros de la formación y por ende reduciendo la permeabilidad y la productividad de esta. Estimando la cantidad de escama disuelta se puede tener una idea sobre el éxito o fracaso del tratamiento. Esto se puede hacer realizando estimaciones a partir del equilibrio de la reacción (teóricamente) o analizando las características del agua de retornos.

2.3.2 Incremento de productividad

El objetivo principal de llevar a cabo una estimulación a un pozo es reducir su daño para incrementar su productividad. Dependiendo de la cantidad y calidad de los datos que se tengan, se pueden hacer análisis ya sean más o menos completos de los efectos de un tratamiento de remoción en la producción de un determinado pozo. Este es el parámetro que al final dirá si el tratamiento fue exitoso y rentable o no lo fue.

3. DESARROLLO DEL MODELO DE ANALISIS DE TRATAMIENTOS DE REMOCION DE ESCAMAS INORGANICAS

En el capítulo 2 se definieron los parámetros claves para evaluar un tratamiento de remoción de escamas en tres etapas. En este capítulo se desarrolla el modelo definiendo los criterios o rangos de aplicación para los tratamientos en cada uno de los parámetros. Todo el análisis parte de la definición del tipo de escama que está causando el daño a la formación, con el cual se selecciona el agente disolvente más adecuado. A partir de esto se evalúa el disolvente elegido en conjunto con las características del pozo, la formación y la operación. A continuación se describen los rangos y consideraciones que se deben tener en cuenta en la evaluación de cada parámetro del tratamiento.

3.1 CRITERIOS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE DISEÑO DEL TRATAMIENTO

3.1.1 Selección del fluido de tratamiento

El primer y principal parámetro para el diseño de un tratamiento de remoción de escamas inorgánicas, es la elección del agente que removerá el daño. El principal factor para dicha elección es el tipo de escama que se quiere atacar. En la Tabla 3 se recomiendan una serie de tratamientos para cada tipo de escama inorgánica.

Tabla 4. Tratamientos recomendados para cada tipo de escama.

Tipo de Escama	Tratamiento recomendado
CaCO₃	Ácido acético/fórmico (10-15%) EDTA HCl (5-15%)
CaSO₄	EDTA
BaSO₄	EDTA
SrSO₄	EDTA
FeCO₃	HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes

FeS	HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes
Fe₂O₃	HCl + EDTA
NaCl	Agua o HCl del 1 al 3% y surfactantes
Mg(OH)₂	HCl y surfactantes
Ca(OH)₂	HCl y surfactantes
Silice	HCl-HF y surfactantes

Fuente: Modificado de Manual de Estimulación, Production enhancement with acid stimulation.

A partir de esta tabla se debe elegir el tratamiento mas acorde con el tipo de daño que presente el pozo. Con este y las condiciones del pozo se debe proseguir al analisis de los siguientes parámetros.

3.1.2 Temperatura de la formación

Como se menciona antes, los ácidos orgánicos son más fáciles de inhibir a temperaturas mayores a 200°F en comparación con el HCl¹⁴. Adicionalmente a una mayor temperatura dichos ácidos tienen menor eficiencia de disolución. La Tabla 5 nos da información sobre los rangos de temperatura en que se debe utilizar cada tratamiento.

Tabla 5. Comportamiento de los tratamientos con la temperatura.

Temperatura	Tratamiento		
	HCl	Ácidos orgánicos	EDTA
<200°F	Ácido más económico para remover escamas de carbonato de calcio.	Menos efectivo para remover escamas de carbonato de calcio que el HCl.	Puede remover escama
>200°F	El tratamiento se vuelve muy costoso debido a la dificultad de inhibir el poder corrosivo del ácido ¹⁵ .	Ácido más económico para remover escamas de carbonato de calcio a altas temperaturas.	efectivamente hasta altas temperaturas.

Fuente: Los autores, Opciones para la estimulación de pozos a alta temperatura

¹⁴ Metcalf A. F., Parker. C. P., Boles. J.L.. Acetic acid demonstrates greater carbonate dissolution than typically expected. En: Petroleum Society of Canada. 2004-035.2005.

¹⁵ Al-Harthy. S., Bustos. O., Fuller. M. (2009). Opciones para la estimulación de pozos a alta temperatura. Oil Field Review. Schlumberger.

3.1.3 Compatibilidad de los fluidos con la formación

Para evaluar la compatibilidad de los fluidos con la formación se llevan a cabo dos pruebas; la prueba de detergencia y la prueba de mojabilidad que se describen a continuación.

3.1.3.1 Prueba de detergencia

Con la prueba de detergencia se determina la capacidad de limpieza del surfactante disuelto. Se toman 10 mL de arena de la formación, se ponen en contacto con 50 mL del tratamiento a evaluar y se agita hasta homogenizar la mezcla. Luego se adicionan 50 mL del crudo del pozo, se agitan suavemente hasta alcanzar una mezcla homogénea y se colocan a la temperatura de prueba respectiva. Después se observa el grado de limpieza de la arena a medida que transcurre un tiempo máximo de una hora. Si el surfactante tiene una buena detergencia, la arena debe quedar limpia de crudo¹⁶.

3.1.3.2 Prueba de mojabilidad

La prueba visual de mojabilidad se realiza para determinar la tendencia que tiene un tratamiento a mojar la roca del yacimiento por agua o por aceite. Lo ideal es que la formación productora presente mojabilidad al agua.

Se toma una muestra del tratamiento preparado de 50 mL en las concentraciones recomendadas según la formulación oficial. Se agregan 5 mL de arena de la formación limpia y se agitan vigorosamente. Se deja en remojo la arena durante 30 minutos y se decanta la solución, conservando la arena impregnada. Se toman tres muestras de 100 mL, en una se coloca varsol, en otra salmuera y en la tercera un manto de varsol sobre una fase acuosa (100 mL)¹⁷.

Se vierten muestras de la arena tratada en cada una de las muestras y se observa su comportamiento. La dispersión de la arena en una determinada fase es

¹⁶ Informe Técnico de QA/QC ECOPETROL a fluidos de estimulación.

¹⁷ Informe Técnico de QA/QC ECOPETROL a fluidos de estimulación.

indicativo de que la arena está mojada preferencialmente por dicha fase, de lo contrario la arena se aglutina al contacto con la fase analizada.

3.1.4 Compatibilidad de los fluidos

Para la evaluación de la prueba de compatibilidad por lo general se realizan mezclas entre el crudo característico de la formación y el tratamiento de interés en proporciones 25/75, 50/50 y 75/25¹⁸. Se agita la mezcla alrededor de 1 minuto y cuando esta se homogeniza se lleva a temperatura de formación y se observa durante 2 horas, haciendo seguimiento a la separación de las fases. Se espera una separación de las fases mayor al 80% (Figura 6).

Figura 7. Prueba de compatibilidad.



La formación de precipitados, productos gelatinosos o la aparición de una tercera fase son indicativos de la pérdida de solubilidad del tratamiento. Si al término de las 2 horas se evidencian algunos de estos fenómenos se debe reevaluar la formulación del tratamiento.

¹⁸ Informe Técnico de QA/QC ECOPEPETROL a fluidos de estimulación.

3.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE INTERVENCIÓN DEL POZO

3.2.1 Calidad del agua de mezcla del tratamiento

Para corroborar que se cumpla con la calidad del agua de mezcla se debe realizar una prueba insitu de acuerdo con las normas API RP 13B-1¹⁹ y API RP 45²⁰. Los principales parámetros a medir son pH, conductividad, turbidez, hierro total, dureza total y contenido de bicarbonatos. Adicionalmente se debe verificar la ausencia de sólidos suspendidos.

Para este ítem se toman los rangos utilizados por ECOPETROL para asegurar la calidad del agua de mezcla (Tabla 6).

Tabla 6. Exigencias del agua para tratamientos de remoción de escamas ECOPETROL.

pH/°C	Cond.	Turbidez	Hierro	Alcalinidad	Dureza total	Cloruros
6-8/Tamb	<2 mS/cm	<5 NTU	<1 ppm	<300 ppm	<2000 ppm	<250 ppm

Fuente: Informe Técnico de QA/QC ECOPETROL a fluidos de estimulación.

Este ítem tendrá aprobación (OK) únicamente si el agua cumple con cada uno de los rangos especificados en la anterior tabla. Así mismo, otro de los factores que entra en juego para los agentes quelantes es el pH, del cual depende la solubilidad de los mismos, como se muestra a continuación.

3.2.1.1 Agentes quelantes

Para los tratamientos con EDTA el pH del agua de mezcla juega un papel fundamental, es por esto que es conveniente hacer un análisis adicional (Tabla 7).

¹⁹ Standard Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids. American Petroleum Institute, 1997.

²⁰ Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters. American Petroleum Institute, 1998.

Tabla 7. Comportamiento de disolución y solubilidad del EDTA a diferentes pHs.

pH	Capacidad de disolución de calcita	Solubilidad de los agentes quelantes
	EDTA	EDTA
<7	Mantiene una capacidad de disolución 1:1 (1 mol de EDTA; disuelve un mol de CaCO ₃)	Alcanza una solubilidad máxima de aproximadamente 15% en peso
>7		Alcanza una solubilidad máxima de aproximadamente 35% en peso
NOTA	Su solubilidad también se ve afectada cuando se desean utilizar mezclados con ácidos más fuertes como HCl, fórmico o acético (2% en peso)	

Fuente: : LePage. J.N., De Wolf. C.A., An Environmentally Friendly Stimulation Fluid for High-Temperature Applications

3.2.2 Formulación del tratamiento

En este ítem se revisa si efectivamente se cumple con la formulación aprobada para el trabajo de estimulación. Toda la También se hace revisión de que las formulaciones contengan aditivos claves para la utilización de determinado tipo de ácido, como por ejemplo los anticorrosivos para el ácido clorhídrico.

3.2.3 Contratiempos en la intervención

Para este ítem solo se toman en cuenta eventos o contratiempos que potencialmente puedan tener efectos en los resultados del tratamiento. Se hace una revisión cuidadosa al historial de eventos de la intervención de cada pozo, y se define si hay o no algún evento que pueda tener dichos efectos. En caso de que se evidencie algún contratiempo se pondrá una anotación con la observación del evento que podría haber tenido efectos en los resultados.

3.3 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN EN LA FASE DE ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL TRATAMIENTO

3.3.1 Cantidad de escama disuelta y análisis de retornos

La estimación de la cantidad de escama disuelta se hace dependiendo de la cantidad y calidad de información disponible. En caso de que se cuente con un análisis de retornos que permita hacer cálculos de esta para los diferentes tipos de escama, se aplicarán herramientas de cálculo para este fin. En caso contrario se utilizarán métodos teóricos que involucren concentración, temperatura, entre otros.

3.3.1.1 Cálculo de la cantidad de escama disuelta para tratamientos con información de análisis de retornos

Para los tratamientos de remoción que contengan un análisis detallado de los fluidos de retorno (*backflow*) se podrá hacer una estimación de la escama disuelta. Esta estimación se hará calculando el área bajo la curva de las diferentes concentraciones de iones presentes en las aguas de retorno, como calcio, hierro y magnesio. Después de estimar el total de iones presentes y asumiendo que todos se presentan producto de la disolución de una escama, se calcula la cantidad de esta que fue removida, aplicando estequiometría. Por ejemplo, cada 40 Kg de Calcio encontrados en las aguas de retorno corresponden a 100 Kg de CaCO_3 disueltos, debido a que el peso molecular del CaCO_3 es 100 gr/mol de los cuales 40 gr/mol corresponden al elemento Calcio.

3.3.2 Incremento de productividad

Teniendo en cuenta que el objetivo principal de una estimulación de pozo es el aumento de la producción, este será el parámetro que mejor hablará sobre el éxito o fracaso de dicho tratamiento. Calcular el incremento de la productividad se podrá hacer de varias formas dependiendo de la cantidad de información disponible. Mientras que para datos puntuales (pre y post estimulación) se podrá hallar un

porcentaje de aumento de la producción, para un pozo que cuente con mayor cantidad de datos se podrá graficar una curva en la cual se evidencie con mayor detalle los efectos que pueda tener el tratamiento con el tiempo.

3.4 SUPOSICIONES

Debido a la falta de información en algunos reportes se hace necesario hacer suposiciones y estimaciones en este proyecto.

3.4.1 Tipo de daño de la formación

Para los tratamientos de los cuales se tenía suficiente información para el cálculo de su tendencia incrustante, se utilizó el método basada en el índice de estabilidad de H. Stiff & L. Davids y posteriormente fueron comparados con los índices de estabilidad calculados mediante el software ScaleChem en un investigación realizada anteriormente²¹.

3.4.1.1 Método para pronosticar la tendencia incrustante de carbonato de calcio

Dada la frecuencia de casos de formación de escamas en los campos petrolíferos, en especial de carbonato de calcio, es necesario determinar la posibilidad de su ocurrencia bajo condiciones de operación. Para esto pueden emplearse cálculos de solubilidad o índices de incrustación y deben tomarse como una referencia puesto que las ecuaciones involucradas presentan simplificaciones que no pueden reproducir los complejos fenómenos de solubilidad que ocurren en la realidad.

En general existen dos categorías de índices de saturación; aquellos que especifican la cantidad de calcio que puede precipitarse en un agua sobresaturada, y los que solo determinan la tendencia de una agua a formar escamas.

²¹ Caballero. F, Rodríguez. J.. Predicción de la tendencia incrustante por escamas inorgánicas ocasionadas por aguas de producción en los campos petroleros de Equion y Hocol. 2015.

El método de H. Stiff & L. Davis es un método de la segunda categoría, que permite predecir si hay o no tendencia a formación de depósitos de carbonato de calcio en aguas que se producen asociadas al crudo.

3.4.1.1.1 Método de H. Stiff & L. Davis

Es una extensión del método de Langelier. La diferencia radica en el índice de saturación o estabilidad (IS), el cual ha sido extendido empíricamente para aplicarse a aguas asociadas al crudo de los campos petrolíferos.

La ecuación fue desarrollada en función del índice de estabilidad iónica y toma en cuenta las altas concentraciones de sales disueltas presentes en el agua de formación, las cuales alteran la fuerza iónica e influyen en la solubilidad del CaCO_3 .

$$\begin{aligned}IS &= pH - pHs \\pHs &= K + pCa + pAlk \\p[Ca^{++}] &= -\log[Ca^{++}] \left(\frac{mg}{lt}\right) * 2.5 \times 10^{-5} \\pAlk &= -\log[Alk]\end{aligned}$$

Donde:

IS: Índice de Estabilidad

pH: pH medido de la muestra de agua (pH a condiciones del sistema).

K: Constante basada en la salinidad, temperatura y composición del agua.

pCa: logaritmo de la concentración de calcio

pAlk: logaritmo de la alcalinidad total

Los resultados del índice de H. Stiff & L. Davis pueden interpretarse como se muestran en la Tabla 8:

Tabla 8. Interpretación del índice de H. Stiff & L. Davis

Caso	Resultado
Si IS es negativo (IS<0)	El agua esta sub-saturada de CaCO ₃ , la formación de incrustaciones no es posible
Si IS es positivo (IS>0)	El agua esta sobresaturada de CaCO ₃ . Esto indica la formación de escamas.
Si IS es 0 (IS=0)	El agua está en equilibrio

3.4.2 Temperatura de formación

Debido a la falta de conocimiento de algunas temperaturas de las formaciones expuestas al tratamiento, se ve la necesidad de hacer estimaciones de esta con respecto a datos conocidos (la profundidad de formación). Para este caso se estima con un gradiente comúnmente utilizado en la industria;

$$T (^{\circ}F) = 0.010 * Profundidad (ft) + 78 \quad \text{Ecuación 4.}$$

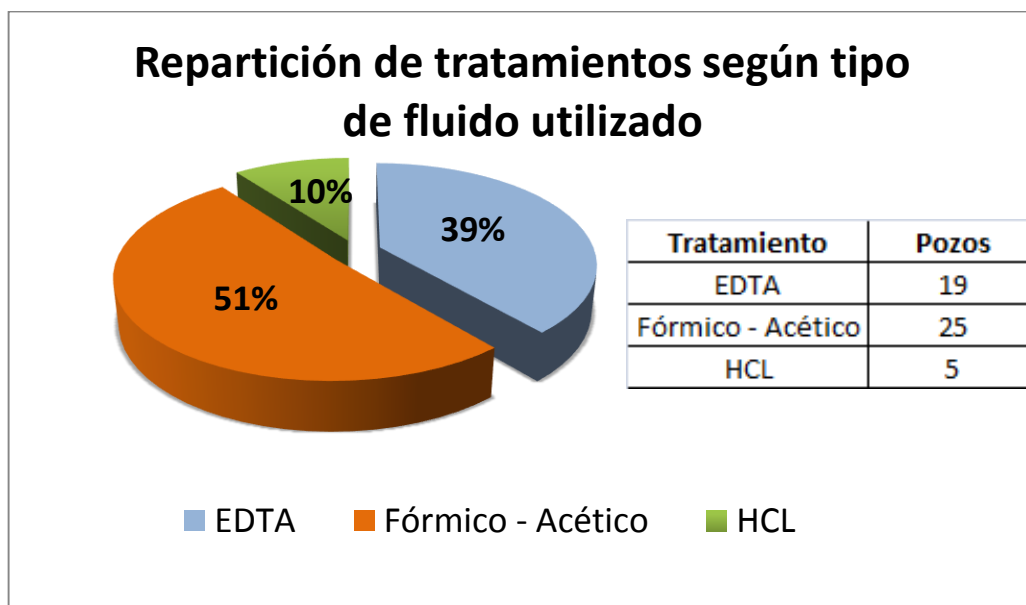
Para los pozos evaluados se puede observar que las temperaturas estimadas con este gradiente corresponden a las temperaturas habituales de las formaciones en los campos petroleros estudiados.

4. EVALUACIÓN DE ALGUNOS TRATAMIENTOS DE REMOCIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS APLICADOS A CAMPOS DEL GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL

4.1 INFORMACIÓN DISPONIBLE Y SELECCIÓN DE CANDIDATOS

En total se cuenta con información de 46 tratamientos, aplicados en 18 campos del Grupo Empresarial ECOPETROL, en los cuales se utilizaron como fluido de estimulación; Ácido Clorhídrico, EDTA y Ácido Fórmico Acético. En la Figura 8 se muestra la repartición de estos.

Figura 8. Porcentaje de uso de cada fluido de tratamiento.



Después de recibir información de los tratamientos aplicados en campos del Grupo Empresarial ECOPETROL, entre el año 2010 y el año 2014, se procede a realizar el filtro de la misma. El factor más importante a la hora de elegir los mejores candidatos para la evaluación fue que el reporte del tratamiento contaran con un análisis detallado de los iones presentes en las aguas de *backflow*,

reduciéndose así la lista a solo 7 tratamientos de 3 campos, como se presenta en la Tabla 9.

Tabla 9. Información disponible de tratamientos.

Tratamientos			
Campo	Pozo	Año	Descripción
A	1	2011	Tratamiento EDTA, Pickling
A	1	2012	Tratamiento EDTA, Pickling
B	2	2012	Tratamiento HCl, Inhibición
C	4	2012	Tratamiento Ácido Fórmico-Acético
A	1	2013	Tratamiento EDTA, Pickling, Inhibición
A	1	2014	Tratamiento EDTA, Pickling, Inhibición
A	3	2014	Tratamiento EDTA, Pickling, Inhibición

Después de seleccionar los tratamientos que contaran con un análisis completo de *backflow*, el factor más importante para elegir los candidatos a evaluar fue que contaran con un historial de datos de producción tanto antes como después del tratamiento, pues esta es la manera de saber si el tratamiento fue éxito, y cuantificar su pérdida o ganancia. Los pozos elegidos se encuentran en color rosado en la Tabla #

Tabla 10. Selección de candidatos para el análisis de tratamientos de remoción.

Tratamiento			Información disponible				
Campo	Pozo	Año	Pruebas de compatibilidad	Análisis de agua de formación	Historial de producción		Análisis de <i>Backflow</i>
					Pre-tratamiento	Post-tratamiento	
A	1	2011	X	X	X	X	X
A	1	2012	X	X	X	X	X
B	2	2012	X	X	X	X	X
C	4	2012		X			X
A	1	2013	X	X	X	X	X
A	1	2014	X	X	X		X
A	3	2014	X			X	X

Cabe decir, que tres de los tratamientos seleccionados pertenecen a un mismo pozo (A1), que fue tratado varias veces en los últimos años. Aunque no cumpla con el anterior factor para su completa evaluación, el Pozo C4 se analizará en algunos parámetros con motivo de tener información de tratamientos con otro tipo de fluido diferente a HCl y EDTA. En lo que queda de este libro se llamarán los pozos por el nombre de su campo, seguido del número de pozo, por ejemplo; Pozo A1.

4.2 ANÁLISIS EN LA SELECCIÓN DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO

Si bien no se cuenta con información concreta sobre el tipo de escama presente en cada pozo, existen herramientas para calcular el índice de estabilidad del agua de formación de cada uno. Para este proyecto se estimó la tendencia incrustante del agua con el Método de H. Stiff & L. Davis para cada uno de los pozos. Los resultados del cálculo, y la comparación con una estimación realizada por el software ScaleChem para estos mismos pozos²² se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Resultados índices de estabilidad. S&D y ScaleChem

Pozo	CaCO ₃		FeCO ₃	BaSO ₄
	Stiff & Davids	Schale Chem	Schale Chem	Schale Chem
A1	7,1	34,9	1,94	0,71
B2	6,6	11,91	-	-

Los resultados evidencian una clara tendencia de los pozos A1 y B2 a presentar incrustaciones de carbonato de calcio, debido a que los índices de estabilidad calculados por S&D y ScaleChem a pesar de su diferencia en magnitud, se encuentran por encima de 0, lo cual indica que el agua de producción se encuentra en estado de sobre-saturación. A su vez según el software el pozo A1 registra una pequeña tendencia a formar incrustación de FeCO₃ y BaSO₄.

²² Caballero. F, Rodríguez. J.. Predicción de la tendencia incrustante por escamas inorgánicas ocasionadas por aguas de producción en los campos petroleros de Equion y Hocol. 2015.

Finalmente, debido a falta de información en cuanto a las concentraciones de minerales del pozo A3, no fue posible predecir su tendencia incrustante.

4.3 ANÁLISIS DE LA TEMPERATURA DE FORMACIÓN

La temperatura de formación fue calculada con la Ecuación 4, mostrada en el capítulo 3 de este libro. A continuación se realiza el cálculo de la temperatura de formación para el Pozo A1.

$$T_{\text{formación Pozo A1}} (^{\circ}F) = (0.01 * 13100) + 78 = 209^{\circ}F$$

En la Tabla 12 se muestra la temperatura calculada con base en la profundidad para cada uno de los pozos a analizar.

Tabla 12. Temperaturas calculadas para los pozos analizados.

Pozo	Profundidad (ft)	Temperatura calculada ($^{\circ}F$)	Tratamientos
A1	13100	209	Pickling, EDTA
B2	14625	225	HCl
C4	10500	183	Ácido fórmico acético

Se puede observar que los tres tratamientos fueron realizados a temperaturas relativamente altas. Cruzando esta información, con la contenida en la Tabla 5 del capítulo 3, se evidencia que el tratamiento del Pozo B2 se realizó a una temperatura superior a la recomendada para este tipo fluido (HCl). Esto se podría ver reflejado en el efecto de corrosión en las tuberías del pozo. Los otros dos pozos cumplieron con las temperaturas recomendadas para cada fluido de tratamiento.

4.4 ANÁLISIS DE LA COMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS DE TRATAMIENTO CON LA FORMACIÓN Y CON LOS FLUIDOS DEL POZO

Las pruebas de compatibilidad de los fluidos de tratamiento, tanto con la formación, como con los fluidos de pozo deben ser realizadas durante la mezcla del mismo. Los resultados de estas pruebas, que se describen en el capítulo 3, para los pozos seleccionados se pueden observar en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados de pruebas de compatibilidad pozos analizados

Tratamiento			Pruebas de compatibilidad				
Campo	Pozo	Año	Fuido de tratamiento	Fluido desplazante	Otros fluidos	Mojabilidad	Detergencia
A	1	2011	OK	OK	OK		
A	1	2012	OK	OK	OK		
B	2	2012	OK	OK	OK		
C	4	2012	OK	OK	OK	OK	OK
A	1	2013	OK	OK	OK		

Se puede observar que las pruebas entre fluidos arrojaron un 100% de compatibilidad para todos los pozos, por lo cual no se requirió tomar ninguna acción correctiva. Las pruebas de compatibilidad fluido formación solo se realizaron para el pozo C4, con resultados positivos.

4.5 ANÁLISIS DE LOS TRATAMIENTOS EN LA FASE DE INTERVENCIÓN DEL POZO

Durante la intervención de los pozos, se observó que se cumplieron las formulaciones estipuladas en los *well planning* para los tratamientos. Para la mayoría de los pozos analizados no se reportan datos de las características del agua utilizada en la mezcla, por lo cual es imposible hacer un análisis de este parámetro.

En cuanto a eventos potencialmente dañinos de los resultados del tratamiento solo se presentó uno para el Pozo C4; en el cuál se detuvo el levantamiento del pozo con N_2 cuando lo retornos aún rondaban un pH inferior a 4. Es recomendable realizar retornos en los trabajos de estimulación hasta alcanzar retornos con pH neutro para evitar posibles daños a la formación o a las unidades de pozo (bombas, tuberías, entre otros).

4.6 ANÁLISIS DEL RADIO DE INVASIÓN DEL TRATAMIENTO

Para realizar el cálculo de la el radio de invasión del tratamiento de remoción se deben hacer las siguientes suposiciones:

- El flujo dentro de la tubería y la formación es tipo pistón; es decir el bache de tratamiento avanza uniformemente sin mezclarse ni con el preflujo ni con el fluido de desplazamiento (Figura 9).
- El fluido de desplazamiento no penetra en la formación.
- El valor de porosidad es constante para todas las formaciones invadidas.
- El radio invadido es el mismo para todas las formaciones; es decir, la tasa de invasión Bbl/ft formación es igual para todas las capas.

El valor del volumen poroso se calcula con base en la fórmula del volumen de un disco, e incluyendo el efecto de la porosidad, con la Ecuación 5.

$$V_{poroso} = \pi * (R_{penetrado} - R_{pozo})^2 * \emptyset * h \quad ; \text{ Ecuación 5}$$

Donde h es el espesor de las formaciones tratadas y \emptyset es la porosidad en fracción.

Teniendo en cuenta que el volumen poroso ocupado debe ser igual al volumen de tratamiento inyectado se puede obtener el $R_{penetrado}$ con la Ecuación 6.

$$R_{penetrado} = \sqrt{\frac{V_{poroso}}{\pi * \emptyset * h}} - R_{pozo} \quad ; \text{ Ecuación 6}$$

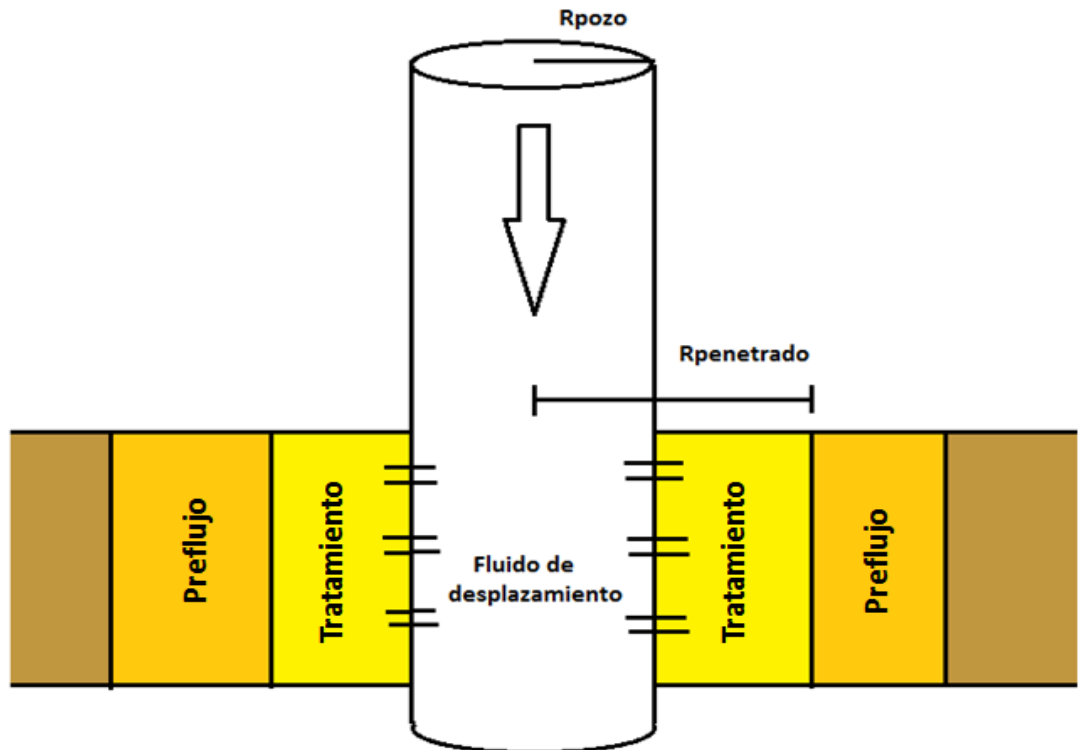
El radio invadido efectivo se puede calcular encontrando restando el radio del pozo al radio del penetrado con la Ecuación 7.

$$R_{invadido} = R_{penetrado} - R_{pozo} ; \text{Ecuación 7}$$

A continuación se procede a calcular el radio invadido para el Pozo A1 en el tratamiento realizado en el año 2011, en el cual se utilizaron 120 barriles (673.8 pies cúbicos) de tratamiento EDTA. Las formaciones del pozo cuentan con una porosidad promedio de 12%, un espesor de las formaciones tratadas de 154 pies, y un radio de pozo de 7 pulgadas (0.583 pies). Utilizando la Ecuación 6, tenemos:

$$R_{penetrado} = \sqrt{\frac{673.8}{\pi * 0.12 * 154}} - 0.583 = 2.82 \text{ pies}$$

Figura 9. Esquema de inyección de tratamiento



Utilizando la Ecuación 7 obtenemos el radio invadido;

$$R_{invadido} = 2.82 - 0.583 = 2.24 \text{ pies}$$

En la Tabla 14 se presentan los valores de radio invadido calculados para los tratamientos de remoción seleccionados.

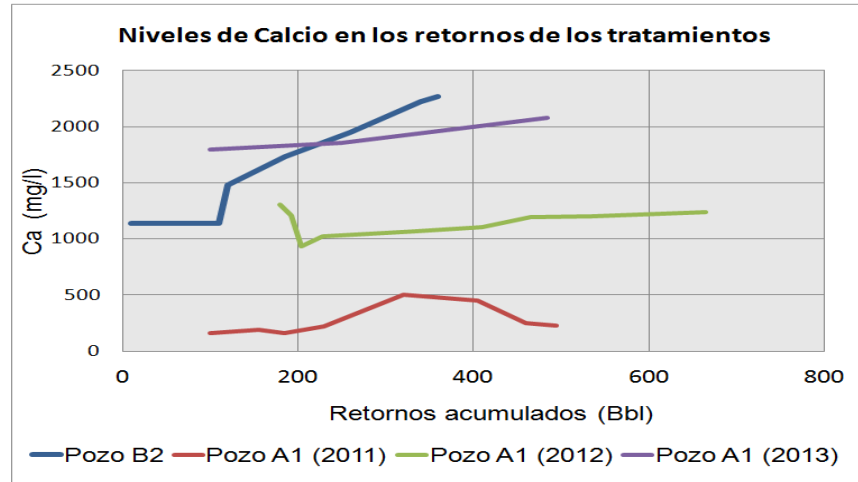
Tabla 14. Radio invadido por el tratamiento de remoción

Pozo	Año	Tipo de fluido	Volumen tratamiento (bbl)	Radio invadido (pies)
B2	2011	HCl	180	1,76
A1	2011	EDTA	120	2,24
A1	2012	EDTA	90	1,37
A1	2013	EDTA	68	1,04
A1	2014	EDTA	40	0,53
A3	2014	EDTA	38	2,11

4.7 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE CALCIO EN LOS RETORNOS Y ESTIMACIÓN DEL CARBONATO DE CALCIO DISUELTO

Uno de los aspectos más importantes a analizar de las aguas de retorno es su contenido de calcio, pues los niveles de este darán pista sobre la ocurrencia de la disolución en fondo, y la magnitud de esta. En la Figura 10 se puede observar los niveles de calcio en los retornos de los cuatro tratamientos seleccionados. A primera vista se puede observar que los tratamientos que tuvieron los mayores niveles de calcio en los retornos fueron los aplicados en el Pozo B2 y el tercer tratamiento del Pozo A1 (aplicado en el año 2013).

Figura 10. Niveles de calcio en los retornos de los tratamientos



Para la estimación de la escama disuelta se hacen las siguientes suposiciones;

- El tratamiento sale en su totalidad (junto con la escama disuelta) cuando en superficie se obtenga el mismo volumen de fluido inyectado en formación (total del tren de fluidos).
- Durante este tiempo, los calcios mostrados por las aguas de retorno, se asume que son completamente causando por la disolución de carbonato de calcio.
- Se asume que los niveles de calcio para cada barril recuperado corresponden a la última medición.
- Por cada 40 libras de calcio en los retornos han disuelto 100 libras de carbonato de calcio.

En la Tabla 15 se muestran los resultados de escama disuelta para los pozos seleccionados.

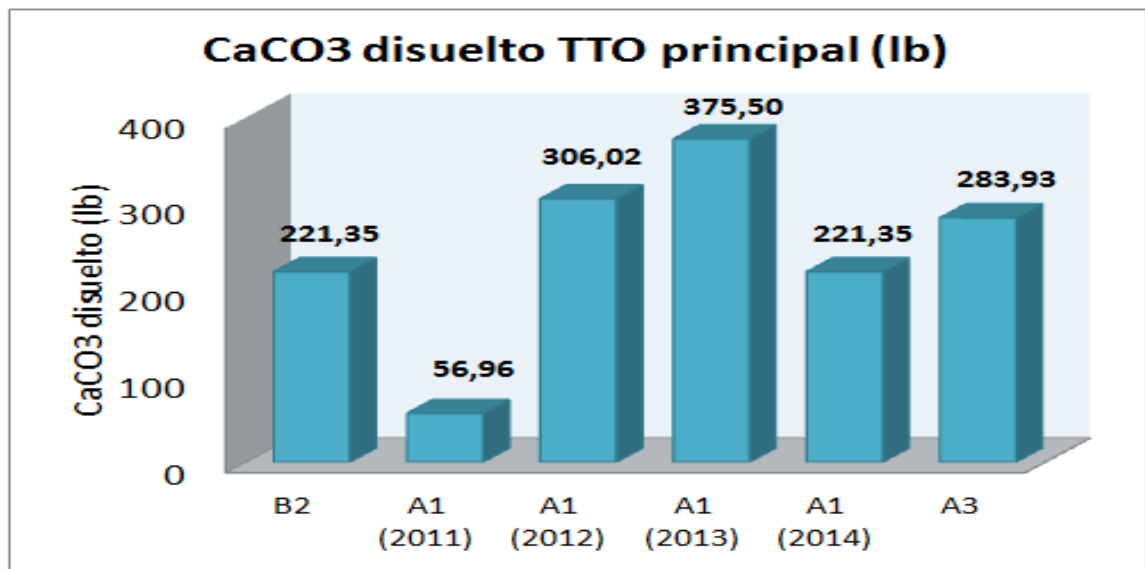
Tabla 15. Resultados de CaCO₃ disuelto

Pozo	Año	Tipo de fluido	CaCO ₃ disuelto TTO principal (lb)	CaCO ₃ disuelto/pie	CaCO ₃ disuelto Pickling (lb)
B2	2011	HCl	221	0,6	Sin pickling
A1	2011	EDTA	57	0,4	190,5

A1	2012	EDTA	306	1,5	No hay datos
A1	2013	EDTA	376	1,8	782,5
A1	2014	EDTA	217	1,0	346,4
A3	2014	EDTA	284	4,7	No hay datos

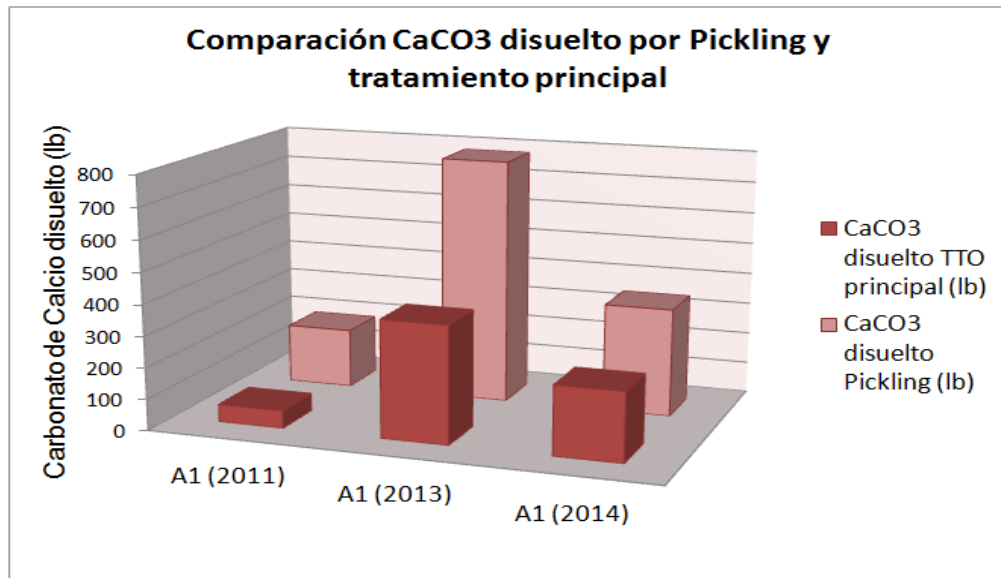
De los resultados se puede observar que todos los tratamientos disolvieron entre 200 y 400 libras de carbonato de calcio, con excepción del tratamiento del Pozo A1 de 2011, el cuál disolvió 57 libras; mucho menor que lo disuelto por el resto de tratamientos.

Figura 11. CaCO₃ disuelto por cada tratamiento



También se puede observar que en los tratamientos en los cuales se aplicó un pickling antes del tratamiento principal, los resultados de escama disuelta del pickling siempre fueron ampliamente superiores que los del tratamiento lo cual podría inferir eventos de deposición de carbonato de calcio en la tubería. (Figura 12).

Figura 12. Comparación CaCO₃ disuelto por Pickling y tratamiento principal



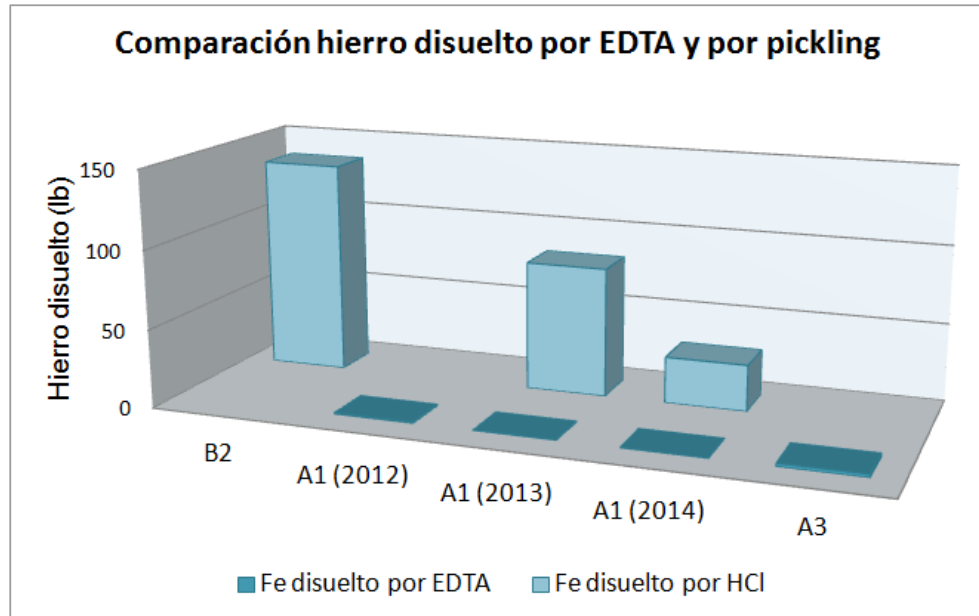
Si se mira la escama disuelta por pie, el tratamiento del pozo A3 fue el que más escama disolvió, con un 4.7, seguido por el tercer tratamiento del pozo A1.

4.8 ANÁLISIS

4.9 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE HIERRO EN LOS RETORNOS

Los niveles de hierro en las aguas de retorno pueden deberse a varias razones, entre ellas; la disolución de compuestos de hierro presentes en la formación y la corrosión provocada por el tratamiento en la tubería. En la Figura 13 podemos observar la comparación de los niveles de hierro en las aguas de retorno de tratamientos HCl, pickling y tratamientos EDTA. Los altos niveles de hierro presentes en las aguas de retorno de los tratamiento base HCl (incluyendo pickling) y los bajos niveles de los mismos en las aguas de los tratamientos base EDTA infieren que el hierro en realidad no es proveniente de la formación, sino es causado por la corrosión de la tubería, debido a la alta agresividad de este ácido (HCl) con la misma, y la alta temperatura a la que se trabajó en fondo (mayor a 200°F) para estos tratamientos.

Figura 13. Comparación hierro disuelto por EDTA y por pickling.

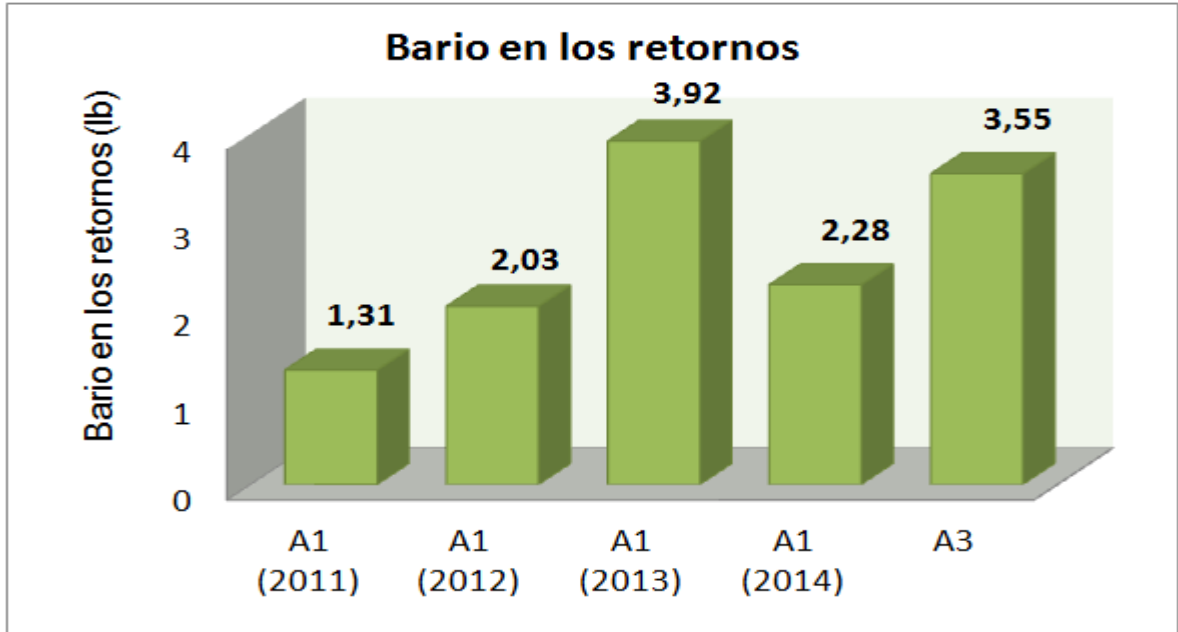


Estos resultados concuerdan con el análisis realizado a la tendencia incrustante del agua de estos pozos, en el cual se mostraba la baja tendencia de los mismos a formar precipitados de carbonato de hierro.

4.9 ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE BARIO EN LOS RETORNOS

Para el análisis de los niveles de Bario en los retornos de los tratamientos solo se tienen en cuenta los resultados de los tratamientos EDTA, puesto que los tratamientos base HCl no tienen la capacidad de disolver sulfatos ($BaSO_4$). La Figura 14 muestra la cantidad de Bario calculada en los retornos de los tratamientos base EDTA.

Figura 14. Cantidad de Bario en los retornos de los tratamientos.



Se puede observar una baja cantidad de bario presente en las aguas de retorno. El máximo contenido se encuentra en las aguas de retorno del tercer tratamiento del pozo A1 (2013) con apenas 2.93 libras de bario. Estos resultados concuerdan con los análisis de índices de precipitación realizados anteriormente, donde se evidencia que las aguas de los pozos estudiados no presentan tendencia a precipitar sulfato de bario.

4.10 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN INCREMENTAL

El análisis de producción incremental se hará para dos apartados; con la producción neta (solo aceite), que definirá los resultados económicos del tratamiento, y con la producción total (aceite más agua) que definirá los resultados técnicos del mismo. Este análisis se hará para cada tratamiento en particular, estimando la línea de declinación del pozo con el historial de producción de seis meses antes del tratamiento, cuando sea posible. También se estimará una

reducción del factor de daño, y un comportamiento IPR del pozo antes y después del tratamiento con el método de Vogel²³.

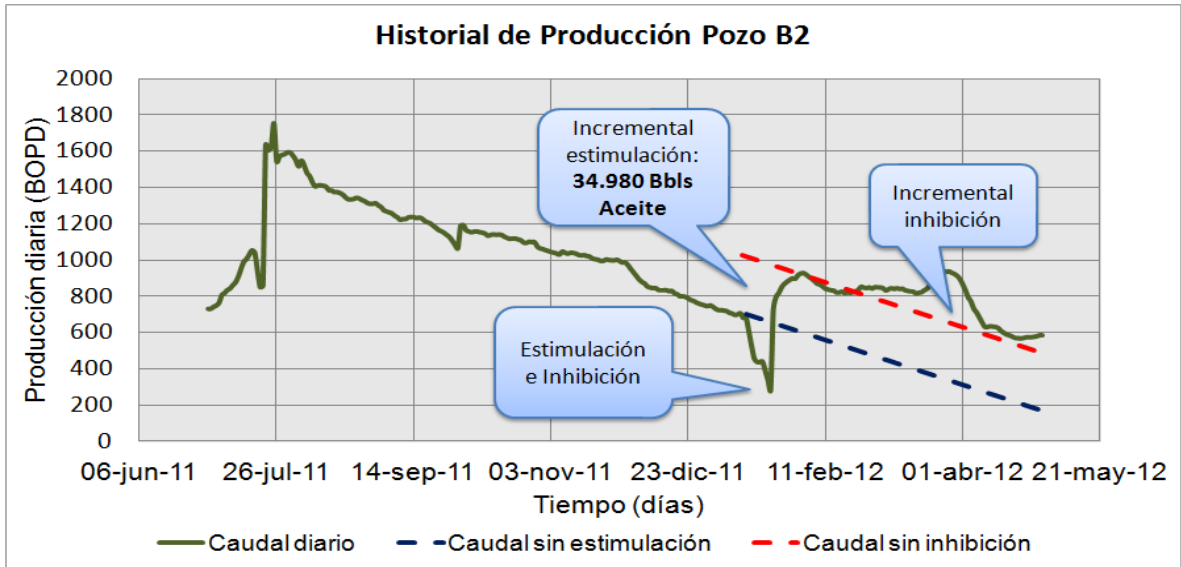
La producción incremental de los tratamientos en los cuales se realizó inhibición se estimaran con el área bajo la curva de la línea de declinación que traía el pozo, ubicada en el aumento instantáneo de producción después de la operación; esto debido a que los tratamientos de remoción aumentan producción, mientras los de inhibición, suavizan la declinación.

4.10.1 Análisis de producción del tratamiento al Pozo B2 (2012)

Como se puede observar en la Figura 15 el Pozo B2 tenía una declinación sostenida de alrededor de 31 BOPD/día y una producción de alrededor de 700 BOPD. Por lo que se decidió realizar un tratamiento de remoción para aumentar la tasa de producción, y uno de inhibición para disminuir la alta tasa de declinación del pozo. El tratamiento del Pozo B2 fue realizado en el mes de Enero de 2012, utilizando Ácido Clorhídrico. Como se puede observar en la figura, la respuesta del pozo al tratamiento fue instantánea, registrando aumentos de caudal de aceite de 200 BOPD. Si bien en los próximos meses la producción empezó a disminuir, no lo hizo con tanta fuerza como antes del tratamiento, por lo que se nota la acción del inhibidor evitando que se formen escamas tan rápido en el medio poroso.

²³ Economides. M. J.. Petroleum Production Systems. Prentice Hall PTR. Capítulo 3 (53). 1994.

Figura 15. Historial de producción Pozo B2



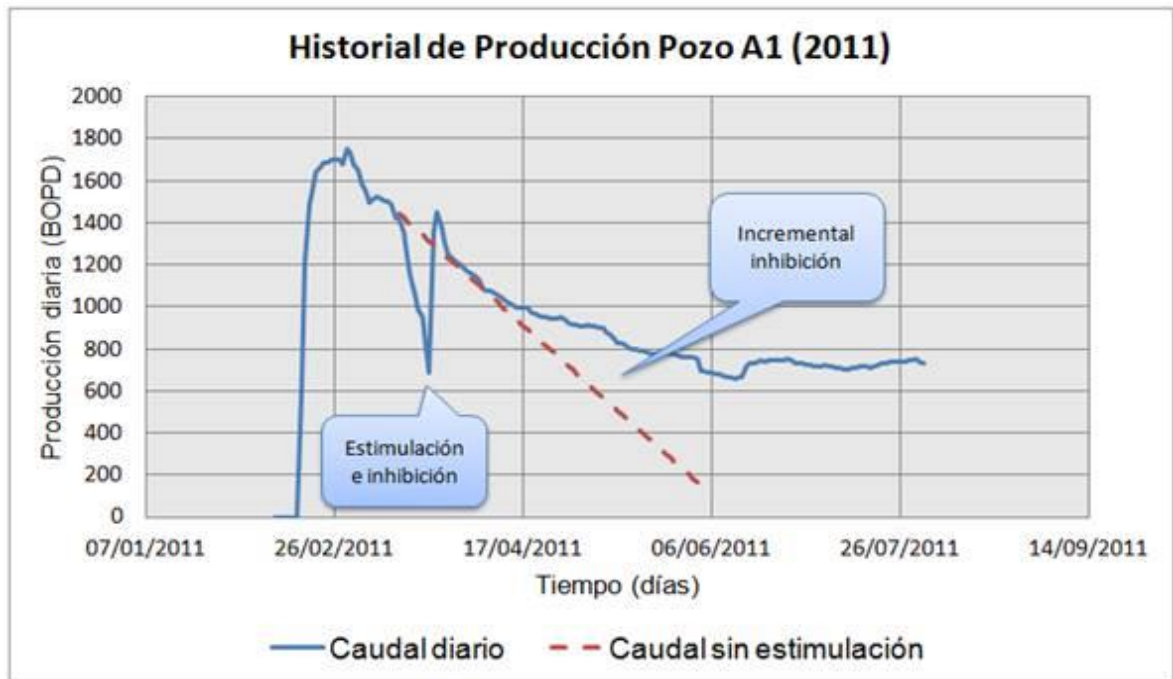
Realizando cálculos de producción incremental entre las curvas con la misma declinación se tiene que se produjeron 34,980 barriles adicionales de petróleo en 110 días, lo que significa 318 BOPD adicionales en promedio. Estos resultados evidencian el éxito del tratamiento de remoción aplicado a este pozo en el cual según las estimaciones realizadas anteriormente se disolvieron 221 libras de carbonato de calcio, resultados 0.6 libras de carbonato disuelto por cada pies de formación estimulada.

4.10.2 Análisis de producción del primer tratamiento al pozo A1 (2011)

Como se puede observar en la Figura 16 el pozo, que venía de un cierre de varios meses, presentó un pico de producción al ser abierto. Calculando una declinación para el corto tiempo que el pozo estuvo en producción se tiene que la producción disminuía en promedio 17 barriles cada día. El primer tratamiento del Pozo A1 fue realizado en el mes de Marzo de 2011, utilizando EDTA, HCl en el pickling y un tratamiento de inhibición subsecuente. Como se puede observar en la figura, la respuesta del pozo al tratamiento de remoción no fue buena y solo registró un pico por encima de la tendencia los primeros días después del mismo. Contrario a esto, la respuesta del tratamiento de inhibición se puede ver en la gráfica; la tasa de

declinación del pozo cambió radicalmente y a esto se debe la producción incremental por encima de la tendencia del pozo.

Figura 16. Historial de producción pozo A1 (2011)



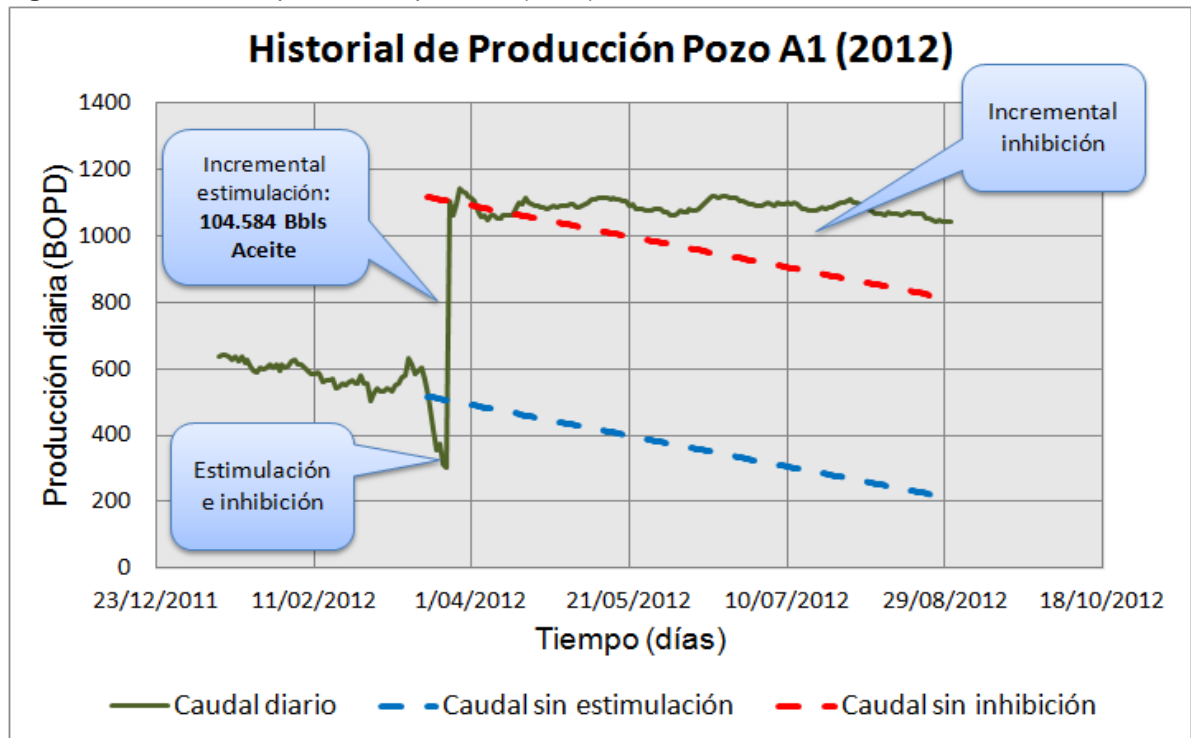
Debido a que toda la producción incremental se registró gracias a la disminución de la tasa de declinación y no al aumento de la producción del pozo, el incremental debido al tratamiento de remoción es cero barriles. Estos resultados evidencian el fracaso del tratamiento de remoción aplicado a este pozo concordando con los resultados de escama disuelta, en los cuales según las estimaciones realizadas se disolvieron apenas 57 libras de carbonato de calcio, resultados 0.4 libras de carbonato disuelto por cada pie de formación estimulada.

4.10.3 Análisis de producción del segundo tratamiento al pozo A1 (2012)

Como se puede observar en la Figura 17 el Pozo A1 para principios de 2012 registraba una pequeña declinación de alrededor de 1.8 BOPD/día y una baja producción de alrededor de 550 BOPD. Por lo que se decidió realizar un tratamiento de remoción para aumentar la tasa de producción. El segundo tratamiento del Pozo A1 fue realizado en el mes de Marzo de 2012, utilizando

como fluido base EDTA. Como se puede observar en la figura, la respuesta del pozo al tratamiento fue instantánea, registrando aumentos de caudal de aceite de alrededor de 500 BOPD. Si bien la tasa de declinación del pozo no era alta, el tratamiento de inhibición mantuvo la producción estable casi registrándose declinación nula, lo que evidencia el éxito de este.

Figura 17. Historial de producción pozo A1 (2012)

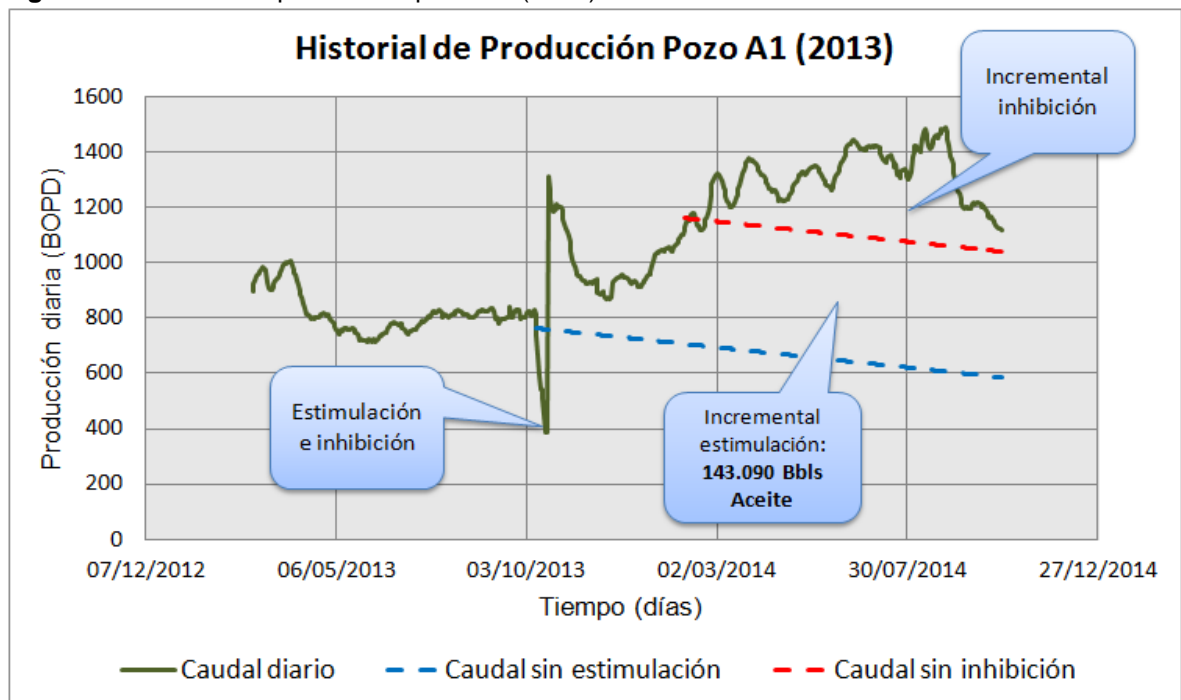


Realizando cálculos de producción incremental entre las curvas con la misma declinación se tiene que se produjeron 104,584 barriles adicionales de petróleo en 174 días, lo que significa 601 BOPD adicionales en promedio. Estos resultados evidencian el éxito del tratamiento de remoción aplicado a este pozo en el cual según las estimaciones realizadas anteriormente se disolvieron 306 libras de carbonato de calcio, resultados 1.04 libras de carbonato disuelto por cada pie de formación estimulada.

4.10.4 Análisis de producción del tercer tratamiento al pozo A1 (2013)

Como se puede observar en la Figura XXX el Pozo A1 para mediados de 2013 registraba una pequeña declinación de alrededor de 0.5 BOPD/día y una producción de alrededor de 800 BOPD. Por lo que se decidió realizar un tratamiento de remoción para aumentar la tasa de producción. El tercer tratamiento del Pozo A1 fue realizado en el mes de Octubre de 2013, utilizando como fluido base EDTA, seguido por un tratamiento de inhibición. Como se puede observar en la figura, después de realizado el tratamiento el pozo registró un pico alto de producción de alrededor de 1300 BOPD, después del cual la producción bajo considerablemente para finalmente volver a incrementar. Si bien la tasa de producción tuvo un pequeño bache tiempo después del tratamiento, dicha producción nunca fue menor a la tendencia que llevaba el pozo y aunque la tasa de declinación del pozo era baja, el inhibidor logró disminuirla más.

Figura 18. Historial de producción pozo A1 (2013)



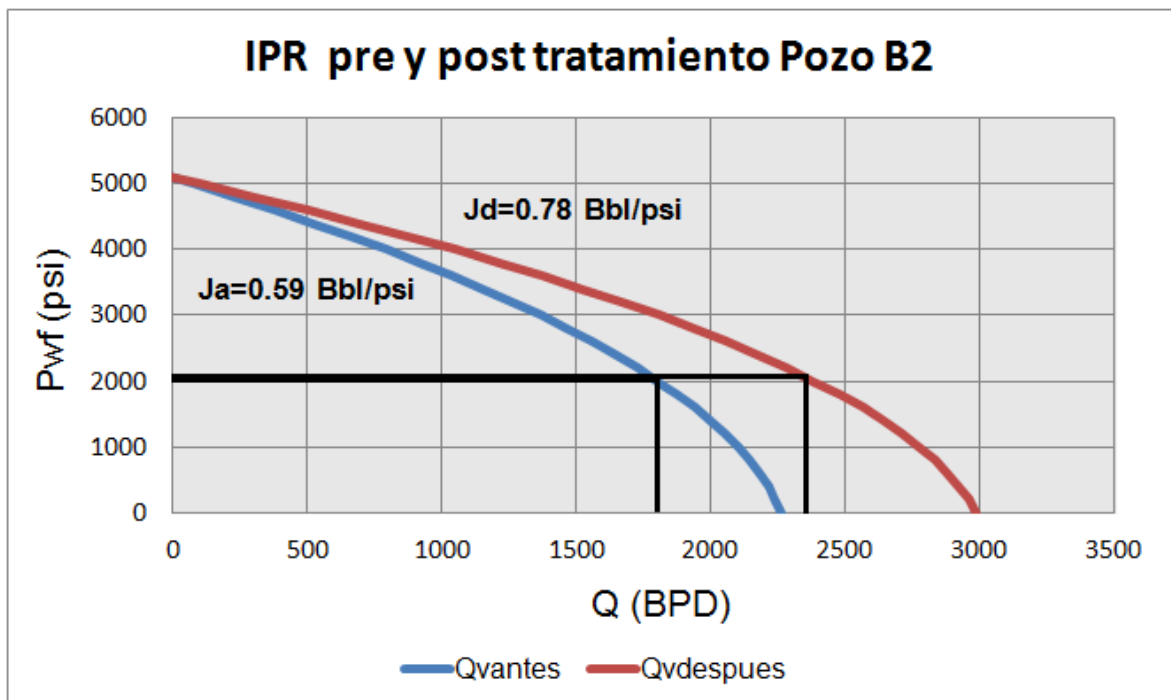
Realizando cálculos de producción incremental entre las curvas con la misma declinación se tiene que se produjeron 143,090 barriles adicionales de petróleo en

359 días, lo que significa 399 BOPD adicionales en promedio. Estos resultados evidencian el éxito del tratamiento de remoción aplicado a este pozo lo que concuerda con las estimaciones de escama disuelta realizadas anteriormente que dictan que se disolvieron 221 libras de carbonato de calcio, resultados 1.5 libras de carbonato disuelto por cada pie de formación estimulada.

4.10.5 Análisis de IPR y reducción del daño

Se realizó un análisis de IPR y reducción del daño para cada uno de los cuatro tratamientos analizados. En la Figura 19 se puede apreciar la curva IPR realizada por el Método de Vogel para el Pozo B2, el cual pasó de tener un índice de productividad antes del tratamiento de 0.59 Bbl/psi a tener uno de 0.78 Bbl/psi.

Figura 19. IPR pre y post tratamiento pozo B2



Este aumento del índice de productividad (J) se dio principalmente por la reducción de Factor Skin (S) a causa de la disolución de escamas en el pozo. Estimando valores de Factor Skin para los pozos evaluados tenemos la Tabla 16.

Cabe recordar que estos factores se calcularon con caudales brutos (aceite más agua).

Tabla 16. Factores de daño estimados pre y post tratamiento

Tratamiento	S antes	S después	Reducción daño
B2	14,65	11,78	20%
A1 (2011)	7,20	7,43	-3%
A1 (2012)	6,32	5,87	7%
A1 (2013)	6,10	5,70	6%

La mayor reducción de Factor Skin debido a una estimulación se presentó en el pozo B2, el cual también es el que sigue presentando mayor daño. Estos factores de daño no necesariamente son proporcionales al aumento de producción neta, puesto que se calculan a partir de producción total (aceite más agua). La comparación de curvas IPR para el resto de pozos evaluados se pueden observar en el Anexo A, B y C.

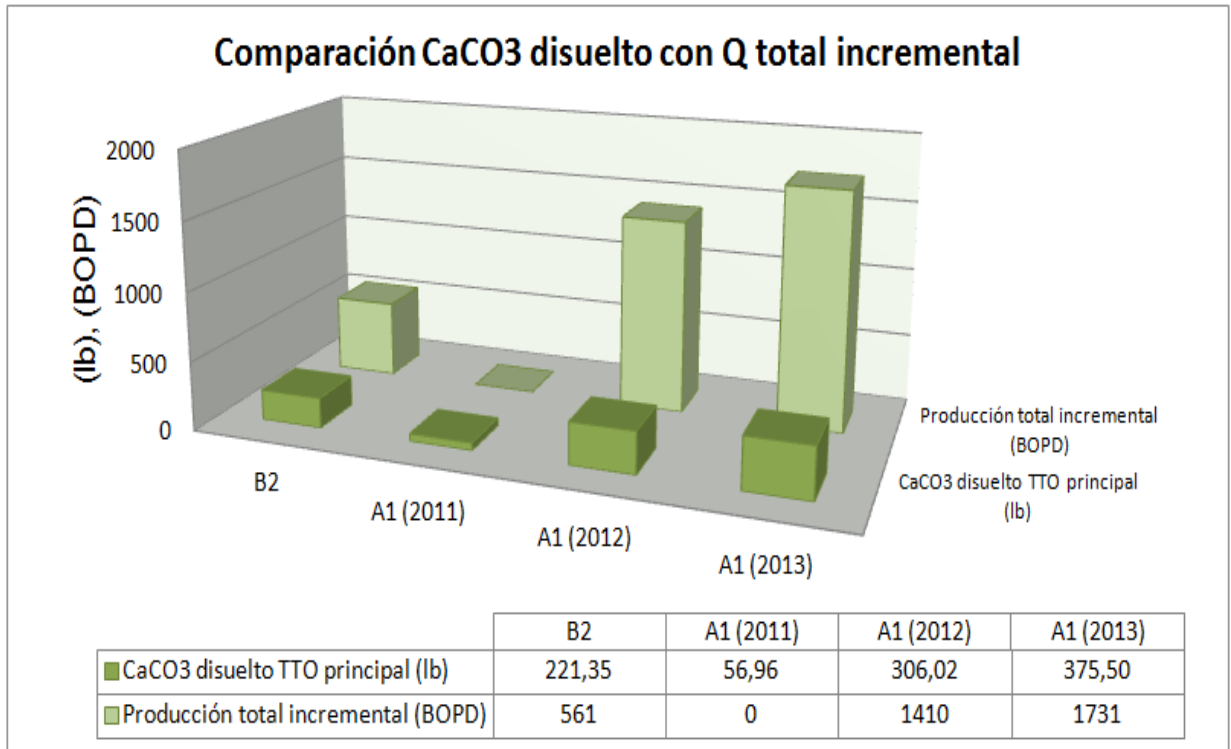
4.11 RESULTADOS

A continuación se relacionan varios factores importantes en un proceso de estimulación entre sí, para buscar por factores de éxito o fracaso en los tratamientos analizados.

4.11.1 Escama disuelta y aumento de producción total

En la Figura 20 se muestra la relación entre la cantidad de escama disuelta y la producción total incremental (aceite más agua). Como era de esperarse, entre más escama fue removida, la permeabilidad de la cara de la formación creció y se aumentó proporcionalmente la producción.

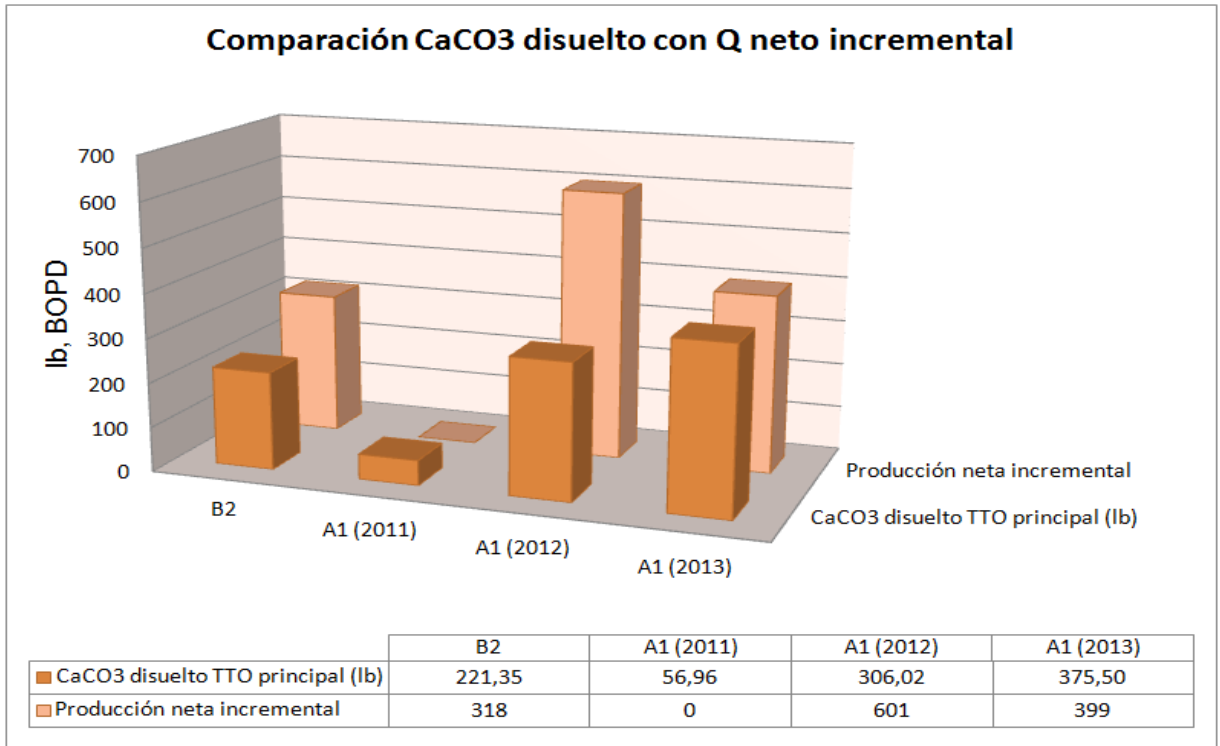
Figura 20. Comparación CaCO₃ disuelto con caudal total incremental



4.11.2 Escama disuelta y aumento de producción de aceite

En la Figura 21 se muestra la relación entre la escama de carbonato de calcio disuelta y la producción neta incremental (solo aceite). Si bien se aprecia que a medida que hay más escama disuelta, tiende a haber mayor producción incremental de aceite, esta relación no es totalmente proporcional debido a que depende de otros factores como corte de agua. Es decir, es posible que una gran disolución de carbonato de calcio, efectivamente haya mejorado las condiciones de flujo de la cara de la formación, pero que esta mejoría sea aprovechada mayoritariamente por el flujo de agua por sobre el de aceite.

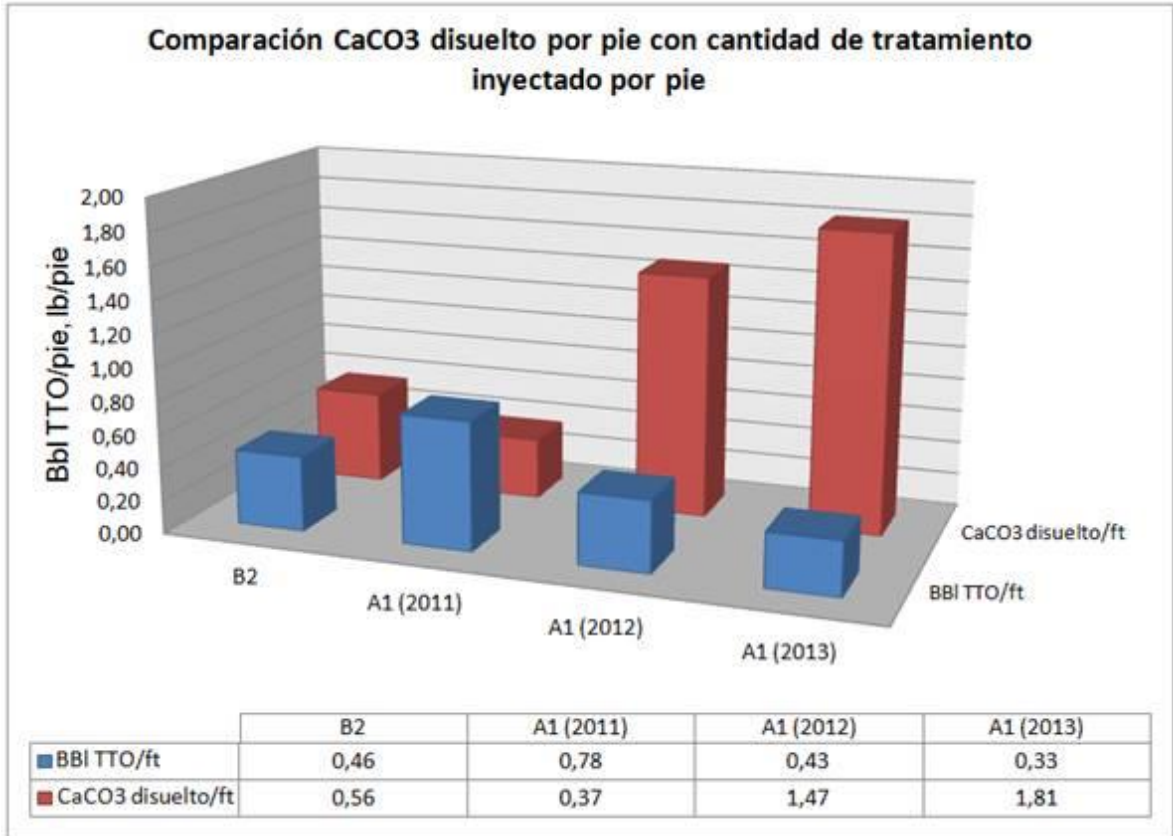
Figura 21. Comparación CaCO₃ disuelto con caudal neto incremental



4.11.3 Escama disuelta por pie y cantidad de tratamiento inyectados por pie

En la Figura 22 se puede observar la relación entre la escama de carbonato de calcio disuelto por pie contra la cantidad de tratamiento inyectado por pie de formación. Contrario a lo que se pudiera suponer, el comportamiento de la disolución de carbonato de calcio con respecto a la cantidad de tratamiento por pie fue inversamente proporcional. Esto sobre todo marcado en los tratamientos aplicados en el Pozo A1, donde se ve claramente un aumento del carbonato de calcio disuelto por pie con la disminución de los barriles de tratamiento por pie de formación.

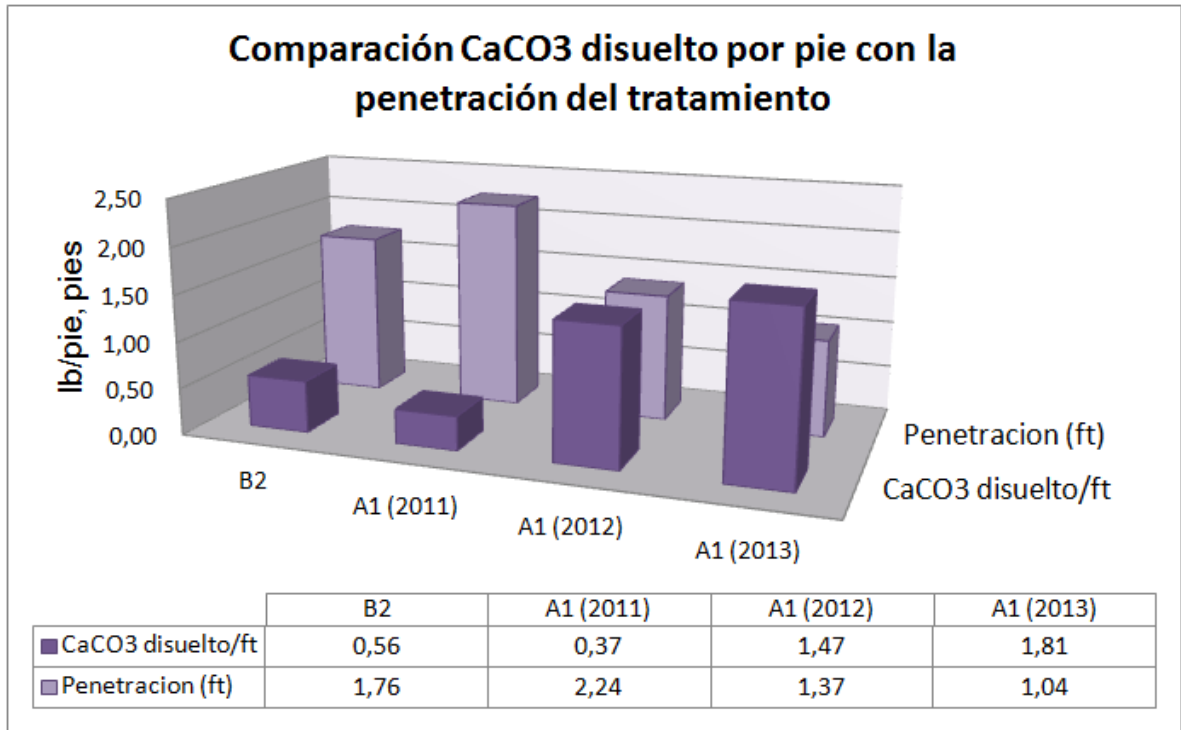
Figura 22. Comparación de CaCO₃ disuelto por pie con cantidad de tratamiento inyectado por pie



4.11.4 Escama disuelta por pie y penetración del tratamiento

En la Figura 23 se muestra la relación entre el carbonato de calcio disuelto por pie de formación en comparación con la penetración estimada del tratamiento en la formación. Similarmente a los barriles inyectados por pie, la penetración de la formación se aprecia inversamente proporcional a la escama disuelta.

Figura 23. Comparación CaCO3 disuelto por pie con la penetración del tratamiento



5. CONCLUSIONES

- Los tratamientos de remoción de escamas más utilizados en los campos del Grupo Empresarial ECOPETROL son los ácidos orgánicos y el tratamiento base EDTA, debido a su versatilidad y su amplio rango de condiciones de aplicación.
- Con base en la literatura existente alrededor del tema se estableció un modelo para evaluar los tratamientos de remoción de escamas.
- La alta tendencia del agua de los pozos analizados a la formación de escamas de carbonato de calcio, concuerda con el tipo de escama evidenciado en las aguas de retorno de los tratamientos.
- La gran mayoría del hierro presente en las aguas de retorno de los tratamientos es debido a la corrosión de la tubería y las unidades de la intervención. Esto se evidencia en el hecho de que estos altos niveles se presenten en las aguas de retorno de los tratamientos cuya base es ácido clorhídrico, por el casi nulo contenido de estos en las aguas de retorno de los tratamientos base EDTA.
- La utilización de tratamientos cuya base es ácido clorhídrico en aplicaciones a temperaturas mayores de 200°F intensifican las facultades corrosivas de los mismos.
- El análisis de los niveles de bario en las aguas de retorno de los tratamientos base EDTA no evidencia una alta presencia de sulfato de bario en la formación, lo que concuerda con los resultados arrojados por ScaleChem para los índices de estabilidad del mismo en las aguas de los pozos estudiados.
- Los resultados del análisis de índices de estabilidad tanto desarrollados con Stiff & Davis como con ScaleChem concuerdan con el tipo de escama evidenciado en las aguas de retorno.

- Al comparar la escama de carbonato de calcio disuelta con tratamientos de ácido clorhídrico y tratamientos base EDTA se evidencia un mayor poder de disolución del ácido clorhídrico.
- La cantidad de producción tanto bruta como neta incremental, fue mayor para los tratamientos con mayor cantidad de escama disuelta, como era de esperarse.
- Los altos niveles de calcio en los retornos de las operaciones de pickling podrían evidenciar precipitación de carbonato de calcio en la tubería.

6. RECOMENDACIONES

- Utilizar los tratamientos base ácido clorhídrico a temperaturas por debajo de los 200°F debido al evidente aumento de poder corrosivo en aplicaciones a temperaturas mayores.
- Realizar análisis de los iones en los retornos de tratamientos con ácidos orgánicos (fórmico y acético), para poder comparar los resultados con los tratamientos base ácido clorhídrico y base EDTA.
- Durante las operaciones de *backflow*, tomar muestras en intervalos más cortos de tiempo, para poder hacer una mejor caracterización de los fluidos de retorno.
- Realizar las pruebas de mojabilidad y detergencia antes de llevar a cabo la estimulación de un pozo.

BIBLIOGRAFÍA

AL-HARTHY, S y BUSTOS, O.A., et al. Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura. En: Oilfield Review. Marzo, 2009.

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

BAKAR, H. B. Offshore field application of a low corrosive fluid designed for De-scaling of well with ESP completion. En: SPE 166335.

BRAUN, W. Improved health, safety and environmentally profile of a new field proven stimulation fluid. En: SPE 157467. 2012.

CIVAN, Faruk. Reservoir Formation Damage. Houston: Gulf Publishing Company, 2000. p. XV.

CRABTREE, Mike. La lucha contra las incrustaciones. En: Oilfield Review. Octubre, 1999.

DE WOLF, C. A. Evaluation of environmentally friendly chelating agents applications in the oil and gas industry. En: SPE 168145. 2014.

GOLAN M. Well Performance. New Jersey: Prentice-Hall, 1991.

Informe Técnico de QA/QC ECOPETROL a fluidos de estimulación

INTEVEP. Daño a la formación. Caracas: PDVSA, 1997. 27 p.

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

JORDAN, M. M. Scale dissolver application: Production enhancement and formation damage potential. En: SPE Production & Facilities, Vol 15, No 4. 2000.

KANG-SHI, Wang. Dissolution of the barite surface by chelating agent DTPA as studied with non-contact atomic force microscopy. En: University of Southern California. 1998.

MAHMOUD, M. A. Removing formation damage and stimulation of deep illitic-sandstone reservoirs using green fluids. En: SPE 147392. 2011.

MARTINES, Raúl y ACHURY, Diana. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2013.

Metcalf A. F., Parker. C. P., Boles. J.L.. Acetic acid demonstrates greater carbonate dissolution than typically expected. En: Petroleum Society of Canada. 2004-035.2005.

PUTNIS, Andrew y PUTNIS C. V. The efficiency of a DTPA-Based Solvent in the Dissolution of Barium Sulfate Scale Deposits, En: SPE 29094, 1995.

PUTNIS, Andrew. The mechanism and kinetics of DTPA-promoted dissolution of barite. En: Applied Geochemistry, Septiembre, 2008.

SAYED, M. A. Emulsified chelating agent: Evaluation of an innovative technique for high temperature stimulation treatments. En: SPE 165120. 2013.

SCHECHTER, Robert. Oil Well Stimulation. New Jersey: Prentice-Hall, 1992.

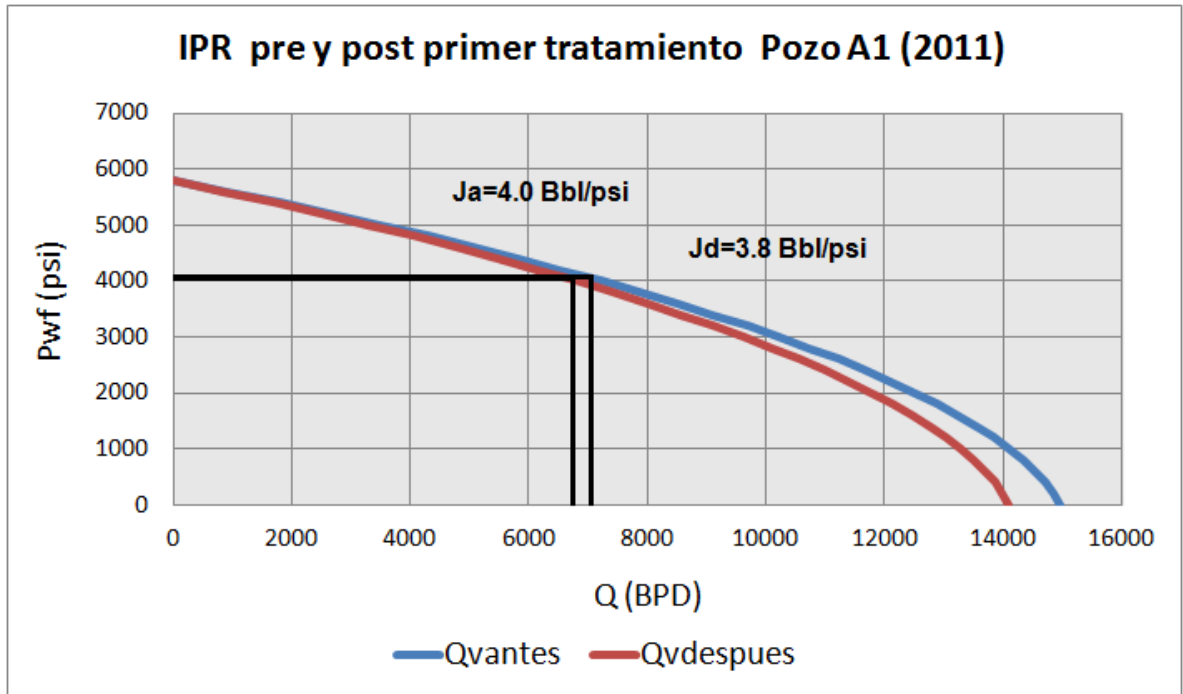
SHAUGHNESSY, C.M., et al. EDTA removes formation damage at Prudhoe Bay. En: Journal of petroleum technology. Octubre, 1983.

SIMANCAS, Diana y VILLABONA, Cindy. Diseño y evaluación de un fluido para la remoción de escamas de carbonato de calcio a partir de una solución de EDTA. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2012.

VAN EVERDINGEN, A. F. The Skin effect and its influence on the productive capacity of the well. En: Shell Oil Co, 1953.

ANEXOS

Anexo A: ipr PRE Y POST TRATAMIENTO POZO A1 (2011)



Anexo B: IPR PRE Y POST TRATAMIENTO POZO A1 (2012)

