

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
TRATAMIENTO ONESTEP EN ACIDIFICACIÓN DE ARENISCAS APLICADO A
UN CAMPO COLOMBIANO**

**SAMIR FERNEY QUIROGA CHACON
JOSE MIGUEL GONZALEZ RUIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
TRATAMIENTO ONESTEP EN ACIDIFICACIÓN DE ARENISCAS APLICADO A
UN CAMPO COLOMBIANO**

SAMIR FERNEY QUIROGA CHACON

JOSE MIGUEL GONZALEZ RUIZ

**Trabajo de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

DIRECTOR

JOHN ALEXANDER LEON PABON

INGENIERO DE PETRÓLEOS

CODIRECTOR

RICARDO DORADO DOMINGUEZ

INGENIERO DE PETRÓLEOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

A DIOS por brindarme la sabiduría y la fuerza para superar las dificultades, iluminarme el camino y darme el tiempo de vida para disfrutar este logro. A mis padres Francisco y Rubith que me llevaron de la mano para cumplir esta meta, agradecerles por su apoyo incondicional, agradecerles por sus consejos, agradecerles por darme siempre la mano en mis dificultades, agradecerles por compartir conmigo mis felicidades y logros, agradecerles por enseñarme a ser persona, agradecerles por su paciencia. A mis hermanos John y Santiago por brindarme su apoyo incondicional, agradecerles por sus consejos, agradecerles por darme la mano en mis dificultades, agradecerles por darme animo en continuar hacia adelante, agradecerles por guiarme en un camino correcto, agradecerles por estar siempre pendientes en mi proceso de formación. A mis abuelos Rodrigo, Jesús, Teresa, Lina por su apoyo y sus consejos sabios que me ayudaron a cumplir esta meta. A mis amigos Emanuel, José por su apoyo, consejos y colaboración. A Judy por brindarme su apoyo, sus consejos y ánimo para salir a delante.

DIOS los Bendiga, los quiero mucho.

Samir Ferney Quiroga Chacón

La presente tesis, está dedicada a dios por ser el pilar de mi vida, a mis padres, a mis hermanos y sobrinos, por su apoyo incondicional en los momentos difíciles de mi carrera. En especial agradezco a mi tía Eugenia González, a mi hermana Flor Alba González, a mi hermana Rosa Emilia González, a mi hermano Edgar González, a Sra. Evelia Mateus, quienes con su apoyo incondicional me dieron la gran oportunidad de alcanzar una de las metas más importantes de mi vida. A mi novia Claudia Patricia Sanabria, quien con su amor y dedicación ha hecho que este camino tenga momentos maravillosos y quien me ha regalado todo su apoyo y respaldo para alcanzar este objetivo.

José Miguel González Ruiz

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarnos tan excelente educación.

Al Ingeniero Ricardo Dorado Domínguez, por su colaboración, dedicación, conocimiento y compromiso que permitió la realización de este proyecto.

Al Ingeniero John Alexander León Pabón, por la oportunidad de desarrollar este proyecto bajo su dirección y acompañamiento.

Al Ingeniero John Edison Rodríguez Fajardo, por compartir sus conocimientos y colaboración para el desarrollo del proyecto.

Al Ingeniero Fernando Calvete, por su tiempo y colaboración, para el óptimo desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DE LA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.....	3
1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA ACIDIFICACIÓN.....	3
1.2 DIFERENTES COMBINACIONES Y FÓRMULAS QUE SE PUEDEN UTILIZAR NORMALMENTE EN LAS ESTIMULACIONES ÁCIDAS	7
1.2.1 Mud-acid	7
1.2.2 Ácido Fluobórico HBF ₄ (CLAY ACID).....	7
1.2.3 Ácidos alcohólicos	8
1.2.4 Mud-acid orgánico:	8
1.2.5 Ácidos dispersos:.....	9
1.3 SELECCIÓN DE FLUIDOS EN LA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN ARENISCAS	9
1.3.1 Sensibilidad de formación:.....	9
1.3.2 Mineralogía de la formación:.....	9
1.3.3 Petrofísica:.....	10
1.3.4 Presión y temperatura de formación:.....	10
1.3.5 Fluidos de formación:.....	10
1.3.6 Evaluación del daño:.....	10
1.4 ADITIVOS UTILIZADOS EN UNA ACIDIFICACIÓN	13
1.4.1 Inhibidores de corrosión:.....	13

1.4.2 Surfactantes:.....	13
1.4.3 Agentes anti-lodos asfálticos:	14
1.4.4 Agentes en suspensión:.....	15
1.4.5 Agentes emulsificantes:	15
1.4.6 Agentes retardadores de reacción:	15
1.4.7 Agentes espumantes:	15
1.4.8 Alcoholes:	16
1.4.9 Agentes desviadores:	16
1.4.10 Solventes mutuales:.....	16
1.4.11 Estabilizadores de hierro:.....	17
1.4.12 Aditivos reductores de fricción:	18
1.5 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO	18
1.5.1 Pre-flujo:.....	18
1.5.2 Flujo principal.....	20
1.5.3 Pos-flujo:	24
2. ONESTEP.....	25
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA	25
2.2 DEFINICIÓN DEL TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN EN UNA ETAPA (ONESTEP)	25
2.3 BENEFICIOS TÉCNICOS DEL TRATAMIENTO ONESTEP	26
2.4 ONESTEP DISPONIBLES EN LA INDUSTRIA	27
2.5 CASOS HISTÓRICOS.....	28

2.5.1 Casos de aplicación mundial de OneStep:	28
2.5.2 Casos históricos de implementación del tratamiento OneStep en acidificación de areniscas:.....	29
2.6 PELIGROS Y PRECAUCIONES AL USAR ONESTEP	30
2.7 DISEÑO Y COMPOSICIÓN DEL FLUIDO ONESTEP	31
2.8 INCOMPATIBILIDAD DE ONESTEP CON ADITIVOS QUÍMICOS.....	33
2.8.1 Inhibidor de corrosión	33
2.8.2 Incompatibilidad de otros aditivos	34
2.9 PREPARACIÓN DE FLUIDO EN CAMPO.....	34
2.10 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA COMPROBAR LA EFECTIVIDAD DE LOS TRATAMIENTOS ONESTEP	36
2.10.1 Test de solubilidad en función de Ph	36
2.10.2 Test de solubilidad en ácidos.....	37
2.10.3 Test de estabilidad térmica	37
2.10.4 Test de corrosión de acero bajo carbono (L-80) durante 6 horas a 300 °F y 1000 psi	38
2.10.5 Test de corrosión de aleación de CR al 13% durante 6 horas a 300 °F y 1000 psi	39
2.10.6 Test de capacidad de disolución del producto Dissolvine de la calcita	40
2.11 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA POZOS Y FORMACIONES CANDIDATOS	41
2.11.1 Restricciones en la productividad actual.....	41
2.11.2 Asegurar que el daño sea removible por acidificación	42

2.11.3 Permeabilidad de la formación.....	42
2.11.4 Criterio de selección por temperatura	43
2.11.5 Criterio de selección por mineralogía.....	43
2.11.6 Diagrama de flujo para la selección de pozos y formaciones candidatos a estimulación matricial con OneStep.....	44
2.12 ÁREA DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ONESTEP .	45
2.12.1 Sección estratigráfica del área Suria-Apiay	46
2.12.2 Mineralogía de la formación productora X	46
2.12.2.1 Análisis de problemas asociados en la implementación de acidificación convencional (Mud-Acid) en la formación productora X.....	47
2.12.3 Mineralogía de la formación Y	48
2.12.3.1 Análisis de problemas asociados en la implantación de acidificación convencional en la formación Y	49
3. DISEÑO Y EVALUACIÓN DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL ONESTEP PARA EL POZO CANDIDATO	50
3.1 DISEÑO DE ACIDIFICACIÓN CON ONESTEP.....	52
3.2 POZO U. FORMACIÓN X.....	54
3.2.1 Diagrama mecánico del pozo U	54
3.2.3 Datos de la formación productora X.....	55
3.2.4 Estado actual de producción del pozo U. Formación X	56
3.2.4.1 Dosificación de OneStep.....	57
3.2.4.2 Estado pos-estimulación de la formación X. Pozo U	58

3.2.4.3 Datos operacionales de inyección del fluido OneStep	58
3.2.4.3 Conclusiones pozo U. Formación X.....	59
3.3 POZO U. FORMACIÓN Y.....	60
3.3.1 Estado actual del pozo U. Formación Y	60
3.3.2 Dosificación OneStep y estado pos-estimulación	61
3.3.3 Datos operacionales de inyección de fluido OneStep.....	63
3.3.4 Conclusiones del pozo U. Formación Y	63
3.4 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN TOTAL EL POZO U	64
3.5 EFECTIBILIDAD DE LA ESTIMULACIÓN ONESTEP	65
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	66
4.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	68
4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	69
4.3 PAY BACK	70
4.4 EGRESOS	70
4.4.1 Costos de Workovers para estimular matricialmente las formaciones productoras X y Y, con fluido OneStep.....	70
4.4.2 Costos de producción y regalías.....	71
4.5 INGRESOS	72
4.5.1 Precio del petróleo:	72
4.6 EVALUACIÓN DEL PROYECTO	73
4.6.1 Valor Presente Neto (VPN).....	73
4.6.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	73

4.6.3 Pay Back.....	73
4.6.4 Relación costo-beneficio	75
4.7 RESULTADOS GRÁFICOS	75
5. CONCLUSIONES	77
6. RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA.....	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Pozo con Estimulación Acida.....	3
Figura 2. Acidificación de Areniscas.	4
Figura 3. Radios y Permeabilidades de la Acidificación.....	5
Figura 4. Daños en la Matriz por Depósito de Minerales.	6
Figura 5. Tratamiento en función del tipo de daño.....	11
Figura 6. Diagrama de Flujo para la Selección de Fluidos Adecuados en Acidificación.....	12
Figura 7. Clasificación de Surfactantes.....	14
Figura 8. Tratamiento Acido.....	18
Figura 9. HCl/HF Radio para Evitar la Precipitación.	19
Figura 10. Reacciones de Acidificación de las Areniscas.	23
Figura 11. Aplicación de Acidificación OneStep a Nivel Mundial.	28
Figura 12. Casos Históricos Exitosos a Nivel Mundial.	29
Figura 13. Casos Históricos Exitosos a Nivel Mundial.	29
Figura 14. Precaución al Manipular HF (Base OneStep).	30
Figura 15. Concentración Habitual para Formar OneStep.....	31
Figura 16. Velocidad de Corrosión para la Tubería de Aleación de Cr al 13%.	33
Figura 17. Mezcla de Químicos para 1000 gal de Fluido OneStep.....	35
Figura 18. Solubilidad del Producto Dissolvine en Función del Ph.	36
Figura 19. Solubilidad del Producto Dissolvine en Ácidos.	37

Figura 20. Prueba de Estabilidad Térmica del Producto Dissolvine.....	38
Figura 21. Prueba de Corrosión del Producto Dissolvine en Acero L-80.	39
Figura 22. Prueba de Corrosión del Producto Dissolvine en Relación Cr al 13%. .	40
Figura 23. Prueba de Capacidad de Disolución sobre Calcita del Dissolvine.	41
Figura 24. Diagrama de Flujo para Seleccionar Pozos y Formaciones Candidatos.	44
Figura 25. Ubicación Geográfica Campo SURIA-APIAY.	45
Figura 26. Mineralogía y % de Arcillas Pozo U. Formación X.....	46
Figura 27. Mineralogía y % de Arcillas de la Formación Y.....	48
Figura 28. Diseño de Acidificación con OneStep.....	53
Figura 29. Estado Mecánico Pozo U.....	54
Figura 30. Historial de Producción Pozo U.	55
Figura 31. Producción actual acumulada del pozo U. Formación X.....	56
Figura 32. Volumen Necesario de OneStep para Remover el Daño.....	57
Figura 33. Análisis Nodal Post-Estimulación.....	58
Figura 34. Análisis Nodal Pre-Estimulación de la Formación Y.	61
Figura 35. Volumen Necesario de OneStep para Remover el Daño.....	62
Figura 36. Estado Post-Estimulación de la Formación Y	62
Figura 36. Pronostico de Declinación de la Producción.....	64
Figura 37. Efectividad del Tratamiento OneStep en el Pozo U.	65
Figura 38. Proyección de Costos del Proyecto.	75
Figura 39. Pay Back del Proyecto.....	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formulaciones de Ácido Fluobórico y sus Usos.	8
Tabla 2. Solubilidad de los Minerales en la Arenisca.	21
Tabla 3. Procedimiento de Acido en Areniscas para las Condiciones de Formación Específicas.	23
Tabla 4. Tecnologías Disponibles en la Industria para Acidificación a Base de OneStep.	27
Tabla 5. Recomendaciones para Aplicar Tratamiento OneStep.	31
Tabla 6. Dosificación OneStep.	32
Tabla 7. Dosificación de OneStep a Altas Temperaturas.	32
Tabla 8. Concentración de Inhibidor de Corrosión.	33
Tabla 9. Compatibilidad de OneStep con otros Fluidos y Aditivos Comunes.	34
Tabla 10. Químicos para 1000 gal de Fluido OneStep.	35
Tabla 11. Selección de Pozos Candidatos.	51
Tabla 12. Datos de la Formación Productora X.	56
Tabla 13. Datos Operacionales Formación X.	59
Tabla 14. Propiedades de la Formación Y.	60
Tabla 15. Datos Operacionales de la Formación Y.	63
Tabla 16. Producción Total Pre y Pos-Estimulación.	67
Tabla 17. Producción Total Pre Y Post Estimulación.	67

Tabla 18. Costos Proyectados para la Estimulación Matricial de las Formaciones X y Y.....	70
Tabla 19. Costos de Producción y Regalías del Incremento de Petróleo para el Pozo U.	71
Tabla 20. Ingresos por Producción de Petróleo.....	72
Tabla 21. Valor Presente Neto.....	74

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL TRATAMIENTO ONESTEP EN ACIDIFICACIÓN DE ARENISCAS APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: SAMIR FERNEY QUIROGA CHACON, JOSE MIGUEL GONZALEZ RUIZ**.

PALABRAS CLAVES: ACIDIFICACIÓN, ONESTEP, ESTIMULACIÓN, ÁCIDOS, MATRIZ, ARENISCAS, POZOS, MINERALOGÍA.

DESCRIPCIÓN:

Los tratamientos de acidificación en la matriz son utilizados para mejorar la productividad de los pozos productores de petróleo, esta técnica se ha llevado a cabo por muchos años, demostrando una efectividad técnica y económica cada vez que se realice bajo condiciones adecuadas. Debido a la necesidad de implementar nuevas tecnologías en estimulación matricial que tengan eficiencia en el incremento de la productividad, menor impacto ambiental, y reducción de costos, se decidió estudiar la factibilidad técnica y económica para la implementación de la tecnología OneStep en un campo colombiano.

En primera parte, se realiza un resumen teórico de acidificación matricial en areniscas y un estudio de la tecnología OneStep, para demostrar la eficiencia de este último cuando fue implementado en diferentes partes del mundo. Con este estudio teórico se pudieron definir parámetros para poder seleccionar pozos y formaciones factibles en el campo de estudio.

La metodología consiste en utilizar un simulador numérico para el diseño del fluido OneStep y determinar cuántas unidades de daño se redujeron por cantidad de volumen inyectado. Luego de obtener el valor de SKIN post estimulación, utilizamos un software para determinar el incremental de producción; y por ultimo realizar el análisis económico con variables financieras como VPN, TIR, PAYBACK y relación Costo-Beneficio.

* Proyecto de Grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc John Alexander León Pabón. Co-director: Ing. Ricardo Dorado Domínguez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY FOR IMPLEMENTING OF ONE STEP TREATMENT IN ACIDIFICATION OF SANDSTONES APPLIED ON A COLOMBIAN GROUND*.

AUTHORS: SAMIR FERNEY QUIROGA CHACON, JOSE MIGUEL GONZALEZ RUIZ**

KEYWORDS: AZIDIZING, ONESTEP, STIMULATION, ACIDS, MATRIZ, SANDSTONE, WELL, MINERALOGY.

DESCRIPTION:

Acidification treatments on the matrix are used to improve the productivity of producer oil pools, this technique has been carried for many years, showing a technical and economical effectivity only if it is developed under the proper conditions. Due to the need of implementing new technologies on matrix stimulation which have a high efficiency on increasing of productivity, less environmental impact and costs reduction, it was decided to study the technical and economical feasibility for the implementation of the ONE STEP technology on a Colombian ground.

As a first part, a theoretical summary of matrix acidification was made in the sandstones and study of the technology ONE STEP to be able to demonstrate the efficiency on this when it was implemented in different parts of the world. With this theoretical study, some parameters were defined to select sandstones and feasible moldings in the studied ground.

The methodology consists of using a numerical simulator for the design of the One Step fluid and determine how many units of damage were reduced per quantity of injected volume. After obtaining the value of the SKIN post stimulation, we use a software to determine the incremental of production; and finally realice the economic analysis with financial variables as: VPN, TIR, Pay Back and cost-benefit relation.

* Project Degree

** Faculty of Phisic-Quemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc John Alexander león Pabón. Co-director: Ing. Ricardo Dorado Domínguez.

INTRODUCCIÓN

Los tratamientos de acidificación en la matriz son utilizados para mejorar la productividad de los pozos productores de petróleo, esta técnica se ha llevado a cabo por muchos años, demostrando una efectividad técnica y económica cada vez que se realice bajo condiciones adecuadas. Debido a la necesidad de implementar nuevas tecnologías en estimulación matricial que tengan alta eficiencia en el incremento de la productividad, menor impacto ambiental, y reducción en costos, se decidió estudiar la factibilidad técnica y económica para la implementación de la tecnología OneStep en un campo colombiano.

En la primera parte, se realiza un resumen teórico sobre acidificación matricial en areniscas, donde se darán a conocer conceptos básicos de un tratamiento ácido, sus etapas, la selección de fluidos para la estimulación matricial, y los principales componentes de un tratamiento ácido convencional.

Luego, se hace una descripción general de la tecnología OneStep donde se muestra la efectividad de este tratamiento a nivel mundial, y se definen criterios de selección. Además, se diseña un diagrama de flujo para la selección de formaciones y pozos candidatos del campo APIAY-SURIA para implementar la tecnología OneStep.

Una vez seleccionado el pozo y formaciones factibles al tratamiento OneStep, se realiza una simulación numérica para determinar el factor de daño SKIN actual en cada formación. Luego se realiza una simulación numérica que permite relacionar la reducción del daño por cantidad de fluido OneStep inyectado a la formación, para

determinar el incremental de producción de petróleo y comprobar su efectividad técnica.

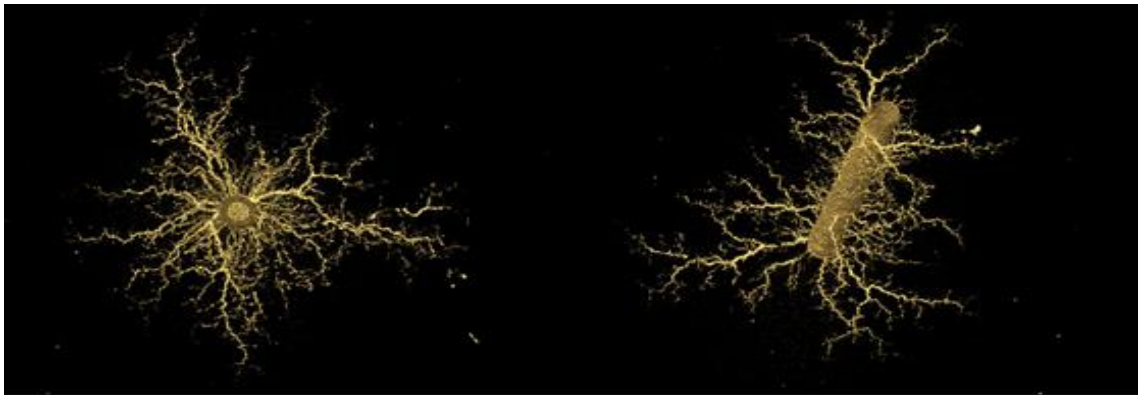
Por último, se realiza el análisis económico utilizando variables financieras como: el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), Pay Back, y la relación costo-beneficio. Estas variables son fundamentales para determinar la factibilidad económica del proyecto.

1. GENERALIDADES DE LA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL

1.1 RESEÑA HISTORICA DE LA ACIDIFICACIÓN

Los ácidos en la estimulación de pozos son utilizados para mejorar su desempeño, con el objetivo de eliminar el daño, esta práctica se ha venido realizando durante mucho tiempo. En el año de 1985, Ohio Oil Company realizo una estimulación con ácido clorhídrico [HCL] para tratar pozos perforados en una formación caliza. La utilización de este acido trajo consigo un aumento de la producción de estos pozos, así como también la corrosión en la tubería de revestimiento. Debido a este problema los tratamientos de acidificación dejaron de ser utilizados por cerca de 30 años, hasta que, en el año de 1931, con el descubrimiento del arsénico, como inhibidor de corrosión, se pudo contrarrestar este problema en los tubulares de los pozos.

Figura 1. Pozo con Estimulación Acida.



Fuente: Oilfield Review, Curtis Crowe.

Pero los tratamientos ácidos en areniscas debían tener una visión diferente. El HCL no reacciona con facilidad en los minerales que reducen la permeabilidad, pero si lo hace el ácido clorhídrico [HF]. Cuando se utilizó el HF por primera vez en areniscas fallaron debido al taponamiento producido por las reacciones secundarias.

Posteriormente en el año de 1940 se le dio una solución a este problema usando una combinación del tratamiento HF-HCl. El HF tiene como función disolver los depósitos minerales presentes en la arena que obstaculizan la producción, mientras que el HCl controla los precipitados. Estas técnicas de acidificación matricial evolucionaron en los años siguientes sin cambiar su objetivo principal, el cual se enfoca en restaurar trayectos de producción cerca a la cara del pozo.

Figura 2. Acidificación de Areniscas.

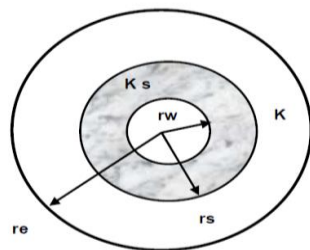


Fuente: Fundamentals of Acidizing and Nitrogen-BJ Services.

La acidificación matricial es uno de los métodos más utilizados para restablecer el flujo en la formación de petróleo. Los procesos de acidificación operan sobre la formación en la zona cercana del pozo, porque allí es donde principalmente se quiere disminuir el daño.

La elección de un tratamiento de acidificación depende de una multiplicidad de factores, entre los que se encuentran, el historial de producción, los objetivos de las operaciones de intervención, y la geología de formación, ya que los yacimientos carbonatados son solubles en ácido y el tratamiento ácido crea trayectos conductores altamente ramificados denominados agujeros de gusanos, que pueden reparar el daño. Por el contrario, en los yacimientos de areniscas, solo una fracción pequeña de la roca es soluble en ácido. El objetivo del tratamiento ácido en las areniscas es disolver los minerales presentes en los poros para restituir o mejorar la permeabilidad. Los tratamientos de acidificación en areniscas apuntan al daño presente en los primeros 3 a 5 pies, desde la cara del pozo; en esta región es donde se presenta mayor caída de presión durante la producción y que es crítica para el flujo, lo cual la hace tener menor permeabilidad que el resto de la formación.

Figura 3. Radios y Permeabilidades de la Acidificación.

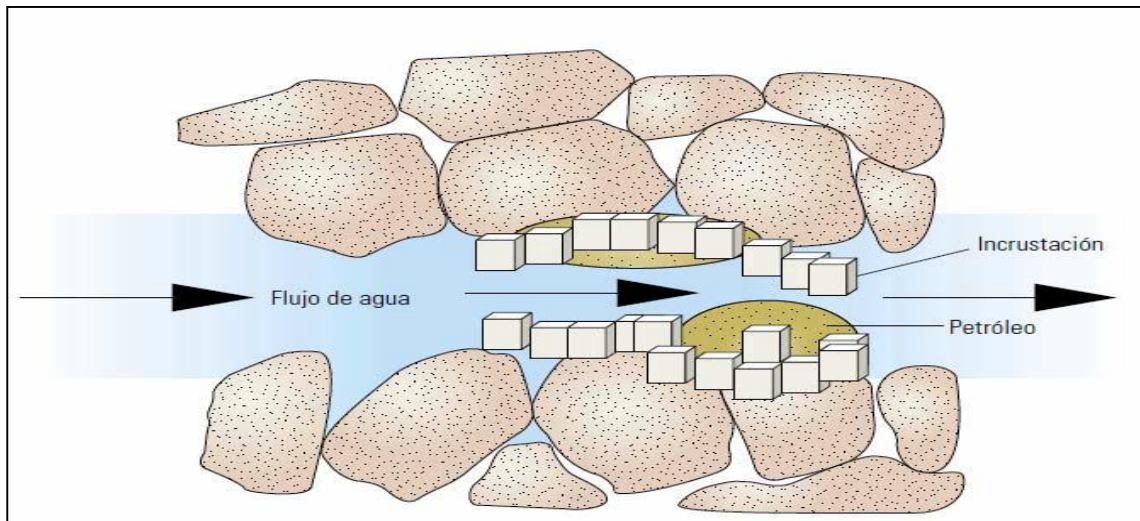


- K:** Permeabilidad de la formación.
- Ks:** Permeabilidad con daño cerca a la cara del pozo.
- Rw:** Radio del pozo (8")
- Re:** Radio formación.
- Rs:** Radio aproximado de la región dañada, (5 Ft).

Fuente: Herrera 2007.

La región comprendida entre los primeros 3 a 5 pies de a cara del pozo, habitualmente presenta daño por migración de finos, hinchamiento de arcillas y la acumulación de incrustaciones.

Figura 4. Daños en la Matriz por Depósito de Minerales.



Fuente: Oilfield Review, otoño 1999.

Las técnicas de intervención de pozos, tales como la acidificación de la matriz, desempeñan un rol importante para los operadores que necesitan producir todo lo posible de sus campos petroleros. Conforme las regulaciones se vuelven más estrictas, existe dentro de la industria una mayor necesidad de contar con fluidos que planteen menos riesgos de seguridad y medio ambiente. Los ácidos minerales convencionales, tales como el HCl y el HF, son difíciles de manipular en forma segura, resultan corrosivos para los tubulares y los componentes de workover del pozo, y deben ser neutralizados cuando retornan a la superficie. Además, a medida que se incrementa la temperatura de fondo de pozo, los costos de los inhibidores de corrosión suben rápidamente debido a las altas concentraciones requeridas. En la actualidad, las técnicas convencionales de acidificación de areniscas habitualmente implican muchos pasos para el tratamiento de fluidos, lo que incrementa el potencial de error y genera mayores costos en equipos de workover, por lo cual se busca implementar un tratamiento de acidificación de una sola etapa, donde exista compatibilidad en los fluidos inyectados en el pozo.

1.2 DIFERENTES COMBINACIONES Y FÓRMULAS QUE SE PUEDEN UTILIZAR NORMALMENTE EN LAS ESTIMULACIONES ÁCIDAS

1.2.1 Mud-acid: Consiste en una mezcla de Ácido Clorhídrico y Ácido Fluorhídrico en diferentes proporciones, una de las más comunes es 12% HCl y 3% HF más conocida como Mud-Acid. Se utiliza principalmente para la restauración de la permeabilidad en areniscas, debido a que ese ácido reacciona más rápidamente con los minerales arcillosos, más lentamente con los feldespatos y lentamente con el cuarzo, puesto que poseen diferentes áreas superficiales. Estas reacciones pueden causar precipitaciones de productos insolubles y una des consolidación de la matriz, porque es necesario identificar muy bien la cantidad adecuada y exacta la concentración de HF mediante estudios previos de laboratorio.

1.2.2 Ácido Fluobórico HBF₄ (CLAY ACID): Este ácido surgió como una variante del Mud-Acid debido a la necesidad de generar lentamente el HF puro con arcillas, ya que esto generaba poca penetración antes de gastarse. Este ácido puede estabilizar las partículas finas y genera HF por hidrólisis a medida que el mismo se consume en su reacción con las arcillas; ya que se ha demostrado que los finos pueden migrar un radio mayor a 5 pies en pozos con altas tasas de agua. Para lograr una penetración más profunda, se puede utilizar como un tratamiento de una sola fase, después de haber inyectado Mud-Acid. Es de mejor utilidad para arenas con mayor contenido de caolinita, porque la estabiliza. También es recomendado en arenas con contenidos potásicos ya que controla la precipitación de compuestos dañinos. Existen dos fórmulas de Clay-Acid.

Tabla 1. Formulaciones de Ácido Fluobórico y sus Usos.

PRODUCTO		USO
Clay-Acid HBF4		Restaura la permeabilidad en areniscas sucias o cementadas con carbonato y para estabilizar formaciones de arcillas.
Clay-Acid	LT	Usado en pozos de baja temperatura para restaurar la permeabilidad en areniscas sucias o cementadas con carbonato.
HBF4		

Fuente: Reservoir Stimulation, 2006

1.2.3 Ácidos alcohólicos: Este tipo de ácidos son utilizados habitualmente en pozos inyectoros y productores de gas. En yacimientos con altas presiones y temperaturas la tensión interfacial de las mezclas acido-alcohol son bajas, por lo tanto, se puede recuperar sin bloqueos en la formación. Se pueden componer hasta de 66% en volumen de metanol, y el resto de ácido fluorhídrico o en su defecto Mud-Acid. Si se decide usar metanol, no es recomendable a temperaturas por encima de 200 °F. Para el uso de este tipo de ácidos, se recomienda utilizar inhibidores de corrosión, porque pueden alterar ligeramente la tasa de corrosividad. No reemplaza el uso de solventes mutuales, pero por su bajo costo puede ser usado en tratamientos que requieran grandes volúmenes de ácido. Sus principales aplicaciones son en zonas de gas seco y baja permeabilidad.

1.2.4 Mud-acid orgánico: Consiste en reemplazar el 12% de HCl por 9% de ácido fórmico. Lo cual produce una reacción retardada, y es útil para la disolución de arcillas a altas temperaturas.

1.2.5 Ácidos dispersos: El HCl y el Mud-Acid se pueden dispersar en mezcla de hidrocarburos aromáticos, de tal manera que estos sean la fase externa. Principalmente se hace para remover materia orgánica que puede estar recubriendo los minerales e impedir que el ácido pueda llegar a actuar. Además de retardar el contacto ácido-roca, lo que ocasionaría una mejor y más profunda penetración antes de gastarse el ácido.

1.3 SELECCIÓN DE FLUIDOS EN LA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL EN ARENISCAS

1.3.1 Sensibilidad de formación: Para el diseño de una estimulación matricial reactiva, es de gran importancia la selección del fluido de tratamiento. El proceso de selección es complejo y depende de muchos factores, de los cuales se mencionarán a continuación.

El fluido de estimulación debe presentar una compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos presentes.

1.3.2 Mineralogía de la formación: Las areniscas poseen estructuras formadas por partículas de cuarzo, feldespato y otros minerales silicios. Los minerales que se precipitan en los espacios porosos, constituyen a partículas cementantes y no cementadas que están unidas a la superficie de los minerales a un ácido, esto depende la posición de los mismos en la estructura de la roca. Un ejemplo claro es una arenisca con una solubilidad al HCl mayor al 20%, no debe ser estimulada, con ácido fluorhídrico, pero un adecuado pre lavado con ácido clorhídrico debe aplicarse.

1.3.3 Petrofísica: La permeabilidad y la porosidad de la formación tienen una gran influencia en la penetración del ácido y en la extinción del daño. En las areniscas, la formación tiene sensibilidad a los fluidos extraños, porque los pequeños poros pueden sufrir daños debido a fluidos o materiales no compatibles.

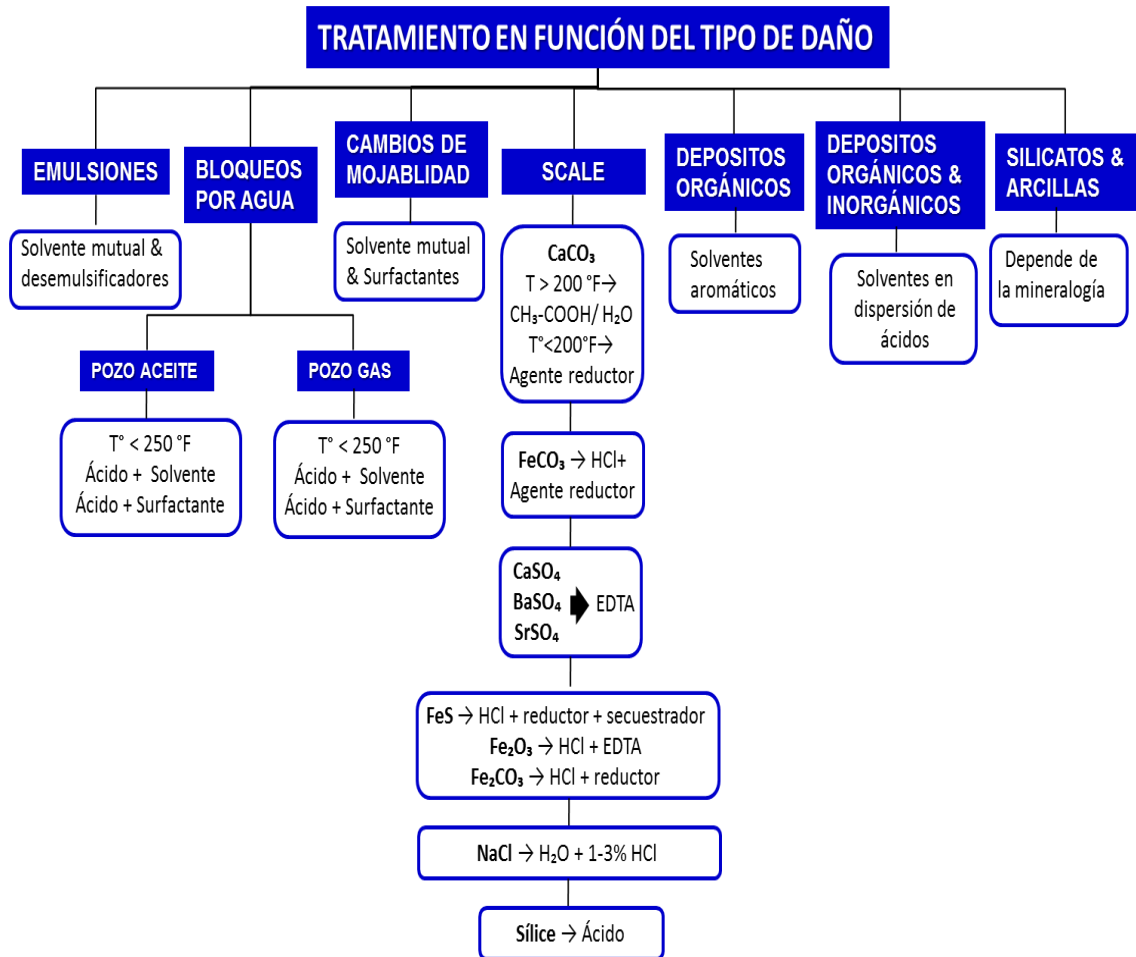
1.3.4 Presión y temperatura de formación: La presión y la temperatura son consideradas en la selección del fluido de estimulación. La temperatura afecta la velocidad de reacción de los ácidos y la eficiencia de los inhibidores de corrosión. Por ejemplo, para temperaturas mayores a 302 °F, generalmente se utiliza ácidos orgánicos o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos. Así mismo, los fluidos de estimulación se deben diseñar para disminuir la velocidad de reacción y así obtener mayor penetración de ácido en la formación. La presión del yacimiento afecta la remoción de fluidos que se forman y los productos de reacción. La presión del yacimiento debe ser mayor que la presión capilar. Para disminuir esta presión y facilitar la limpieza de la formación se debe utilizar surfactantes bajo tensiones. Además, fluidos energizados con nitrógeno se pueden utilizar para una limpieza efectiva.

1.3.5 Fluidos de formación: Los fluidos de formación invariable deben considerarse en la selección de un fluido de tratamiento. Por ejemplo, es recomendable para los pozos de gas usar preferiblemente fluidos base agua en rocas silíceas de baja permeabilidad. Por lo general, en los yacimientos de aceite, los fluidos de estimulación matricial deben ser compatibles con el agua de formación para evitar daños posteriores.

1.3.6 Evaluación del daño: Para las estimulaciones matriciales es de gran importancia conocer el tipo de daño, su magnitud y la evaluación del daño a

remover. A continuación, se ilustran los diferentes tipos de tratamiento que se pueden utilizar dependiendo del daño presente en la formación.

Figura 5. Tratamiento en función del tipo de daño.



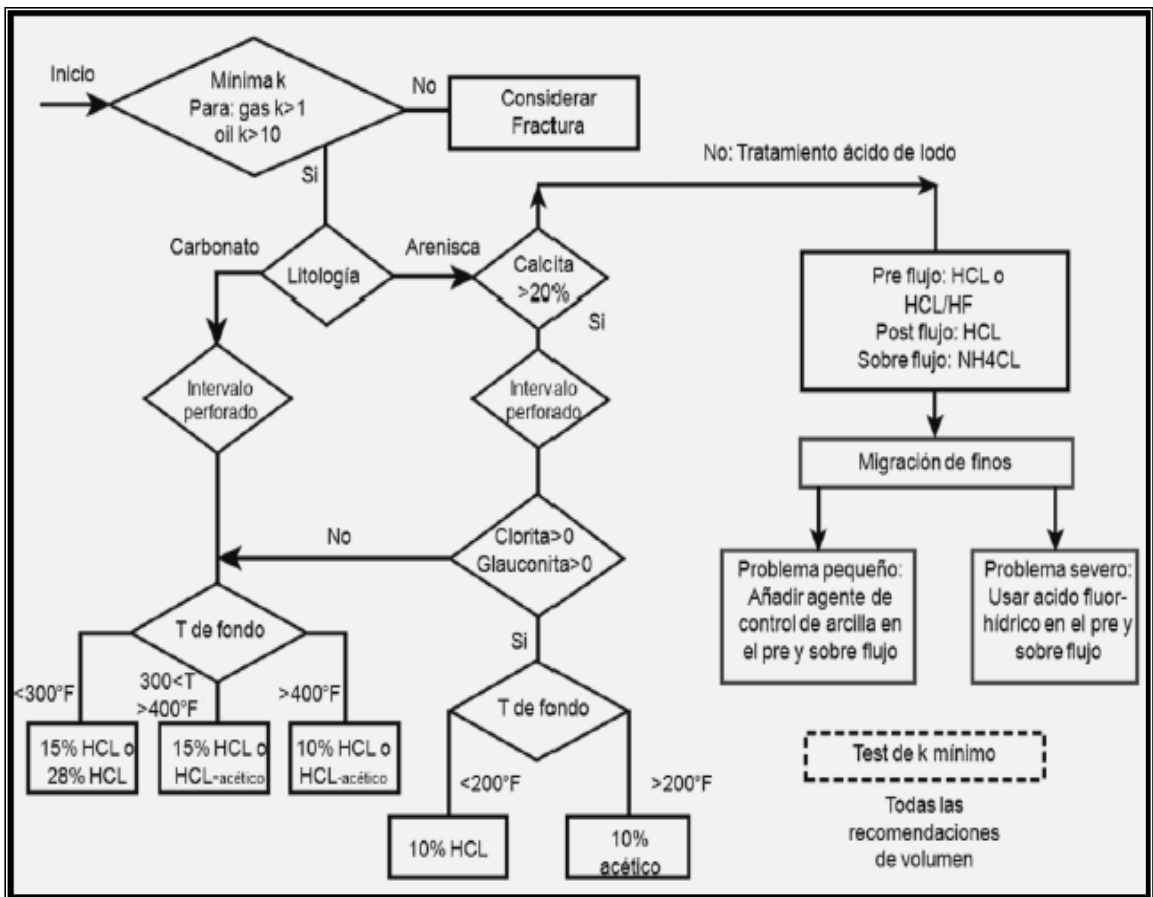
Fuente: Petrobras.

Si no se utiliza un fluido adecuado, puede fracasar el tratamiento. Cada fluido de tratamiento debe estar diseñado para remover el daño, prevenir reacciones de productos, prevenir precipitaciones y prevenir emulsiones.

Algunas veces, hay presencia de diferentes tipos de daños por lo que se debe utilizar diferentes tipos de fluidos de estimulación e incluso combinarlos, cuando esto ocurra, se debe analizar la compatibilidad de los mismos y su efectividad.

La formulación de un fluido para una estimulación matricial acida incluye la selección del fluido actuador y sus respectivos pre y post flujo. A continuación, se puede apreciar un diagrama de flujo para facilitar la selección correcta de un fluido para estimular areniscas o carbonatos.

Figura 6. Diagrama de Flujo para la Selección de Fluidos Adecuados en Acidificación.



Fuente: SCHLUMBERGER & SHELL.

1.4 ADITIVOS UTILIZADOS EN UNA ACIDIFICACIÓN

1.4.1 Inhibidores de corrosión: Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente la reacción del ácido sobre un metal. El tiempo de inhibición varía con la temperatura, tipo y concentración del ácido, tipo de metal y concentración del inhibidor. Inhibidores de corrosión tanto orgánicos e inorgánicos tienen aplicación en trabajos de acidificación. Algunos inhibidores orgánicos son efectivos hasta 300 °F.

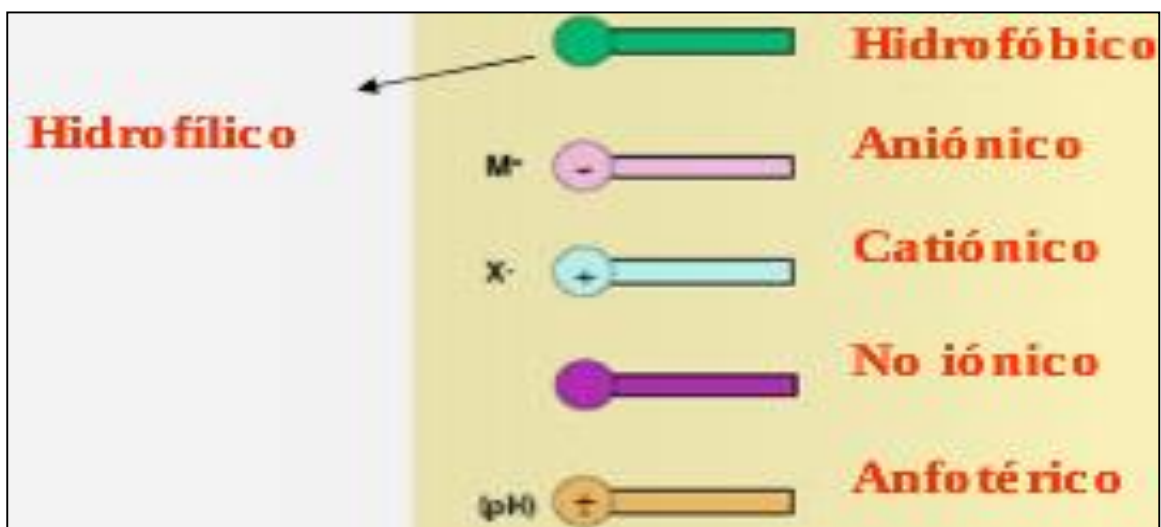
Un inhibidor inorgánico como el arsénico puede usarse hasta 450 °F. El arsénico es más efectivo que los inhibidores orgánicos a todas las temperaturas. Sin embargo, su uso en tratamiento de pozos se ha puesto en entredicho en muchas áreas, debido a que aún porcentaje pequeño de arsénico actúa como un corruptor de los catalizadores de las refinerías. Los inhibidores de corrosión deben seleccionarse de acuerdo con su compatibilidad con los surfactantes empleados.

1.4.2 Surfactantes: Son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten más fácil dispersión y bajan la tensión interfacial de los líquidos. También son causantes de la disminución en la tensión interfacial entre el crudo y el agua por absorción en la fase líquido-líquido.

La capacidad de absorberse a las interfaces es un fenómeno espontáneo que es impulsado por la disminución de la energía libre del surfactante al llegar a la interface y satisfacer su doble afinidad polar y no polar. Se caracterizan por estar formado por dos grupos químicos: los Hidrofilicos y los Lipofilicos.

La tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas está impulsada por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactantes a una solución acuosa. Las principales clases de surfactantes son: Aniónicos, Cationicos, No-iónicos, Anfóteros.

Figura 7. Clasificación de Surfactantes.



Fuente: Jorge Hómez Chacín, marzo 2009

1.4.3 Agentes anti-lodos asfálticos: Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfáltenos, estos pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfáltenos sólidos no son re disueltos en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad. Para combatir la formación de lodo asfálticos se utilizan surfactantes, los cuales se absorben en la interface aceite-acido evitando la precipitación de los asfáltenos.

1.4.4 Agentes en suspensión: Cuando un ácido reacciona con la roca, disuelve parte del material, ya que las formaciones en lo general no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en ácido se liberan. Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación, es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos con ácido gastado. Para lograr lo anterior se utilizan dos tipos de aditivos. El primero es surfactante que se absorben en la superficie de los finos y los mantienen suspensión por repulsión electrostática. El otro aditivo disponible son los polímeros a nivel molecular creando un efecto de atrapamiento de los finos para así mantenerlos en suspensión.

1.4.5 Agentes emulsificantes: En algunos tipos de estimulación matricial es deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad. Estos sistemas de ácido retardado permiten penetraciones mayores dentro de la formación y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

1.4.6 Agentes retardadores de reacción: Estos tipos de aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas. Esto permitirá tener mayor penetración del ácido dentro de la formación. Estos productos son surfactantes que se adsorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, que sirve de barrera a los iones de hidrógeno con los carbonatos de la roca.

1.4.7 Agentes espumantes: Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno. Se emplean en sistemas de ácido espumado y pueden ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad

como sistema de ácido retardado, con el objetivo de tener mayor penetración en la formación.

1.4.8 Alcoholes: Normalmente se utilizan el metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20% en volumen del ácido. El uso de alcoholes en ácido, siendo de gran utilidad en pozos de gas seco. También tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180 °F, por la precipitación de cloruros orgánicos. En lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión.

1.4.9 Agentes desviadores: Estos productos son sólidos que temporalmente taponan zonas de alta permeabilidad. Se emplean para permitir que el fluido pueda afectar uniformemente varias zonas de diferente permeabilidad de un intervalo productor. Como agentes desviadores se utilizan el ácido benzoico, partículas de cera de sal, etc.

1.4.10 Solventes mutuales: Es un material soluble tanto como al hidrocarburo como a soluciones acuosas. Esta propiedad ayuda a solubilizar en una solución acuosa, una solución de hidrocarburos o viceversa. Usos:

En soluciones ácidas, pre-flujos o post-flujos de Gas-Oil.

- Reducción de la saturación de agua en la cercanía de la cara del pozo, por disminución de la tensión superficial de agua, previniendo bloqueos por agua.

- Solubiliza una porción de agua dentro de la fase de hidrocarburo, reduciendo por lo tanto la cantidad de saturación de agua irreducible.

- Proporcionan acuo-humectación a la formación, manteniendo Ko.
- Previene de finos insolubles provenientes de la oleo humectación.
- Estabiliza las emulsiones.
- Mantiene las concentraciones necesarias de los surfactantes ayudando a prevenir la absorción de esos materiales dentro de la formación.

1.4.11 Estabilizadores de hierro: Se han utilizado durante mucho tiempo para evitar la precipitación de hidróxido férrico, de las soluciones de ácido clorhídrico gastado. Se dividen en dos grandes grupos los agentes quelantes o agentes reductores. Uno de los principales agentes reductores es el ácido eritórbito. Siendo económico, no toxico y efectivo. Reduce el ion férrico a ferroso siendo efectivo 9 veces que la capacidad de captura del ácido cítrico.

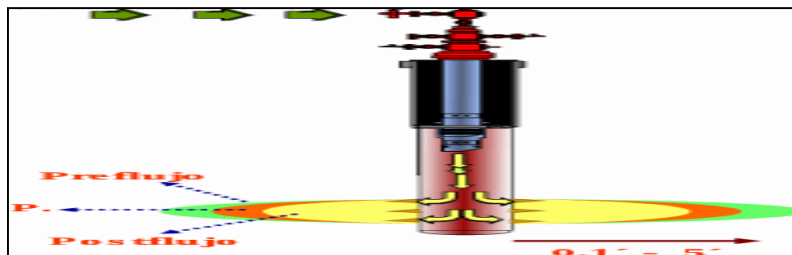
Se considera el estabilizador de hierro más eficiente. Los principales agentes estabilizadores de hierro son: ácido cítrico, ácido láctico, ácido glucónico, EDTA, NTA, y ácido eritórbito. Uno de los principales problemas es no exceder la concentración de ácido cítrico para la cantidad de hierro que se esperaba existía, Ya que al no haber más Hierro el ácido cítrico comienza a reaccionar con el calcio bario o cualquier otro ion divalente o trivalente presente, para formar citratos solubles que precipitan en la formación dañando la permeabilidad. Todo esto es evitable utilizando el ácido eritórbito y sal de EDTA ya que no reacciona con el calcio y no forman compuestos de calcio solubles.

1.4.12 Aditivos reductores de fricción: En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tienen en estos casos. Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con otros aditivos, consiguiendo reducciones del orden del 65 al 85%.

1.5 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO

- Pre-flujo.
- Tratamiento principal (flujo principal).
- Sobre desplazamiento (post flujo).

Figura 8. Tratamiento Acido.



Fuente: Jorge Hómez Chacín, marzo del 2009

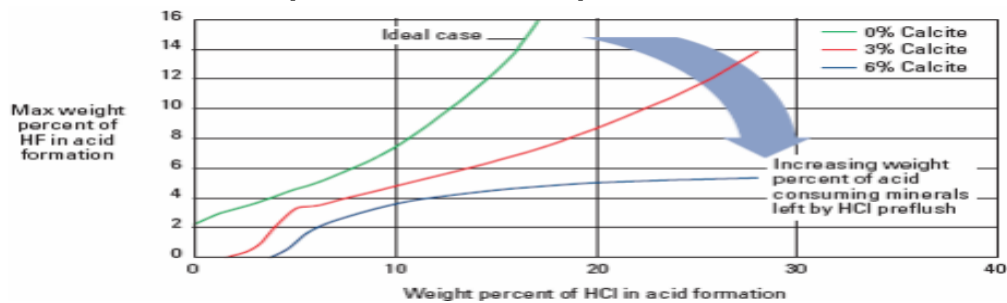
1.5.1 Pre-flujo: La secuencia de los fluidos utilizados en el tratamiento de la roca arenisca depende en gran medida del tipo de daño (s) que se aborde. Un pre-flujo es una etapa de bombeado de líquido por delante del fluido de tratamiento principal. Las etapas de pre-flujo se usan varias veces para tratar múltiples mecanismos de

daño y preparar la superficie para los principales fluidos de tratamiento. En depósitos de roca arenisca, El pre flujo ácido, es realizado con más frecuencia con una solución de HCl, sirve para:

Para desplazar las salmueras de formación, que generalmente contienen K, Na, o iones de Ca, lejos del pozo por lo que no habrá mezcla con ácidos HF. Esto disminuye la probabilidad de formar alcalinos Fluosilicatos tales como Hexafluorosilicato de potasio.

Debido a las heterogeneidades del yacimiento, es poco probable que el pre-flujo ácido elimine toda la calcita. Sin embargo, se ha demostrado que la reducción de calcita por debajo de 6% es suficiente para evitar la precipitación¹.

Figura 9. HCl/HF Ratio para Evitar la Precipitación.



Fuente: Grece-Sandrine Portier, Laurent André & François-D. Vuataz.

El HCl puede reducir el tamaño de arcillas hidratadas, Sin embargo, la mayoría de las arcillas tienen muy poca solubilidad en el HCl. Una posible excepción es el clorito, Hierro, arcilla de tres capas. El HCL fuerte puede filtrarse Fe²⁺ + hierro (y posiblemente de aluminio y magnesio) de clorito, dejando un residuo de sílice

¹ McLeod, HO. Matrix acidizing. Journal of Petroleum Technology. December 1984. P 2055-2069.

amorfa. El HCl no disuelve arena. Sin embargo, el HCl puede disolver los carbonatos presentes en las formaciones de arenisca.

El uso adicional de cloruro de amonio (NH_4Cl) de pre flujo de salmuera para los tratamientos con ácido en arenisca es una práctica emergente. Estas condiciones de pre flujo de arcillas de formación se dan mientras se mueve el agua de formación fuera de la zona cercana al pozo. Los iones NH_4^+ en salmuera intercambian iones con los iones álcali (Na, K, Ca o iones) sobre las partículas de arcilla; Así, que serán desplazados por el contacto con el Mud acid. La eficacia de este procedimiento parece estar controlada por la concentración de la salmuera a una distancia radial de 0,75m de la cara del pozo. Este pre flujo se bombea en el inicio del trabajo para establecer la infectividad antes de que el tratamiento Mud acid se bombee. Sólo se bombea una vez y no es una parte de la secuencia de tratamiento regular.

1.5.2 Flujo principal: El flujo principal de un tratamiento ácido de la roca arenisca es un fluido utilizado para eliminar el daño. Es generalmente una mezcla de fluorhídrico (HF) y clorhídrico (HCl) o ácidos orgánicos. El HF se utiliza porque es el único ácido común y económicamente bajo, capaz de disolver los minerales silíceos. Se mezcla con HCl o ácido orgánico para mantener el pH bajo cuando se gasta para ayudar en la prevención de precipitados perjudiciales. Estas mezclas se denominan Mud-Acid, ya que fueron desarrollados originalmente para tratar el silíceo del daño del lodo de perforación. El ácido HF no se debe utilizar en las formaciones de la roca arenisca con un alto contenido de carbonato.

El riesgo de formación de precipitados de fluoruro de calcio es demasiado grande, porque es poco probable que una cantidad suficiente de ácido HCl de pre-flujo pueda ser bombeado.

El punto de corte aceptado para el uso de ácido fluorhídrico es un 20% de calcita + dolomita². El ácido flúor hídrico (HF) puede disolver los carbonatos, feldespatos de arcillas, micas, sílices y cuarzo. Sin embargo, la razón principal para utilizar el ácido HF es para eliminar la arcilla. Si alguno de los carbonatos está presente en la roca arenisca, deberán ser eliminados con el pre flujo de HCl.

Sí una formación de areniscas contiene más de 20% de carbonato, el pozo debe ser acidado con sólo HCl. A continuación, se muestra la composición química de los minerales que están presentes normalmente en areniscas y generaliza la solubilidad de estos minerales en HCl y HCl-HF.

Tabla 2. Solubilidad de los Minerales en la Arenisca.

MINERALES	SOLUBILIDAD	
	HCl	HCl-HF
CUARZO	NO	MUY ALTA
FELDESPATOS	NO	BAJA A MODERADA
MICAS	NO	BAJA A MODERADA
CAOLINITA	NO	ALTA
ILITA	NO	ALTA

² McLeod, HO. Matrix acidizing. Journal of Petroleum Tecnology. December 1984. P 2030-2031

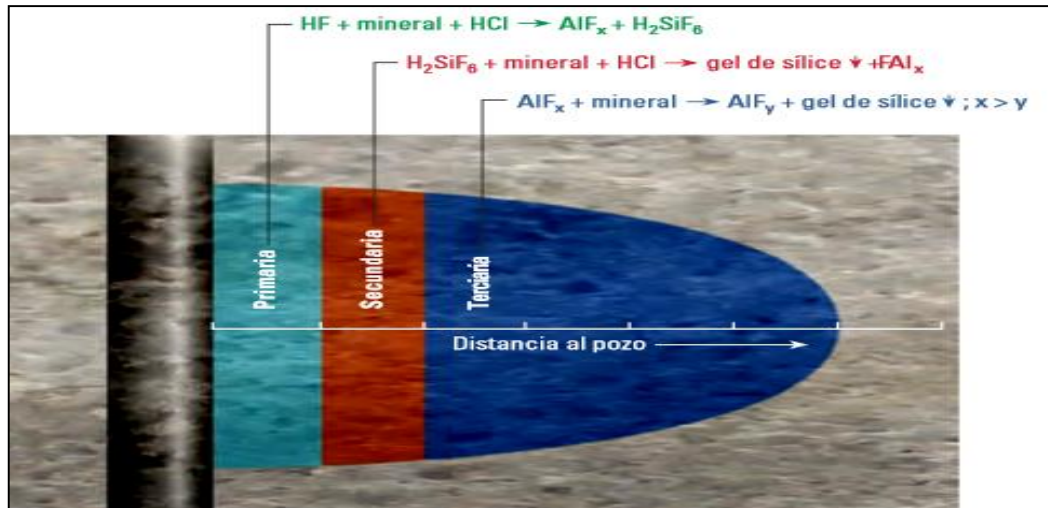
MINERALES	SOLUBILIDAD	MINERALES
ESMECTITA	NO	ALTA
COLORITA	BAJA A MODERADA	ALTA
CALCITA	ALTA	ALTA
DOLOMITA	ALTA	ALTA
ANKERITA	ALTA	ALTA
SIDERITA	ALTA	ALTA

Fuente: Portier Sandrine, mayo 2007.

Durante el flujo principal, el ácido HF reacciona principalmente con los minerales asociados de areniscas (arcillas, feldespatos y micas), En vez de cuarzo. Los tipos de reacción de HF con arcillas o feldespatos son de 100 a 200 veces más rápidos que con cuarzo. El resultado de estas reacciones es una amplia interconexión de los poros en la matriz, facilitando el flujo de fluido.

El riesgo de utilizar el ácido HF es la fuerte afinidad de Si y Al con F, que puede causar la precipitación de complejos de silicio o de aluminio (SiF_6^{2-} , AlF_2^+ , AlF_2^+ , AlF_3 , AlF_4^-), luego, se dan daños en la formación al conectarse. Esto es porque se añade HCl en HF: el ácido clorhídrico mantiene un pH bajo y evita la formación de Fluorosilicatos, Fluoroaluminatos, y sales de fluoruro.

Figura 10. Reacciones de Acidificación de las Areniscas.



Fuente: Oilfield Review, primavera del 2009.

La formulación de 1,5% de HF + 13,5% de HCl se está convirtiendo en la mejor opción. A continuación, se muestran las recomendaciones generales para las condiciones específicas así:

Tabla 3. Procedimiento de Acido en Areniscas para las Condiciones de Formación Específicas.

POZOS Y LAS CONDICIONES DE FORMACIÓN	RECOMENDACIONES DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO
T DE TRATAMIENTO DEL FONDO DEL POZO > 100 °C	1,5% HF + 13,5% HCl
PERMEABILIDAD < 5md	1,5% HF + 13,5% HCl
CONTENIDO DE CUARZO > 90%	3% DE HF +12% HCl

POZOS Y LAS CONDICIONES DE FORMACIÓN	RECOMENDACIONES DEL FLUIDO DE TRATAMIENTO
CONTENIDO DE CUARZO 50% A 90%	3% DE HF +12% HCl O HF RETARDADO
FEDESPATOS 5% A 30%	1,5% DE HF +13,5% HCl
CLORITO DE ARCILLA 1% A 5%	3% DE HF +10% ACÉTICO
CLORITO DE ARCILLA > 5%	1,5% DE HF +10% ACÉTICO FORMICO

Fuente: Portier Sandrine, mayo 2007.

1.5.3 Pos-flujo: El pozo flujo es una parte importante para el éxito de un tratamiento ácido en arenisca. Realiza las siguientes funciones: 1. Desplazamiento del Mud-Acid no relacionado en la formación. 2. Desplazamiento de los productos de reacción del Mud-Acid lejos del pozo. 3. La eliminación de los posibles problemas de permeabilidad de relativa de aceite, causados por algunos inhibidores de la corrosión.

El fluido de post flujo debe ser miscible con el ácido con el fin de desplazarlo. Por lo tanto, los líquidos de base acuosa deben ser considerados como el primer desplazamiento y fluido de limpieza. Esto puede ser seguido por otros sistemas de fluidos en función de las preocupaciones y las condiciones del pozo. Estudios de frentes de desplazamiento indican que la reactividad y el carácter líquido del post flujo tienen una gran influencia en el volumen requerido para desplazar el Mud-Acid gastado. La experiencia reciente indica la ventaja de incluir HCl o ácido acético en la primera parte del post-flujo para mantener un entorno de bajo pH para la etapa de desplazamiento del Mud-Acid gastado.

La permeabilidad anisótropa la formación puede requerir duplicar o incluso triplicar este volumen, si la presión del yacimiento es suficiente para descargar el fluido inyectado. Grandes post-flujos ayudan a prevenir la precipitación de sílice.

2. ONESTEP

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA

Los tratamientos de acidificación convencional para areniscas, compuestos de HCl /HF, se utilizan habitualmente para eliminar el daño a la formación de los yacimientos. Sin embargo, para llevar a cabo cualquier tratamiento usando estos sistemas de ácido, se necesita una pre-limpieza y post-limpieza de ácido con HF que debe ser inyectada para eliminar la precipitación de reacciones secundarias y terciarias, que se genera como subproductos; Por lo que estas etapas se traducen en una mayor cantidad de tiempo y como consecuencia un mayor costo.

Adicionalmente los ácidos minerales convencionales, tales como el HCL y el HF, Son difíciles de manipular en forma segura, resultan corrosivos para las tuberías y los componentes del completamiento del pozo. Conforme ha avanzado el tiempo las regulaciones se vuelven más estrictas, por lo que existe dentro de la industria una mayor necesidad de contar con fluidos que planteen menos riesgos de seguridad y medio ambiente.

2.2 DEFINICIÓN DEL TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN EN UNA ETAPA (ONESTEP)

El tratamiento de acidificación en una etapa Es un sistema de fluido simplificado para estimular areniscas de alta temperatura (200-375 °F), con un total de carbonatos y arcillas mayores al 5%. El sistema ONESTEP posee la característica de ser bombeado con una única etapa, diferenciándose de sus antecesores sistemas de acidificación que requieren diferentes etapas de pre-flujo, de

tratamiento principal y de post-flujo, lo cual genera menor logística y tiempo de operación, menores costos, mayor longevidad del tratamiento.

Al tener un pH de aproximadamente 5.5, parte de las ventajas técnicas, contribuye al ambiente, la seguridad y salud, factores de gran importancia al realizar el trabajo operativo.

2.3 BENEFICIOS TÉCNICOS DEL TRATAMIENTO ONESTEP

- Mayor eficiencia en el sistema de fluidos al requerir menor número de etapas.
- Remueve el daño causado por fluidos de perforación, arcillas, carbonatos y aluminosilicatos.
- Estimula los yacimientos de areniscas de una manera más homogénea con un menor riesgo de que la roca se desintegre y produzca finos.
- Reducción de costos en equipos de Workover por disminución de tiempos de operación.
- Menor riesgo de daño por precipitación de reacciones secundarias y terciarias.
- Reduce las emulsiones ácidas y la tendencia de formar lodos con el crudo.

- Capaz de soportar altas temperaturas de fondo de pozo hasta 350 °F.
- Mayor seguridad en la operación y menor riesgo ambiental.
- Menor riesgo de corrosión en tuberías y equipos.
- Puede ser usado en áreas sensibles al ácido.
- Control de hierro sin componentes adicionales.

2.4 ONESTEP DISPONIBLES EN LA INDUSTRIA

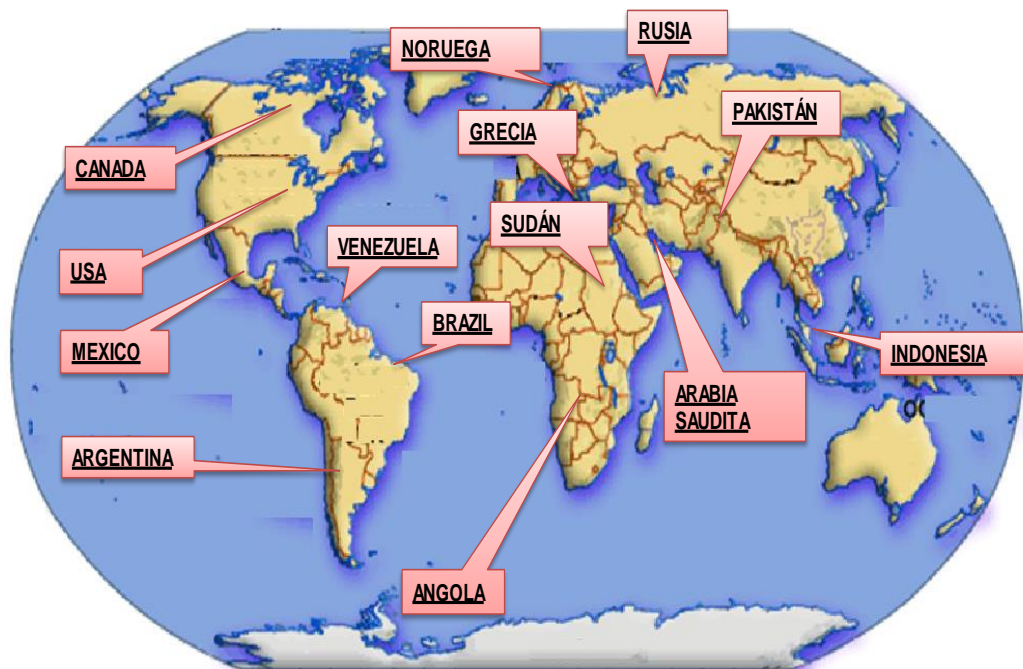
Tabla 4. Tecnologías Disponibles en la Industria para Acidificación a Base de OneStep.

NOMBRE DE LA TÉCNOLOGIA	NOMBRE COMERCIAL	EMPRESA DE SERVICIOS
ONESTEP	ONESTEP	SCHLUMBERGER
SINGLESTEP	KELASTIM	HALLIBURTON
SINGLESTEP	SANDSTIM	HALLIBURTON
CHELATINGS AGENTS	DISSOLVINE	AKZONOVEL

2.5 CASOS HISTÓRICOS

2.5.1 Casos de aplicación mundial de OneStep: Desde 2003 más de 120 tratamientos exitosos han sido implementados. Los ahorros en costos de tratamiento son del orden del 70% y la producción diferida fue reducida de días a horas³. Las pruebas de laboratorio mostraron la efectividad del tratamiento en yacimientos de areniscas con contenido de Illita hasta 18 W% y a temperaturas hasta 300 °F⁴.

Figura 11. Aplicación de Acidificación OneStep a Nivel Mundial.



³ Marcos Gallegos, Ernesto Ordoñez, Mario Robles. Stimulation in Wells with Electric Submersible Pumps Increases Production and Save Cost Without Damaging Pumps. SPE-152320. Abril 2012. P 3.

⁴ M.A. Mahmoud, H.A. Nars-El-Din. Removing Formation Damage and Stimulation of Deep Illitic- Sandstone Reservoir Using Green Fluids. SPE-147395. Denver 2011. P1.

2.5.2 Casos históricos de implementación del tratamiento OneStep en acidificación de areniscas: A continuación, se muestra algunos casos exitosos de acidificación con OneStep en diferentes campos de petróleo del mundo.

Figura 12. Casos Históricos Exitosos a Nivel Mundial.

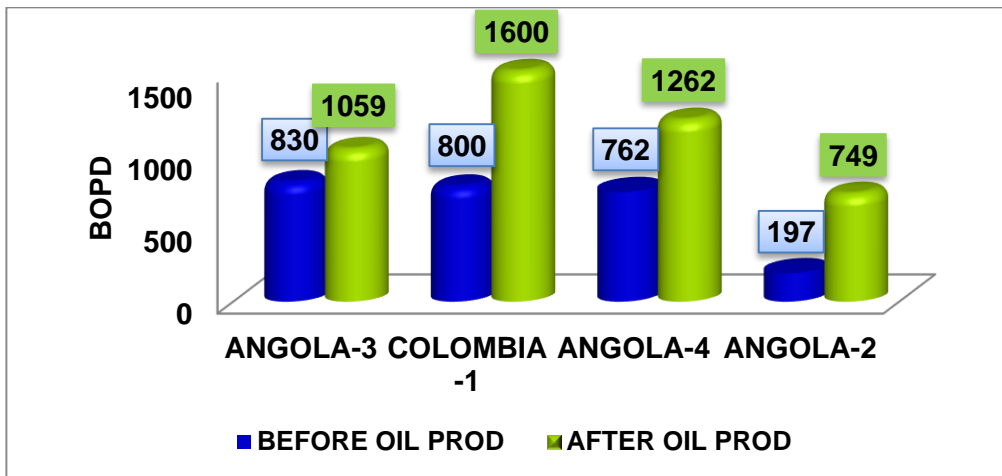
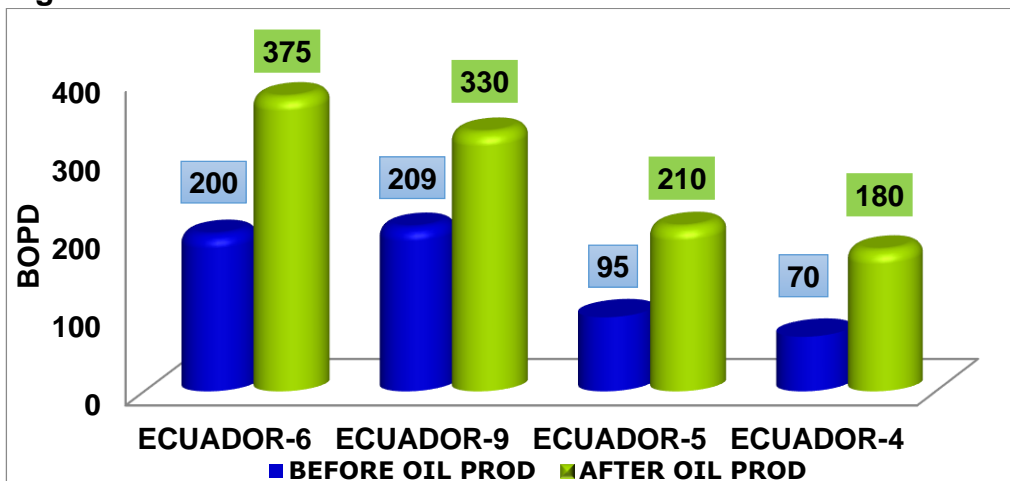


Figura 13. Casos Históricos Exitosos a Nivel Mundial.

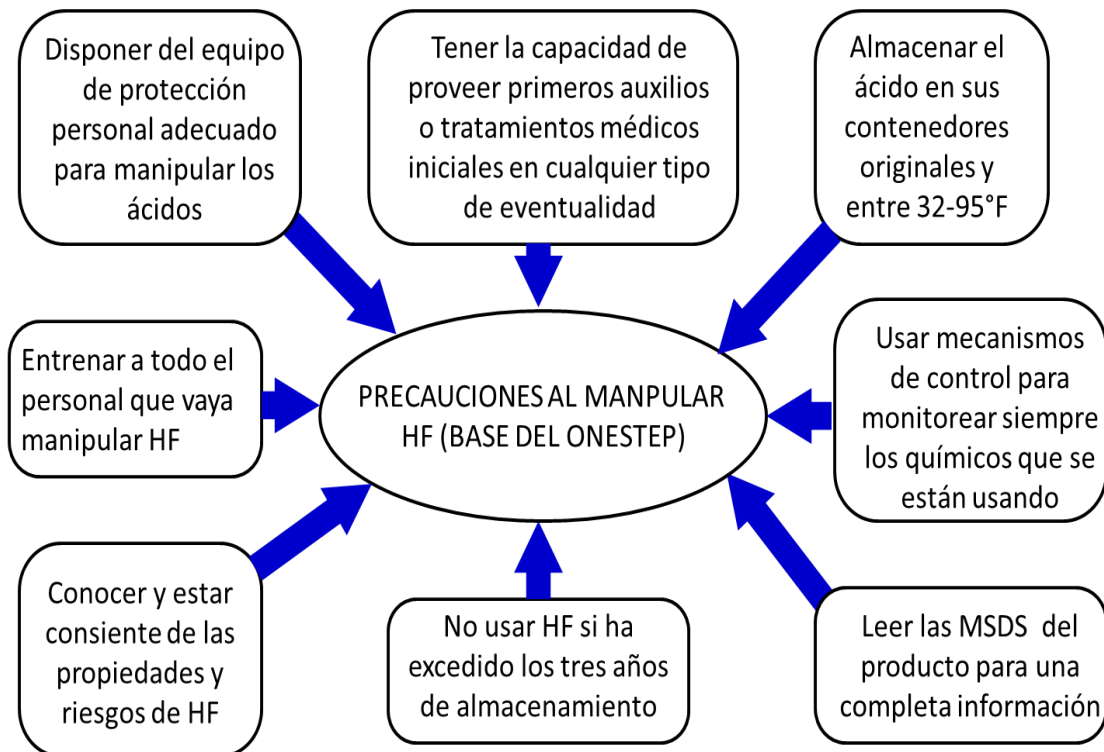


2.6 PELIGROS Y PRECAUCIONES AL USAR ONESTEP

Siempre que se usen ácidos existen normas, reglas y conductas apropiadas que deben estar asociadas a la manipulación, el transporte, bombeo, mezcla y a la limpieza. Esto con el objetivo de evitar consecuencias no deseables que atenten contra la salud y el ambiente en cualquiera de estos procesos.

A continuación, se detallan las medidas preventivas que deben ser aplicadas en cualquier proceso que se use ácido fluorhídrico (Base el OneStep).

Figura 14. Precaución al Manipular HF (Base OneStep).

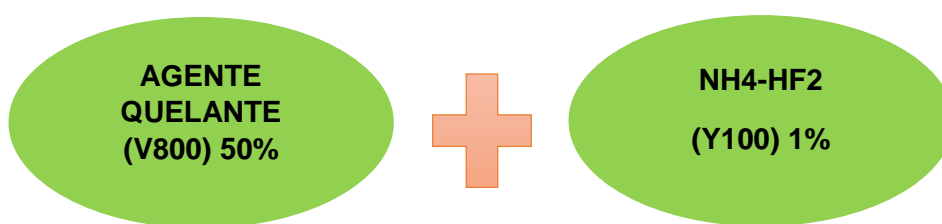


Fuente: SCHLUMBERGER.

2.7 DISEÑO Y COMPOSICIÓN DEL FLUIDO ONESTEP

Los pozos candidatos para aplicar a la estimulación matricial con fluido OneStep, se recomienda que exista un total de arcilla y carbonato mayor al 5%.

Figura 15. Concentración Habitual para Formar OneStep.



Fuente: SCHLUMBERGER.

Tabla 5. Recomendaciones para Aplicar Tratamiento OneStep.

% DE ARCILLA Y CARBONATO	FACTORES A CONSIDERAR	DAÑOS TRATABLES CON ONESTEP
> 5	TEMPERATURA	SCALES
	MINERALOGÍA	ARCILLAS HINCHADAS
	PERMEABILIDAD	MIGRACIÓN DE ARCILLAS
	POROSIDAD	DAÑOS POR FLUIDOS DE PERFORACIÓN
	CAUDAL DE BOMBEO	
	VOLUMEN DE FLUIDO	

Fuente: SCHLUMBERGER.

Además de esta recomendación, se deben considerar otros factores de los cuales también va a depender la efectividad del tratamiento, y su respectiva acidificación. Estos factores se detallan a continuación.

Tabla 6. Dosificación OneStep.

TEMPERATURAS ENTRE 200 A 275 °F								
CONTENIDO DE	< 10 %				> 10 %			
ARCILLA [%]								
CONTENIDO Ca-CO3 [%]	<5	5-10	10-15	> 15	< 5	5-10	10-15	>15
CANTIDAD DE AGENTE QUELANTE V800 [%]	30	40	50	50	40	50	60	50
CANTIDAD DE NH ₄ -HF ₂ [%]	1	1	1	0.7	1	1	0.7	0.4

Fuente: SCHLUMBERGER.

Tabla 7. Dosificación de OneStep a Altas Temperaturas.

TEMPERATURAS ENTRE 275 A 375°F								
CONTENIDO DE	< 10 %				> 10 %			
ARCILLA [%]								
CONTENIDO Ca-CO3 [%]	<5	5-10	10-15	> 15	< 5	5-10	10-15	>15
CANTIDAD DE AGENTE QUELANTE V800 [%]	30	40	50	50	40	50	60	50
CANTIDAD DE NH ₄ -HF ₂ [%]	1	0.8	0.6	0.4	1	0.7	0.5	0.3

Fuente: SCHLUMBERGER.

2.8 INCOMPATIBILIDAD DE ONESTEP CON ADITIVOS QUÍMICOS

2.8.1 Inhibidor de corrosión: El inhibidor de corrosión recomendado para este tipo de tratamiento cuando se usa tubería N80 o tubería Coiled Tubing, es el inhibidor A272. Su concentración y tiempo de protección se detalla en la Tabla 8.

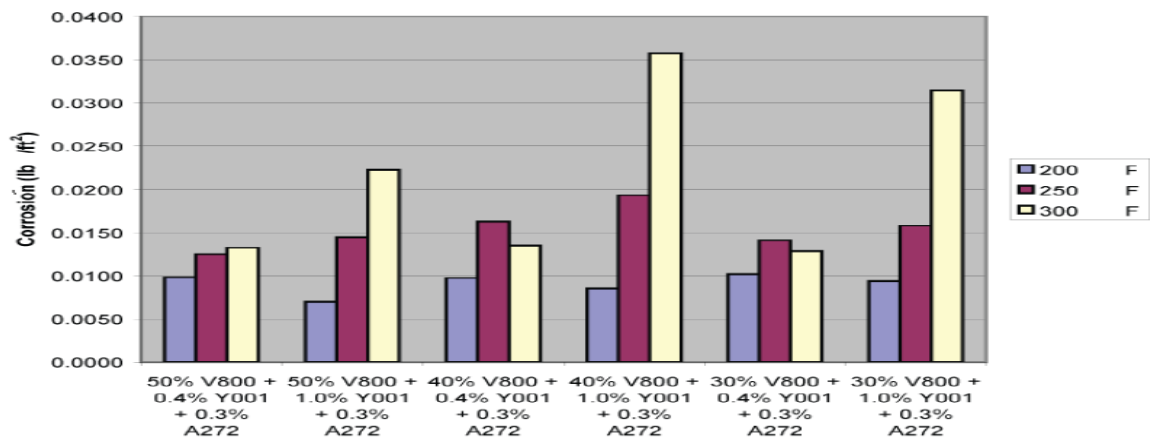
Tabla 8. Concentración de Inhibidor de Corrosión.

TEMPERATURA [°F]	TIEMPO PROTECCIÓN [h]	DE A272 (gal/1000 gal total)
200-300	12	3
300-375	12	5
300-376	24	10

Fuente: SCHLUMBERGER.

Las velocidades de corrosión para las tuberías 13Cr se relacionan en la figura 18. El criterio de la industria para la tasa de corrosión aceptable para el Cr al 13% es de 0,05 lbs/ft².

Figura 16. Velocidad de Corrosión para la Tubería de Aleación de Cr al 13%.



Fuente: SCHLUMBERGER.

2.8.2 Incompatibilidad de otros aditivos: Uno de los aspectos cruciales en una estimulación matricial es seleccionar los fluidos adecuados, que estos sean compatibles entre ellos. De los fluidos que comúnmente se usan para este tipo de procesos, se detallan en la Tabla 9.

Tabla 9. Compatibilidad de OneStep con otros Fluidos y Aditivos Comunes.

COMPATIBILIDAD DE ONESTEP CON ADITIVOS COMUNES			
ADITIVO SLB	TIPO	[%]	COMPATIBILIDAD
U066	SOLVENTE MUTUAL	10	NO
U067	SOLVENTE MUTUAL	5	SI
F100	SURFACTANTE	1	SI
F103	SURFACTANTE	0.1	SI
COMPATIBILIDAD DE ONESTEP CON ADITIVOS COMUNES			
ADITIVO SLB	TIPO	[%]	COMPATIBILIDAD
F105	SURFACTANTE	0.1	SI
W060	ROMPEDOR DE EMULSIONES	0.5	SI
U820	AGENTE QUELANTE	N.D	NO
U821	AGENTE QUELANTE	N.D	NO
KCI	SAL INORGÁNICA	2	NO
DIESEL	COMBUSTIBLE	100	NO
L066	INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES	M.D	NO

Fuente: SCHLUMBERGER

2.9 PREPARACIÓN DE FLUIDO EN CAMPO

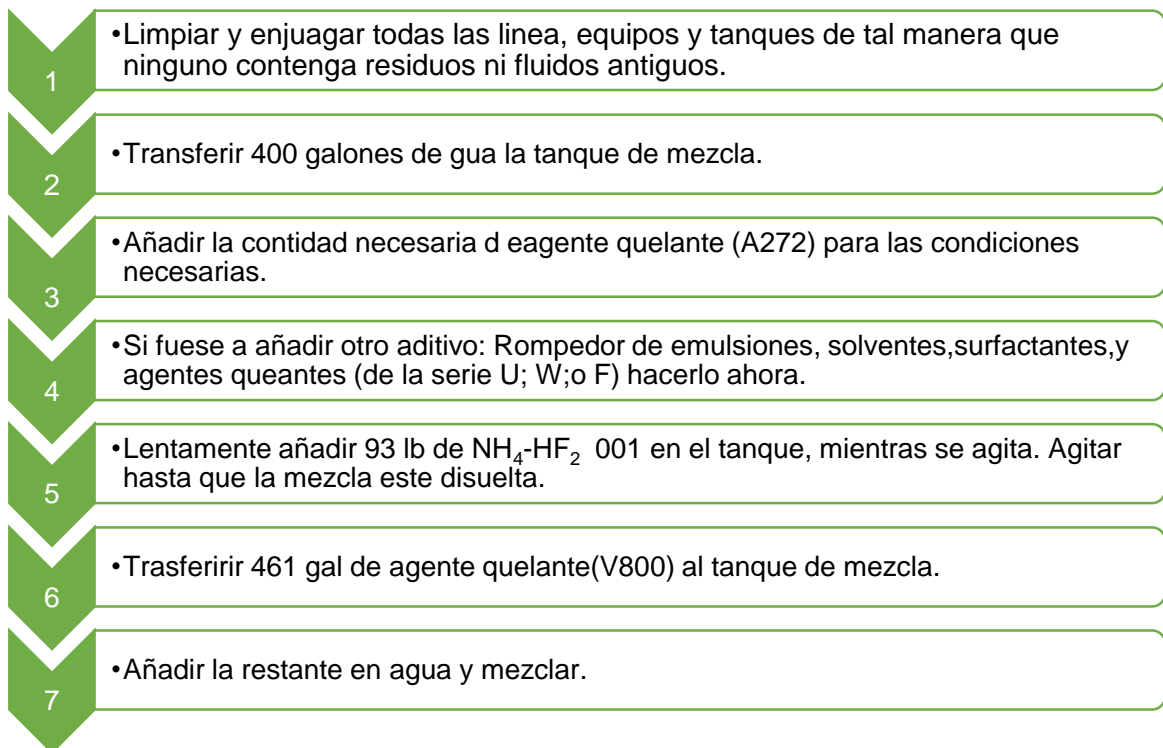
Si los requerimientos son preparar 1000 gal de fluido, las cantidades de químico a usar son detalladas en la Tabla 10.

Tabla 10. Químicos para 1000 gal de Fluido OneStep.

ADITIVO SLB	TIPO	30% V800 + 1% Y001	40% V800 + 1% Y002	50% V800 + 1% Y003
V800	AGENTE QUELANTE	266 gal	362 gal	641 gal
Y001	AGENTE INORGÁNICA NH ₄ -HF ₂	89 Lb	91 Lb	93 Lb
AGUA FRESCA	COMPUESTO	736 gal	642 gal	543 gal

Fuente: SCHLUMBERGER.

Figura 17. Mezcla de Químicos para 1000 gal de Fluido OneStep.



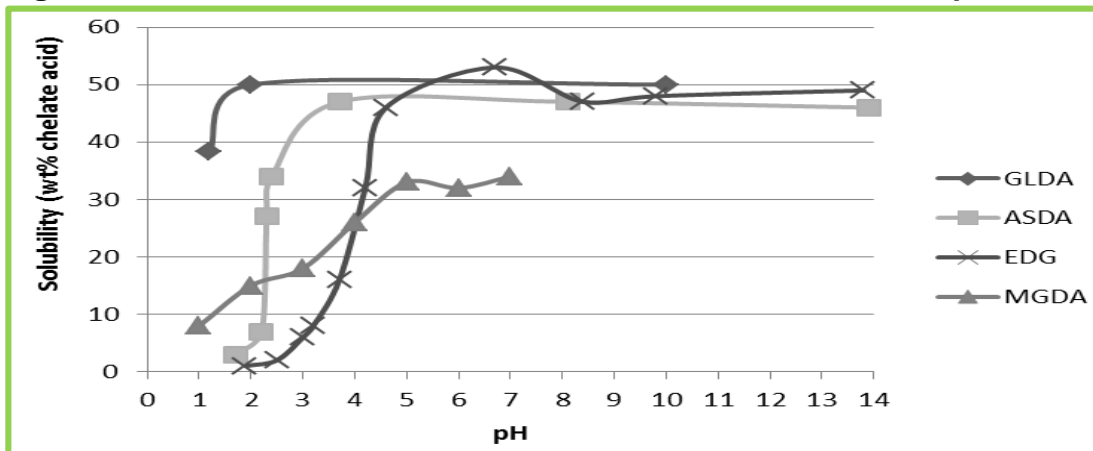
Fuente: SCHLUMBERGER.

2.10 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA COMPROBAR LA EFECTIVIDAD DE LOS TRATAMIENTOS ONESTEP

En esta sección, se muestra las pruebas de laboratorio de 4 agentes Quelantes (glutámico N-N-Diacético, GLDA, ASD, MGDA, EDG, EDTA), donde se observa el aditivo que presenta mejor desempeño para ser implementado como tratamiento OneStep.

2.10.1 Test de solubilidad en función de pH: En la Figura 18, se muestra la solubilidad de los agentes quelantes como una función del pH, expresado como porcentaje en peso del ácido Quelante. En la gama de referencia de pH para la acidificación ($\text{pH} < 4$), GLDA tiene la mayor solubilidad. El orden de solubilidad en un intervalo de $3.4 < \text{pH} < 4$ es $\text{GLDA} > \text{ASDA} > \text{MGDA} > \text{EDG}$, siendo el más soluble GLDA. Todos los agentes quelantes muestran que son lo suficientemente solubles para que coincidan con la concentración óptima. EDG y MGDA no será posible utilizar soluciones de reservas concentradas para el transporte y almacenamiento en el campo.

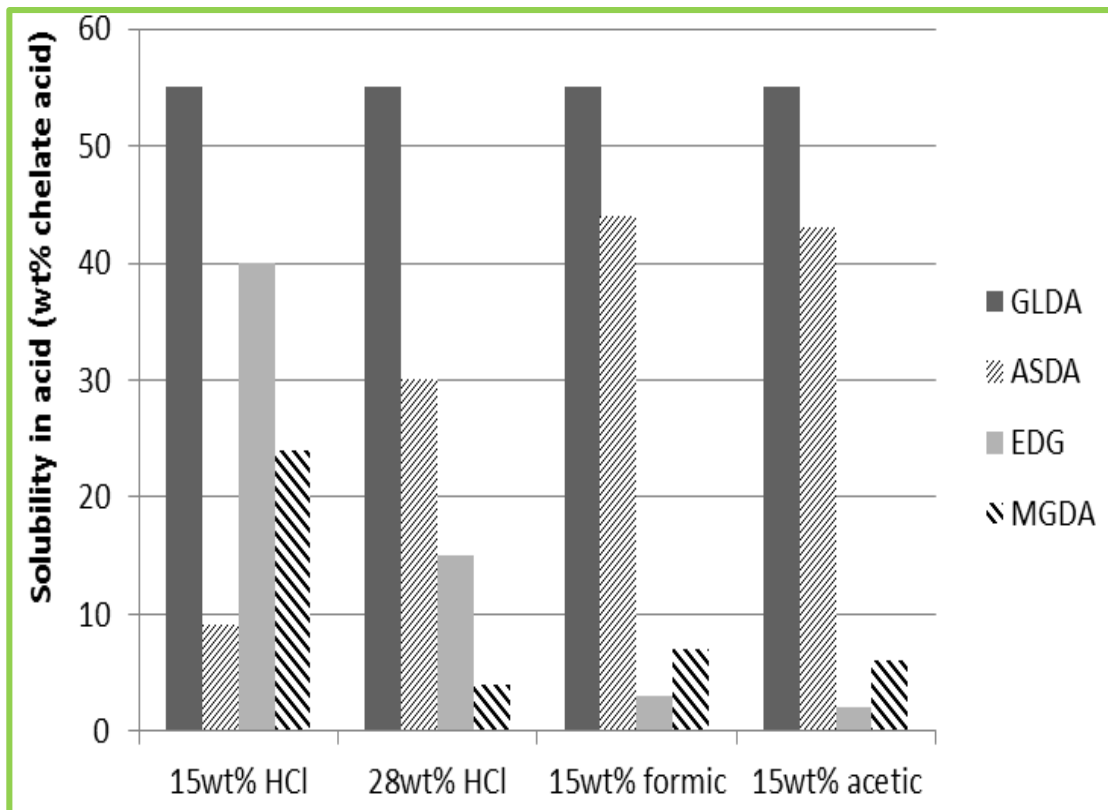
Figura 18. Solubilidad del Producto Dissolvine en Función del pH.



Fuente: Evaluation of Environmentally Friendly Chelating Agents for Applications in the Oil and Gas Industry. SPE 168145.

2.10.2 Test de solubilidad en ácidos: En la Figura 19, se puede observar que el ácido GLDA es muy soluble en todos los ácidos ensayados, los ácidos EDG y MGDA solo son razonablemente solubles en 15% de HCl. En contraste ASDA es muy soluble en los ácidos orgánicos, pero menos que el HCL, especialmente en el 15%.

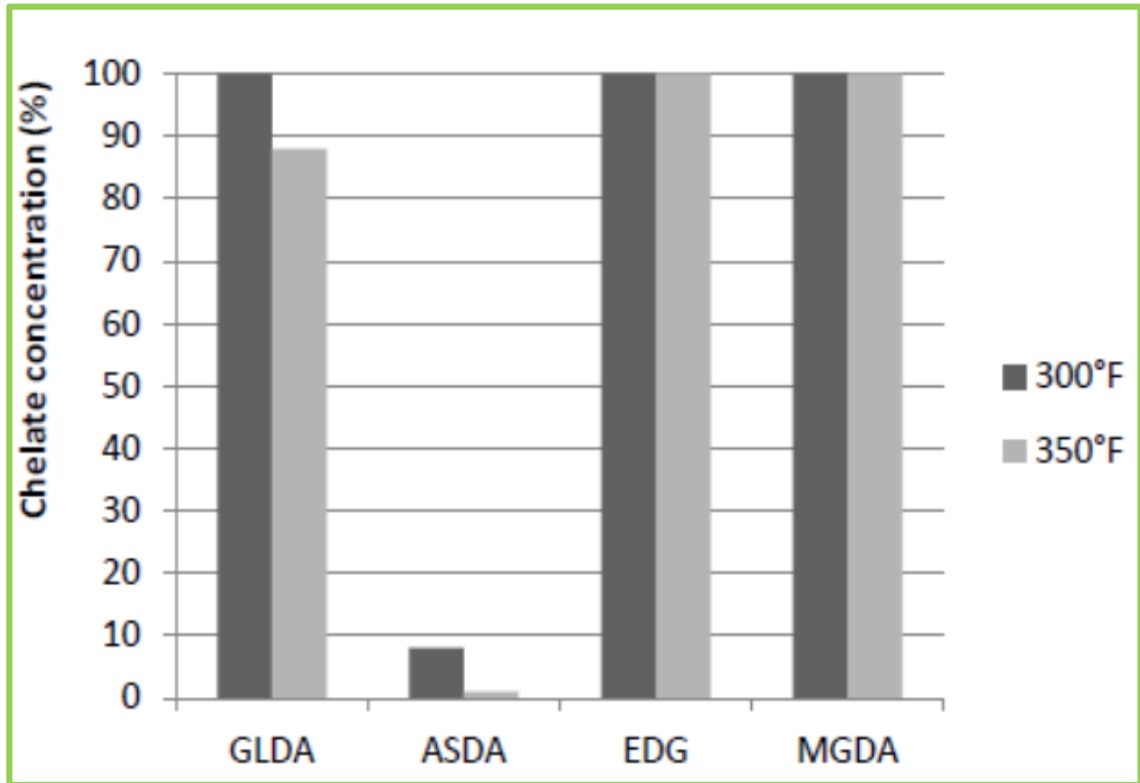
Figura 19. Solubilidad del Producto Dissolvine en Ácidos.



Fuente: Evaluation of Environmentally Friendly Chelating Agents for Applications in the Oil and Gas Industry. SPE 168145.

2.10.3 Test de estabilidad térmica: La Figura 20, muestra que el ASDA resulto ser muy inestable térmicamente, los agentes quelantes EDG y MGDA son totalmente estables tanto a 300 como a 350 °F y el GDLA se degrada un 12% a 350 °

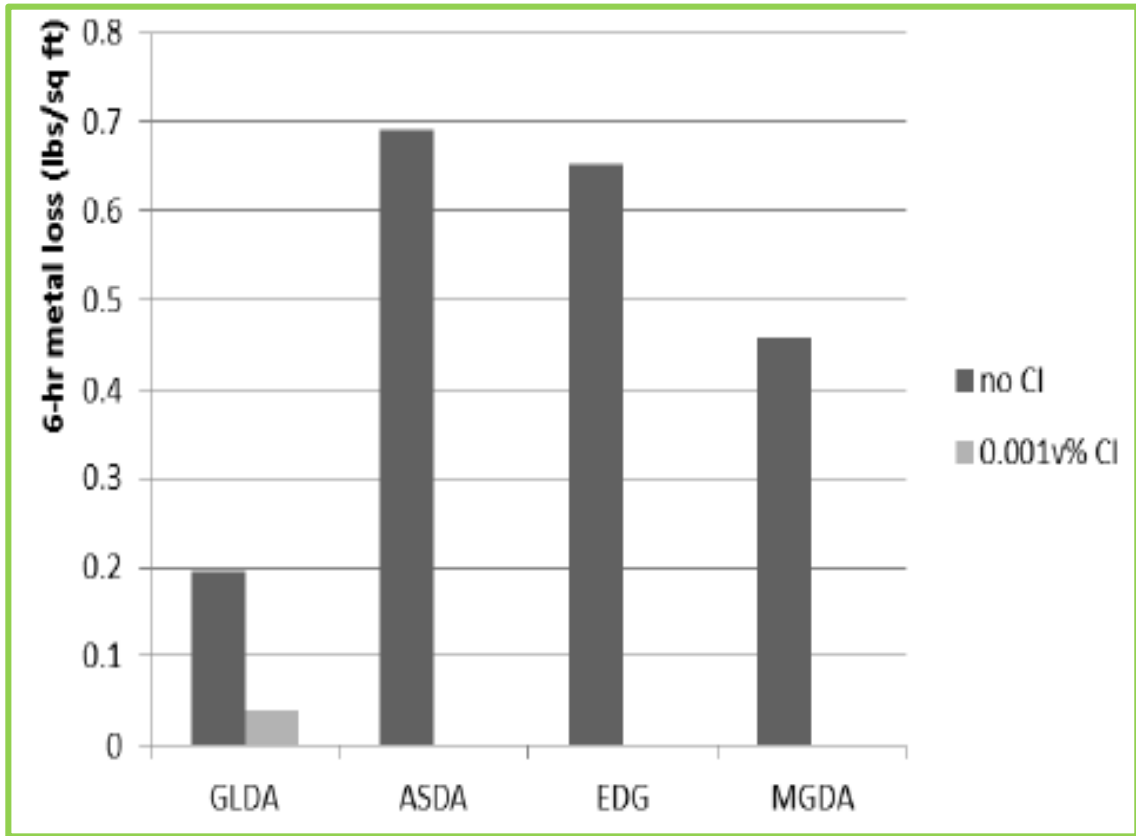
Figura 20. Prueba de Estabilidad Térmica del Producto Dissolvine.



Fuente: Evaluation of Environmentally Friendly Chelating Agents for Applications in the Oil and Gas Industry. SPE 168145.

2.10.4 Test de corrosión de acero bajo carbono (L-80) durante 6 horas a 300 °F y 1000 psi: El criterio de la industria para las tasas de corrosión aceptables para L-80 es 0,05 lbs/ft². La Figura 21, muestra que las tasas de corrosión para todos los agentes Quelantes en acero de bajo carbono (L-80), están sin excepción muy por encima del límite aceptable. Sin embargo, la adición de solo 0.001 v/v% de un inhibidor de la corrosión adecuado, reduce la corrosión del GDLA a una tasa aceptable de 0,0394 lbs/ft².

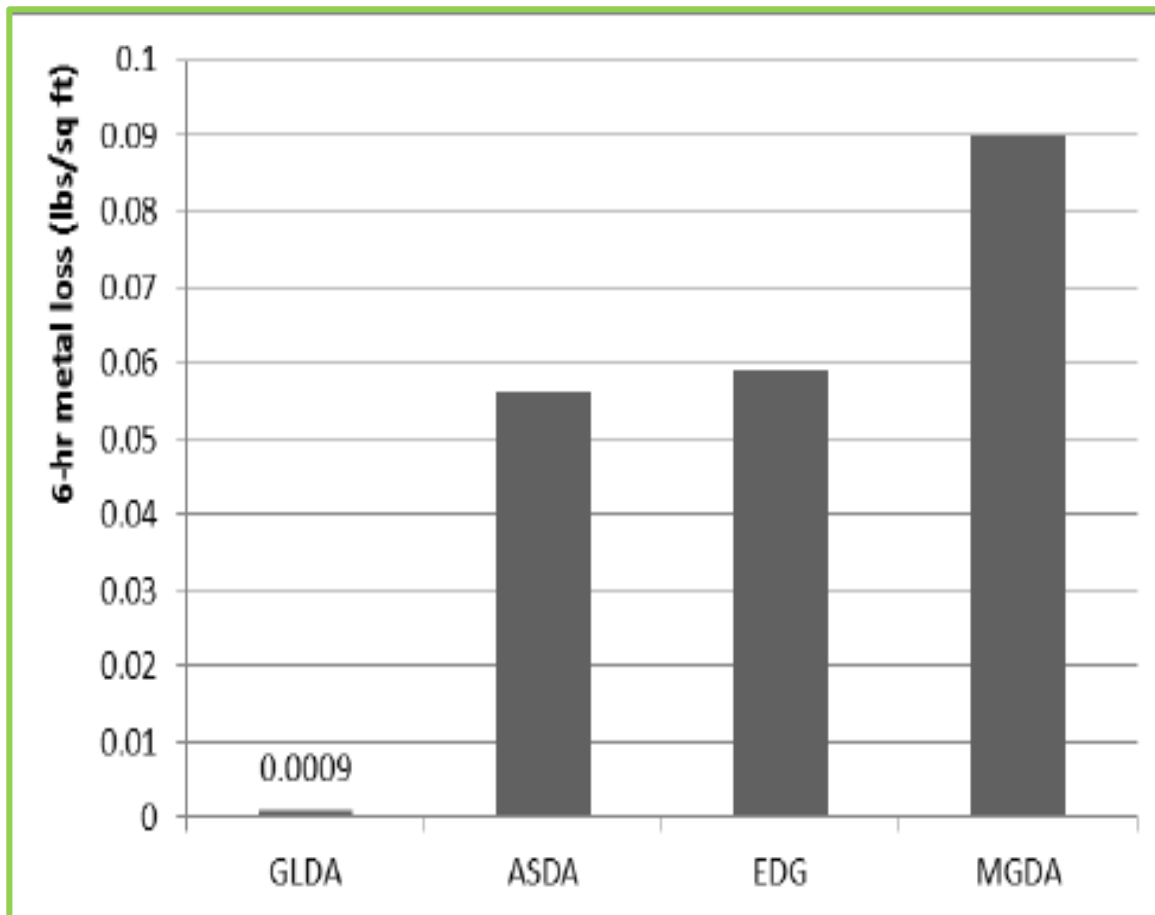
Figura 21. Prueba de Corrosión del Producto Dissolvine en Acero L-80.



Fuente: Evaluation of Environmentally Friendly Chelating Agents for Applications in the Oil and Gas Industry. SPE 168145.

2.10.5 Test de corrosión de aleación de CR al 13% durante 6 horas a 300 °F y 1000 psi: La Figura 22, muestra que la velocidad de corrosión del GLDA está muy por debajo de la velocidad de corrosión aceptable de 0,02 lb/ft². En contraste los agentes Quelantes ASDA, EDG y especialmente el MGDA, muestran las tasas de corrosión por encima de los niveles aceptables.

Figura 22. Prueba de Corrosión del Producto Dissolvine en Relación Cr al 13%.

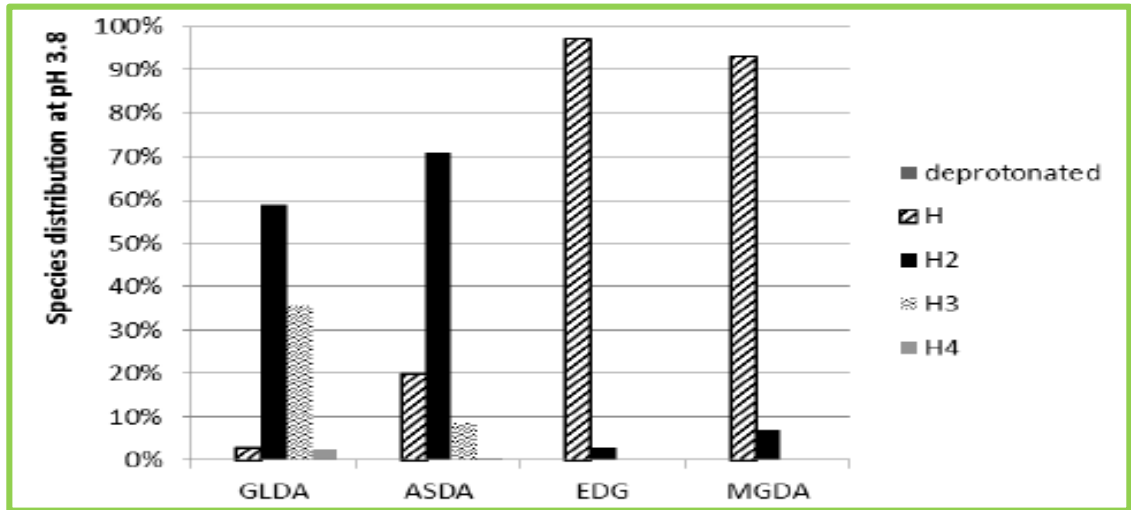


Fuente: Evaluation of Environmentally Friendly Chelating Agents for Applications in the Oil and Gas Industry. SPE 168145.

2.10.6 Test de capacidad de disolución del producto Dissolvine de la calcita:

La Figura 23 muestra que el agente Quelante GLDA tiene más protones ácidos de H2 y H3, lo cual indica mayor capacidad de disolución de la calcita.

Figura 23. Prueba de Capacidad de Disolución sobre Calcita del Dissolvine.



Fuente: Evaluation of Environmentally Friendly Chelating Agents for Applications in the Oil and Gas Industry. SPE 168145.

2.11 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA POZOS Y FORMACIONES CANDIDATOS

Revisando los casos históricos donde se ha implementado la tecnología de forma exitosa, se observa en la figura 26, el diseño de un diagrama de flujo, con criterios de selección de pozos y formaciones candidatos.

2.11.1 Restricciones en la productividad actual: Los criterios de selección para pozos candidatos a implementar sistemas ácidos, también aplicable para mezclas de ácidos-disolventes. Estos incluyen: WIQI (Well Inflow Quality Indicators) <0,5⁵.

⁵ Uchendu Chike, Obadare Awoleke. Solvent/Acid Blend Provides Economic Single Step Matrix Acidizing Success for Fines and Organic Damage Removal in Sandstone Reservoir. SPE 90798. Texas 2004. P3.

2.11.2 Asegurar que el daño sea removible por acidificación: El fluido de acidificación ideal a altas temperaturas removerá el daño cerca a la cara del pozo sin depositación de precipitados en la formación, entonces se eliminará la baja producción que resulta a partir de la migración de finos⁶.

Los mecanismos de daño removibles por acidificación incluyen: Inyección de sólidos, uso de aditivos incompatibles o procedimientos de mezcla inadecuados, re-precipitación de productos de reacción de ácidos, derrumbe de la formación cerca de la cara del pozo, la formación de emulsiones, la formación de Sludge y la migración de finos⁷.

Los tratamientos de acidificación de la matriz en los yacimientos de areniscas apuntan en primer lugar al daño producido por los finos de migración, el hinchamiento de las arcillas, las incrustaciones de carbonatos o hidróxidos, y a las partículas provenientes de las operaciones de perforación y terminación de pozos que producen obstrucciones⁸.

2.11.3 Permeabilidad de la formación: Cuando la permeabilidad es baja (< 10 md), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por Fracturamiento⁹.

⁶ Syed A. Ali, Emee Ermel, Jhon Clarke. Stimulation of High-Temperature Sandstone Formations From West Africa With Chelating Agents-Based Fluids. SPE 9385. 2008. P 2.

⁷ Sandrine Portier, Laurent Andre, Francois-D. Review on Chemical Stimulation Techniques in oil Industry and Applications to Geothermal Systems. Neuchâtel, Suisse 2007. P 14-15.

⁸ Ricky J Armentor, Mike Bowman, Bob Holicek. Recuperación del Control de la Producción de Arena. Oilfield Review, verano 2004. P 63.

⁹ M.I. Carlos Islas Silva. Manual de estimulación matricial de Pozos Petroleros. Mexico 1991. P 5.

2.11.4 Criterio de selección por temperatura: La acidificación con HCl y HF es efectiva habitualmente a temperaturas de yacimiento inferiores a 200 °F y el empleo de la tecnología OneStep puede extender este rango de temperatura aproximadamente a 400 °F¹⁰.

A pesar de la dificultad asociada con los tratamientos de acidificación en condiciones extremas (T>400 °F), se ha reportado algunos casos de éxito. Por ejemplo, en un pozo en América del Sur perforado en areniscas fue tratado con ácido acético y HF duplicando la producción de petróleo. Las claves de éxito en esta operación incluyeron ácido acético suave asociado con HF y un estabilizador de ácido fosfórico para mantener los productos de la reacción en solución¹¹.

Aplicación de OneStep: para el rango de temperaturas entre 200 y 375 °F¹².

2.11.5 Criterio de selección por mineralogía: La nueva tecnología OneStep puede ser desplegada en formaciones que contienen alto contenido de arcilla y carbonatos, así como también en formaciones con capa de hierro y zeolita¹³.

La tecnología OneStep se implementó exitosamente en tres pozos inyectores en el campo ALGYO (Hungría) cuya mineralogía presenta contenido de arcilla y calcita mayor al 5%¹⁴.

¹⁰ SCHLUMBERGER. Simplified Sandstone Stimulation System. SCHLUMBERGER.

¹¹ Salah Al-Harly, Oscar A. Bustos, Michael Fuller. Opciones para la Estimulación de Pozos de Alta Temperatura. Oilfield Review, primavera 2009. P 63.

¹² SCHLUMBERGER. ONESTEP. SCHLUMBERGER.

¹³ Martin Urraca, Ferenc Udvari. Novel Chelating Technology Application on Complex and Heterogeneous Injector Wells in the Algyo Field-Hungary. SPE 120468, Netherlands 2009. P 1.

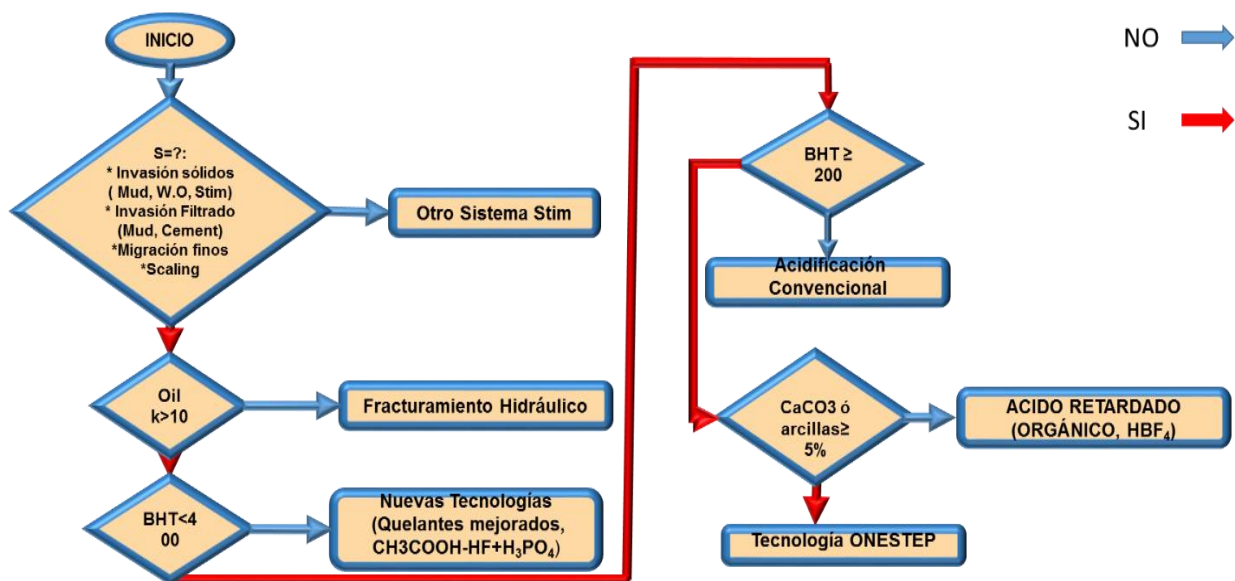
¹⁴ Martin Urraca, Ferenc Udvari. Novel Chelating Technology Application on Complex and Heterogeneous Injector Wells in the Algyo Field-Hungary. SPE 120468, Netherlands 2009. P 4.

Aplicación de la tecnología OneStep: contenido de arcilla y calcita debe ser mayor al 5%¹⁵.

La tecnología OneStep fue implementada exitosamente en más de 40 casos históricos a nivel mundial, con un contenido de arcillas o carbonatos mayor o igual al 5%.

2.11.6 Diagrama de flujo para la selección de pozos y formaciones candidatos a estimulación matricial con OneStep: Debido al estudio teórico y a la aplicación mundial de esta tecnología, se determinó un diagrama de flujo para facilitar la selección de pozos y formaciones que cumplan con los requisitos para una estimulación matricial con OneStep, en el área de estudio de este proyecto.

Figura 24. Diagrama de Flujo para Seleccionar Pozos y Formaciones Candidatos.



¹⁵ SCHLUMBERGER. ONE STEP. SCHLUMBERGER.

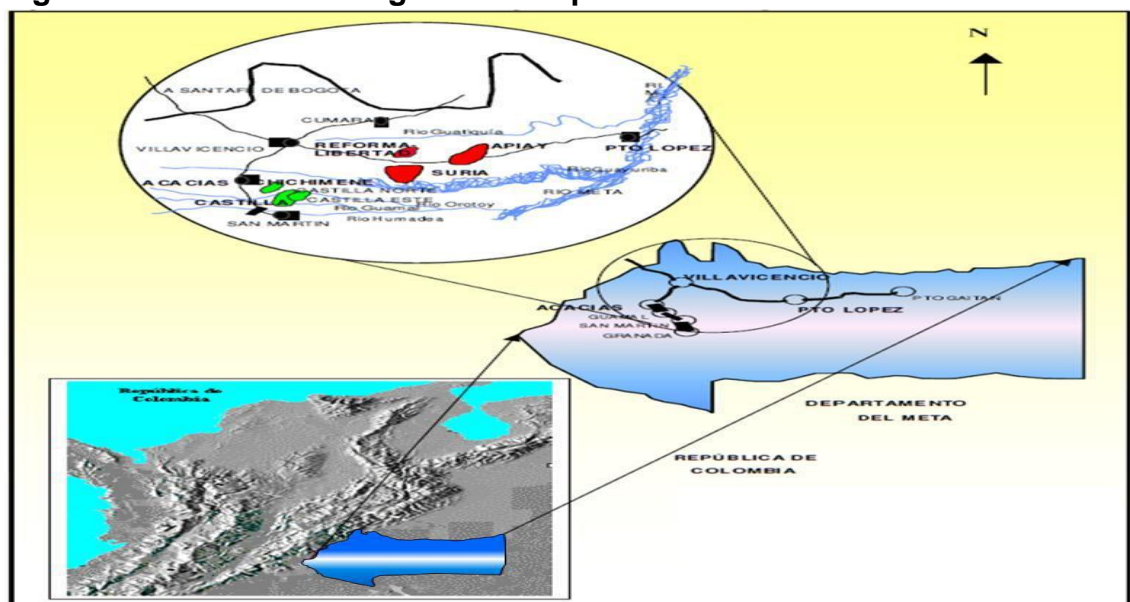
2.12 ÁREA DE ESTUDIO PARA LA IMPLMENTACIÓN DEL SISTEMA ONESTEP

Para llevar a cabo la implementación de la tecnología OneStep se seleccionó como área de estudio el campo APIAY-SURIA, localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, en el cual se presentan yacimientos cuyo principal mecanismo de daño en la formación, es la migración por finos, en las formaciones productoras X y Y.

APIAY se localiza en el sector suroccidental de la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta, 32 Km al Sur-Este de la ciudad de Villavicencio. Está limitado por el piedemonte Llanero y el sistema de fallas UPIA-GUICARAMO al Oeste;

El Paleo alto de Cumaral al Norte, y la serranía de la Macarena al Sur, definiendo un área aproximada de 30000 Km². Pertenece a la sub-cuenca de los campos petroleros de Apiay-Suria, y Libertad-Reforma.

Figura 25. Ubicación Geográfica Campo SURIA-APIAY.

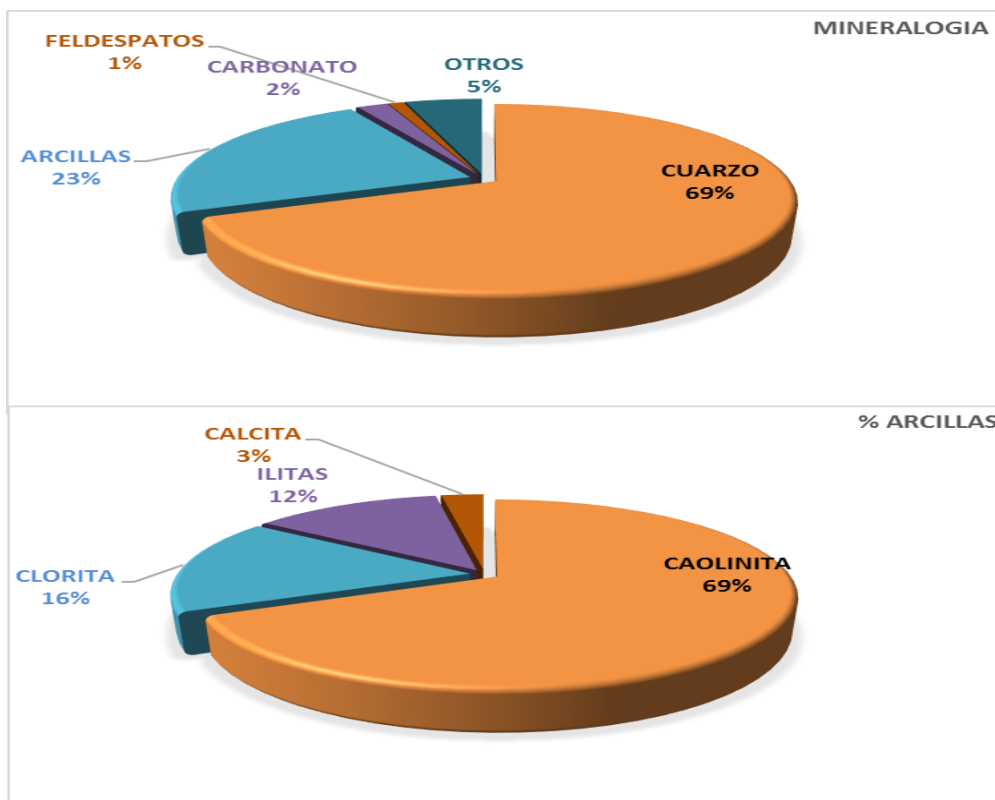


Fuente: ECOPETROL S.A.

2.12.1 Sección estratigráfica del área Suria-APIay: La sección estratigráfica del área Suria-APIay se encuentra formada por rocas sedimentarias cuyas edades varían desde el Paleozoico hasta el Cuaternario. El espesor total de la columna litológica alcanza los 18.000 ft. Las rocas sedimentarias de edad Cretácea y Terciaria son los principales yacimientos en el área. Las formaciones productoras son: formación productora X con gravedades que oscilan entre 9 y 16 °API y la formación productora Y, 23 a 32 °API.

2.12.2 Mineralogía de la formación productora X: En la Figura 26, se detalla la mineralogía de la formación X y el porcentaje de arcillas presentes.

Figura 26. Mineralogía y % de Arcillas Pozo U. Formación X.



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

2.12.2.1 Análisis de problemas asociados en la implementación de acidificación convencional (Mud-Acid) en la formación productora X: La temperatura promedio de la formación es de 208.8 °F, por lo cual el HF se consume rápidamente, por lo tanto, hay una poca penetración en la matriz.

El HF al contacto con la Illita puede causar problemas de migración de finos y la precipitación de fluosilicatos cuando entra en contacto con el ácido HF gastado.

El HF al entrar en contacto con los carbonatos, consume el HCl y pueden causar precipitación de Fluosilicatos y Aluminio.

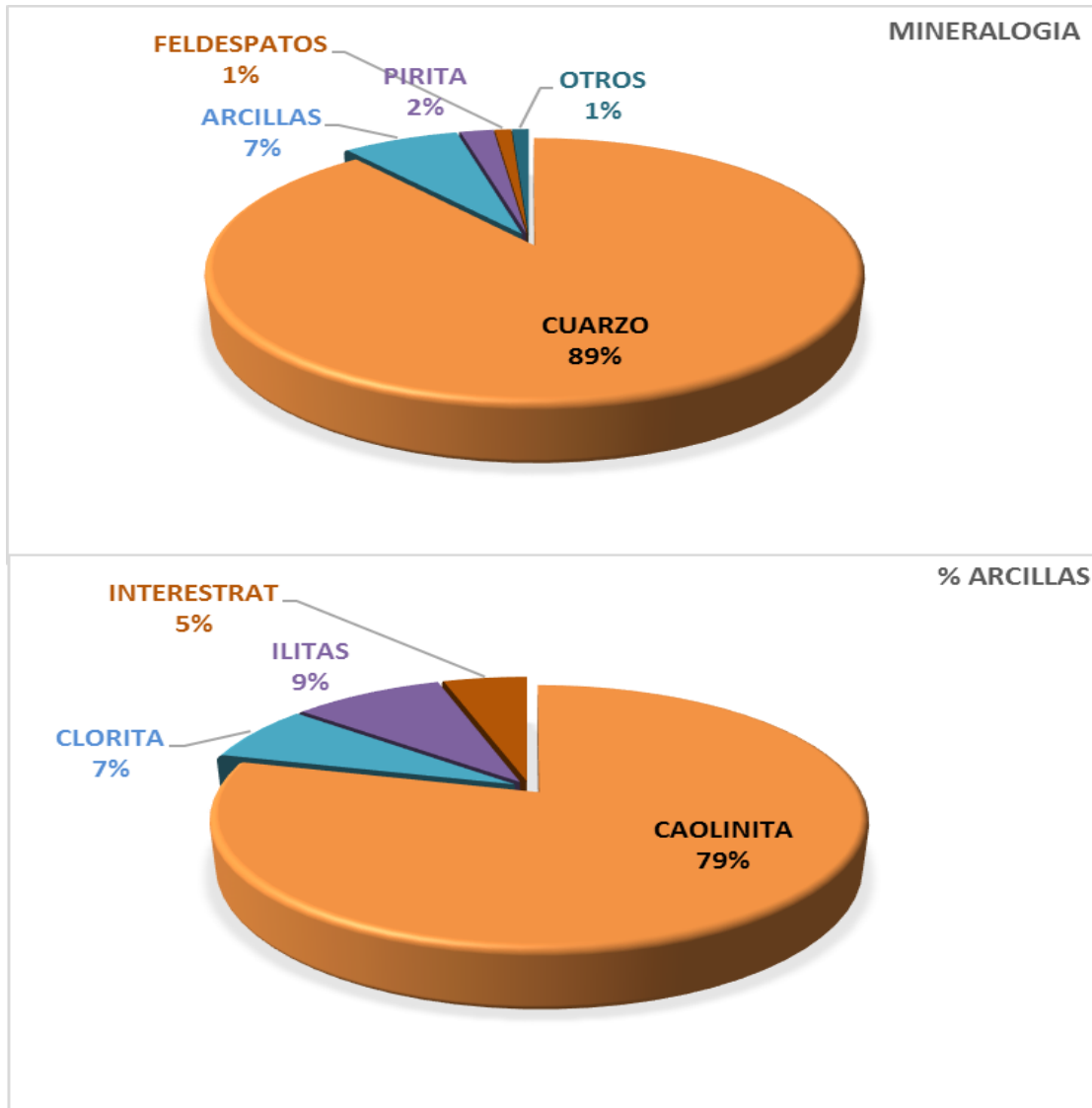
La Clorita y la Illita a una temperatura de 211 °F son inestables al HCl, estas se descomponen rápidamente y se consumen.

La Clorita y la Zeolita son inestables en HCl a cualquier temperatura, la descomposición origina un gran consumo de HCl y forma una obstrucción en la formación de Silica gel.

El HCl disponible, liberando aluminio, hierro y magnesio, y cualquier catión en solución. Cuando se liberan los cationes, las porciones de silicón del mineral forman cantidades masivas de gel sílice, que causan obstrucción.

2.12.3 Mineralogía de la formación Y: En la Figura 27, se detalla la mineralogía de la formación Y, con el porcentaje de arcillas.

Figura 27. Mineralogía y % de Arcillas de la Formación Y.



Fuente: ECOPETROL S.A.

2.12.3.1 Análisis de problemas asociados en la implantación de acidificación convencional en la formación Y: La temperatura promedio de la formación es de 246.9 °F, por lo cual el HF se consume rápidamente, por lo tanto, hay una poca penetración en la matriz.

La arcilla al entrar en contacto con el HF intercambia iones, se hincha en agua fresca y frecuentemente contiene Potasio, el cual puede causar precipitación de Fluosilicatos del ácido HF gastado.

Los Feldspatos al entrar en contacto con el HF producen precipitación de Fluosilicatos de Sodio y Potasio.

La Esméctica intercambia iones y se hincha en agua fresca.

La Illita al entrar en contacto con el ácido gastado, puede causar problemas de migración de finos, intercambia iones y contiene Potasio, el cual puede causar precipitación del Fluosilicatos.

La Clorita al entrar en contacto con HF intercambia iones y es inestable en HCl.

3. DISEÑO Y EVALUACIÓN DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL ONESTEP PARA EL POZO CANDIDATO

Para seleccionar los pozos candidatos, se estudió el comportamiento de la producción y la situación actual de los posibles pozos a ser estimulados en el campo Apiay-Suria.

Primero que todo se descartaron aquellos pozos que tenían una baja productividad debido a problemas mecánicos del sistema de levantamiento, fallas en a BES o por cualquier otro tipo de daño mecánico que no podía ser solucionado por estimulación OneStep. Además, se descartaron pozos que tenían una buena productividad o que ya habían sido estimulados recientemente.

Para seleccionar las formaciones a ser estimuladas, se descartaron aquellas que no cumplían con los parámetros de mineralogía, tipo de daño, y temperatura. Estos parámetros fueron descritos en el capítulo anterior.

Finalmente, del grupo de pozos y formaciones estudiadas, se escogió un pozo piloto (Pozo U), que esta completado en dos formaciones productoras (Formación X y Formación Y), las cuales cumplen con los parámetros de selección para ser estimuladas con fluido OneStep. (Ver Tabla 11)

Tabla 11. Selección de Pozos Candidatos.

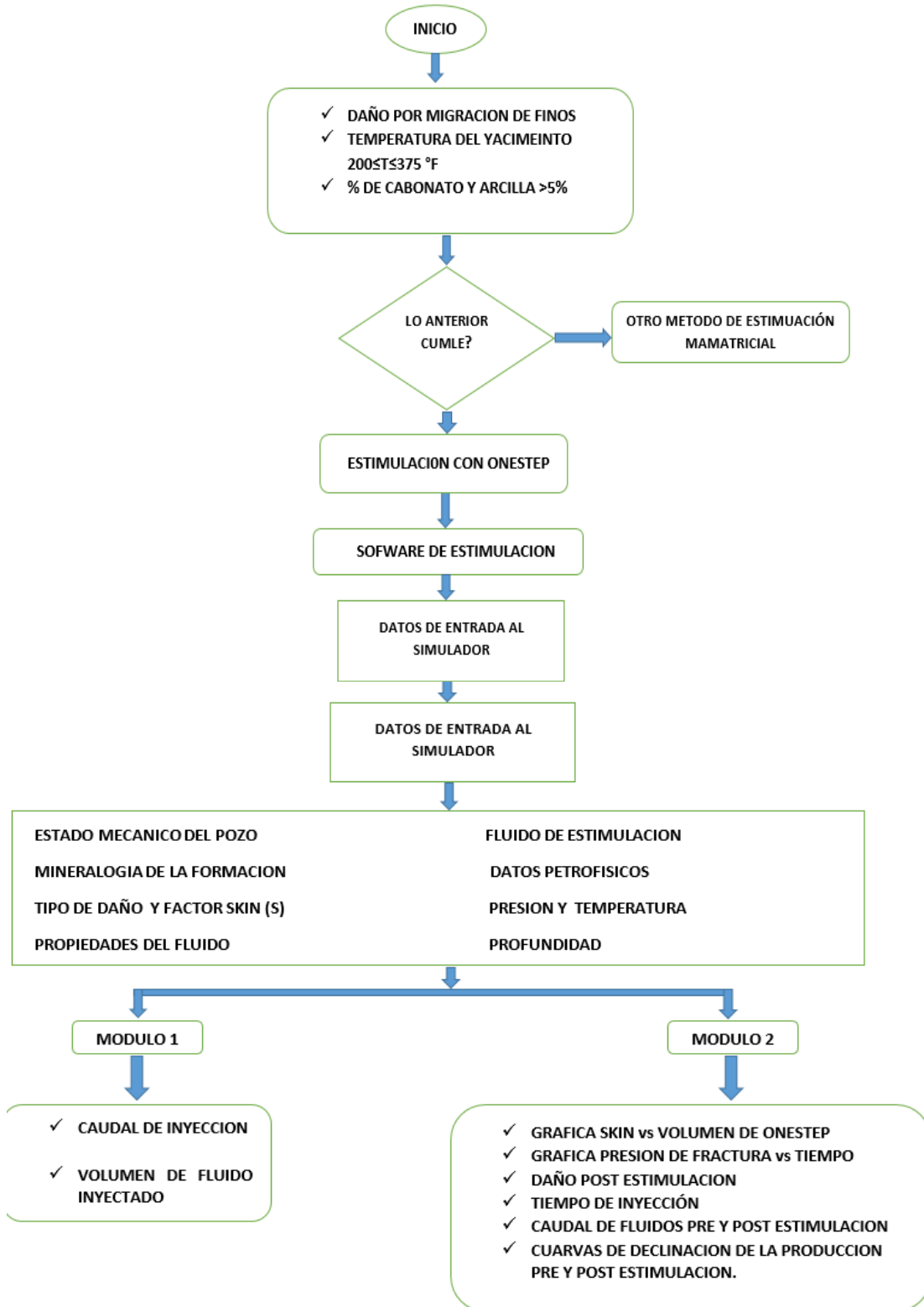
POZO	DAÑO MECÁNICO	TIPO DE DAÑO REMOVIBLE POR ONESTEP	%ARCILLAS Y CABORNATOS > 5%	RANGO TEMPERATURA 200<T<375 °F
POZO A	DAÑOS EN LA TUBERÍA	SI	SI	NO
POZO B	FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	SI	NO	NO
POZO C	NINGUNO	NO	SI	NO
POZO D	FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	NO	SI	SI
POZO E	NINGUNO	NO	SI	NO
POZO F	DAÑOS EN LA TUBERÍA	NO	SI	SI
POZO G	DAÑOS EN LA TUBEIA	NO	SI	SI
POZO H	NINGUNO	NO	SI	SI
POZO I	NINGUNO	NO	SI	SI
POZO J	NINGUNO	SI	NO	NO
POZO K	NINGUNO	SI	NO	SI

POZO	DAÑO MECÁNICO	TIPO DE DAÑO REMOVIBLE POR ONESTEP	%ARCILLAS Y CABORNATOS > 5%	RANGO TEMPERATURA 200<T<375 °F
POZO W	COLAPSO DE TUBERÍA	NO	SI	NO
POZO T	NINGUNO	NO	NO	NO
POZO Z	NINGUNO	NO	NO	NO
POZO U	NINGUNO	SI	SI	SI
POZO P	NINGUNO	SI	NO	NO
POZO M	NINGUNO	NO	SI	SI
POZO X	FALLAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	SI	NO	SI
POZO C	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO NO ADECUADO	SI	SI	SI
POZO L	NINGUNO	NO	SI	SI

3.1 DISEÑO DE ACIDIFICACIÓN CON ONESTEP

El diseño de acidificación OneStep se realiza mediante un simulador numérico especializado en acidificación matricial en areniscas y carbonatos. Este simulador permite hacer un modelamiento rápido y efectivo de todas las reacciones químicas posibles que se puedan dar durante el proceso de penetración con fluido OneStep en la formación. En la Figura 28 se muestra la metodología y pasos a seguir para el diseño del fluido OneStep. En las figuras de los anexos se muestra el ingreso de datos al simulador matricial

Figura 28. Diseño de Acidificación con OneStep.



3.2 POZO U. FORMACIÓN X

En la Figura 30, se ilustra el historial de producción para el pozo U, evidenciando la baja productividad causada por la migración de finos en las 2 formaciones.

3.2.1 Diagrama mecánico del pozo U: En la Figura 29, se muestra el estado mecánico del pozo U, con una profundidad media en las perforaciones de 10261 ft para la formación X, y 10552 ft para la formación Y.

Figura 29. Estado Mecánico Pozo U.

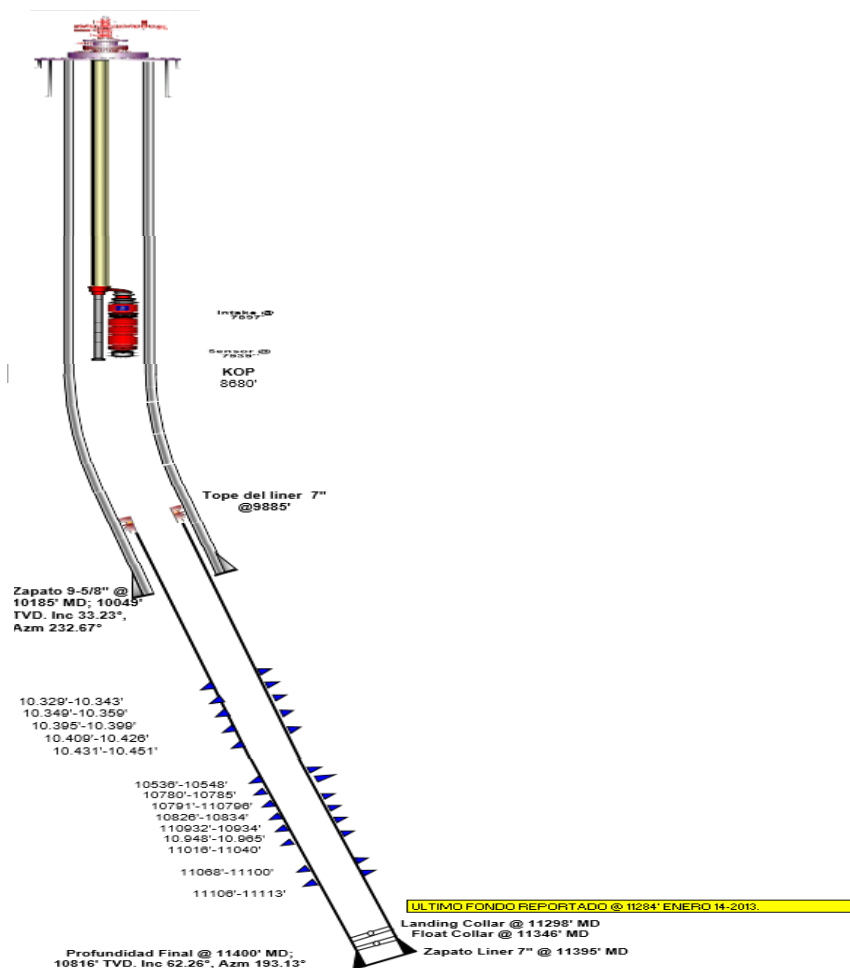
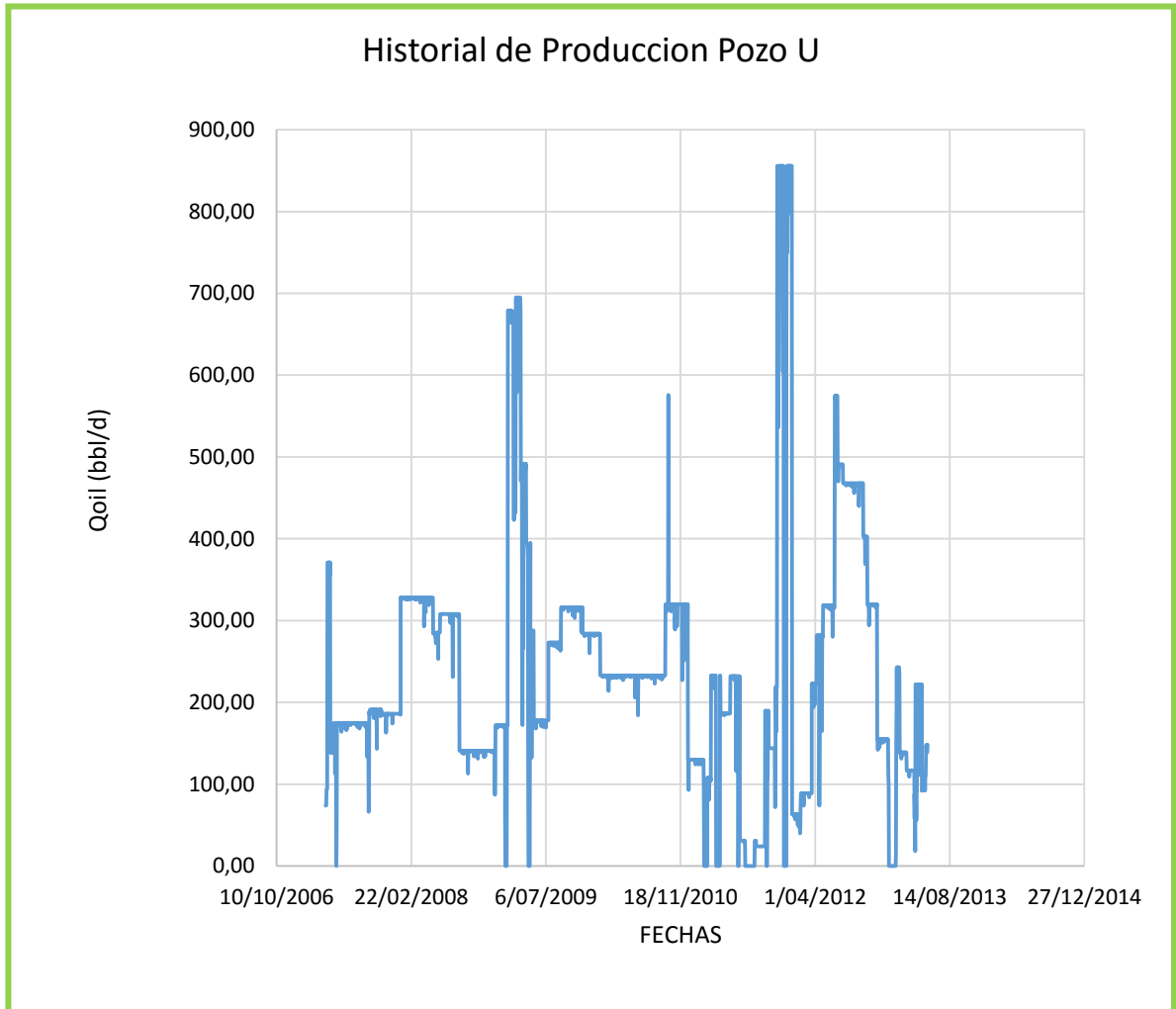


Figura 30. Historial de Producción Pozo U.



Fuente: ECOPETROL S.A.

3.2.3 Datos de la formación productora X: En la Tabla 12, se detallan los datos de las propiedades del fluido, de la roca y el factor SKIN (s).

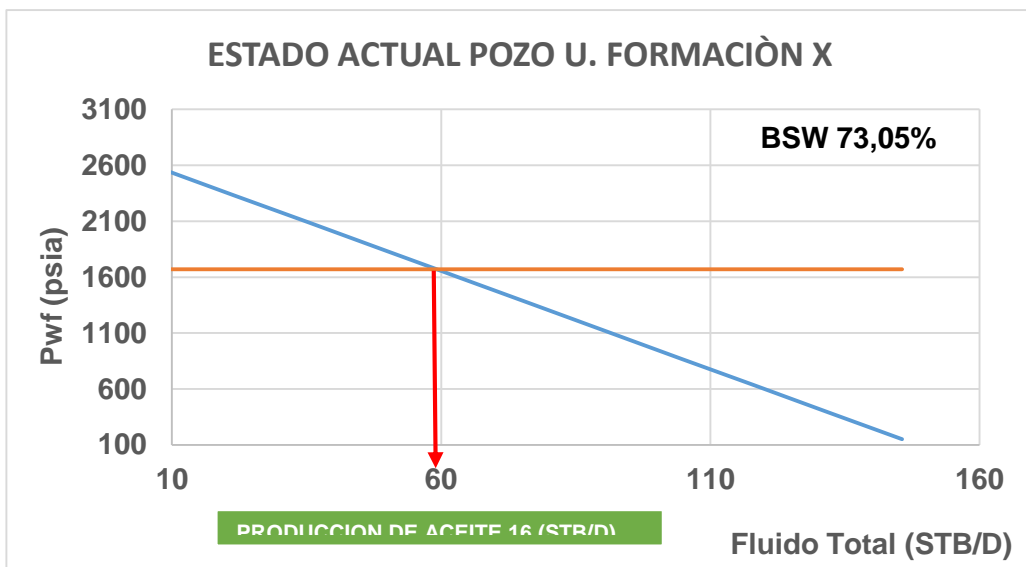
Tabla 12. Datos de la Formación Productora X.

Formación X		
GOR	76	SCF/STB
API	12	°API
u	0.33	cP
k	52.620	md
s	32	
Espesor	51	ft
Pb	550	psi
Presión Formación	2711	psi
Temp. Formación	208.8	°F
Radio Estimulación	4	Ft

Fuente: ECOPELROL. S.A.

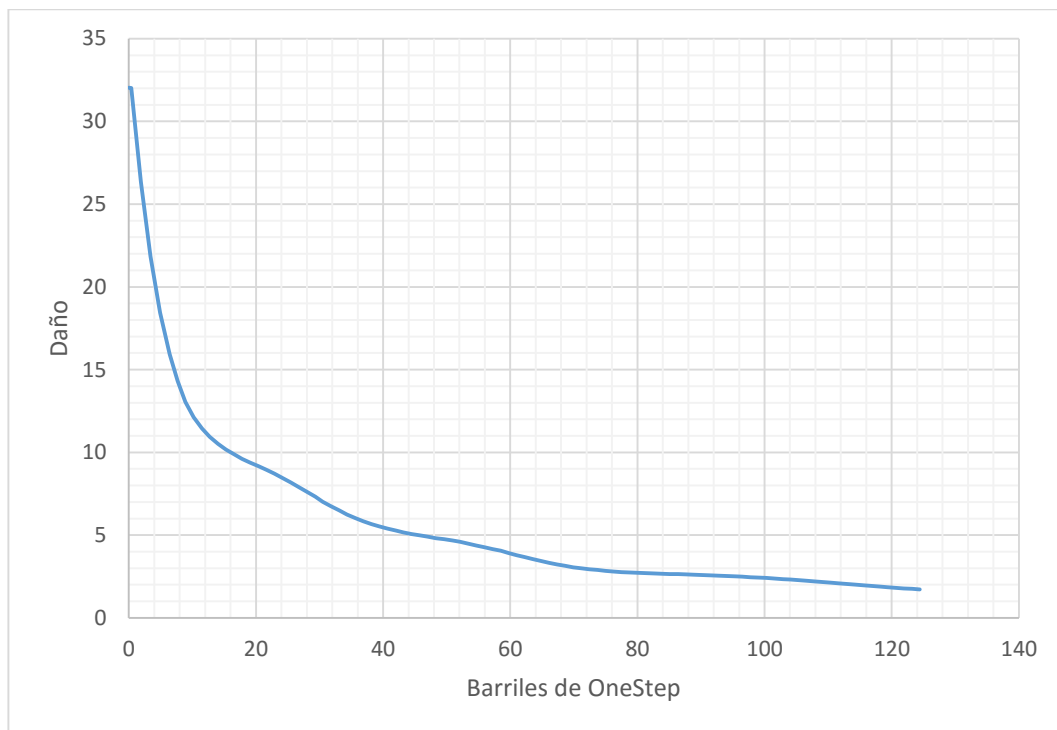
3.2.4 Estado actual de producción del pozo U. Formación X: En la Figura 31, muestra el análisis nodal para la formación productora X, evidenciando un caudal actual de 16 STB/D, con una presión en el punto medio de perforaciones (P_{wf}) de 1669.57 PSIA.

Figura 31. Producción actual acumulada del pozo U. Formación X.



3.2.4.1 Dosificación de OneStep: En la Figura 32, se muestra la cantidad de barriles de OneStep necesarios para disminuir el daño en la formación X.

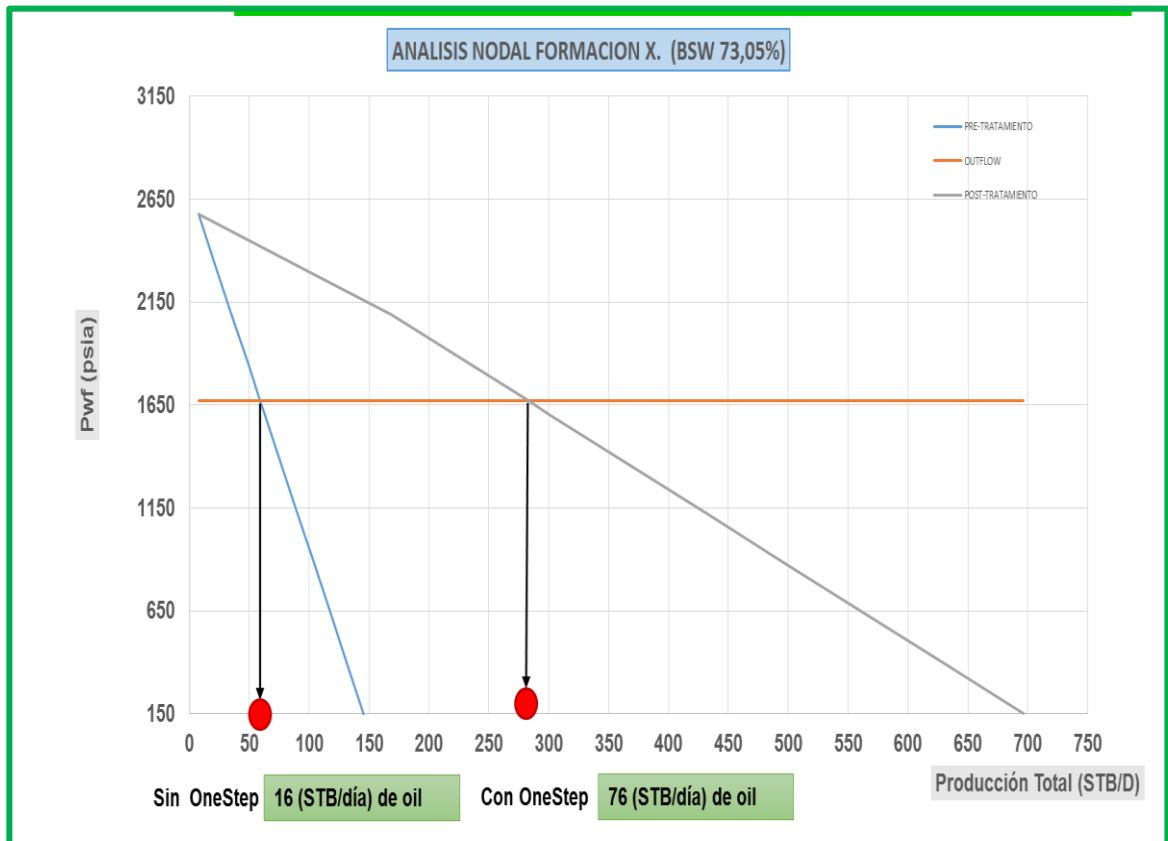
Figura 32. Volumen Necesario de OneStep para Remover el Daño.



El software numérico de estimulación matricial, permite ingresar datos de pozo y yacimiento, para así simular su comportamiento. Además, cuenta con distintos módulos de diseño para estimulaciones matriciales. Módulo 1, este módulo genera una célula tentativa para cumplir con los objetivos (daño, penetración) y una célula de bombeo. Módulo 2 (colocación de ácido), este módulo usa un simulador numérico en 2D para modelar la remoción del daño, SKIN y perfil de flujo. Módulo de predicción de la producción, este módulo predice la producción antes y después de la estimulación matricial con OneStep.

3.2.4.2 Estado pos-estimulación de la formación X. Pozo U: En la Figura 33, se muestra el análisis nodal pre y post-estimulación.

Figura 33. Análisis Nodal Post-Estimulación.



3.2.4.3 Datos operacionales de inyección del fluido OneStep: En la Tabla 13, se detalla los datos operacionales que se deben tener en cuenta para la inyección del fluido OneStep en la formación productora X.

Tabla 13. Datos Operacionales Formación X.

DATOS		
Volumen de Fluido Inyectado	124,4	bbl
Caudal de Inyección	0,55	bbl/min
Presión Máxima de Inyección	5000	Psi
Caudal Máximo de la Bomba	2	bbl/min
Tiempo de Inyección	224	Min
Radio Penetración	4	ft

3.2.4.3 Conclusiones pozo U. Formación X: El pozo se encuentra severamente dañado, con un $s=32$, debido al daño causado por migración de finos que presenta esta formación. Este tipo de daño se soluciona de manera efectiva con fluido OneStep.

Luego de realizar la simulación de inyección con fluido OneStep, se puede observar que el daño en la formación se reduce a $s=1$, inyectando 124,4 bbl de OneStep, con un radio de penetración de 4 ft.

Debido a la reducción del daño, hay un incremental de producción de 16STB/d a 76STB/d.

Después de la estimulación, se recomienda realizar un trabajo de control de agua para reducir la producción de esta.

Se asumió que el BSW antes de la estimulación y después de la estimulación es el mismo 73%.

La formación X aporta el 10% de la producción total del pozo U.

3.3 POZO U. FORMACIÓN Y

En la Tabla 14, se detallan los datos de las propiedades de los fluidos, de la roca y el factor SKIN (s) para la formación Y.

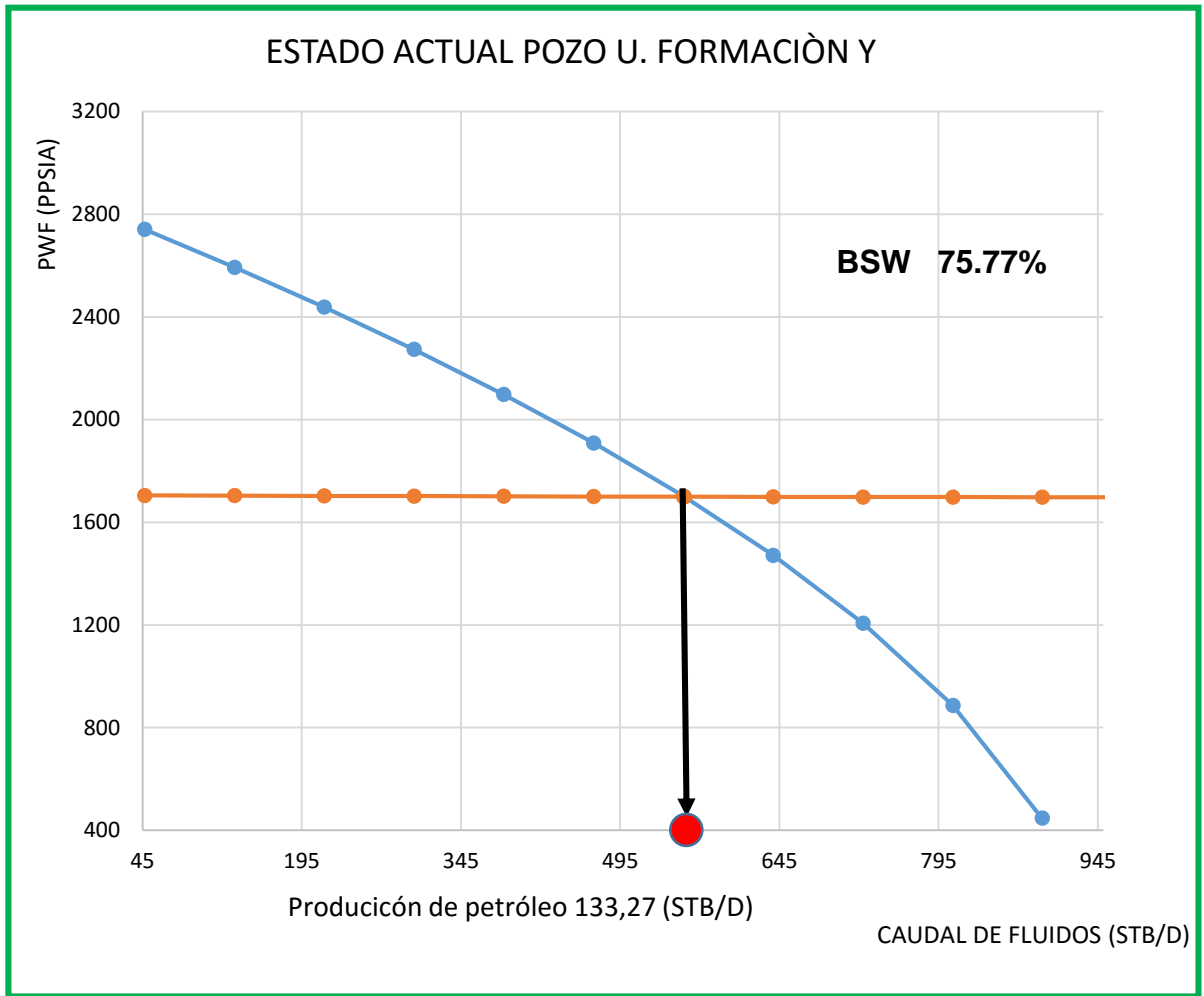
Tabla 14. Propiedades de la Formación Y.

FORMACIÓN Y		
API	12	°API
K	17.92	md
s	13	
Espesor	90	ft
Pb	2340	psi
Presión Formación	2819	psi
Temp. Formación	246.9	°F
Radio Estimulación	3	ft

Fuente: ECOPELROL S.A.

3.3.1 Estado actual del pozo U. Formación Y: En la Figura 34, muestra el análisis nodal para la formación productora Y, evidenciando un caudal actual de 133,27 STB/D, con una presión en el punto medio de perforaciones (Pwf) de 1700.57 PSIA.

Figura 34. Análisis Nodal Pre-Estimulación de la Formación Y.



3.3.2 Dosificación OneStep y estado pos-estimulación: En la Figura 35, muestra el volumen necesario de fluido OneStep para reducir el factor SKIN de 25 a 0, lo cual se necesitarían 223.4 bbl. En la Figura 36, muestra que el caudal de petróleo aumento de 133.27 STB/d a 375.33 STB/d, debido a la reducción el daño efectuado por OneStep.

Figura 35. Volumen Necesario de OneStep para Remover el Daño.

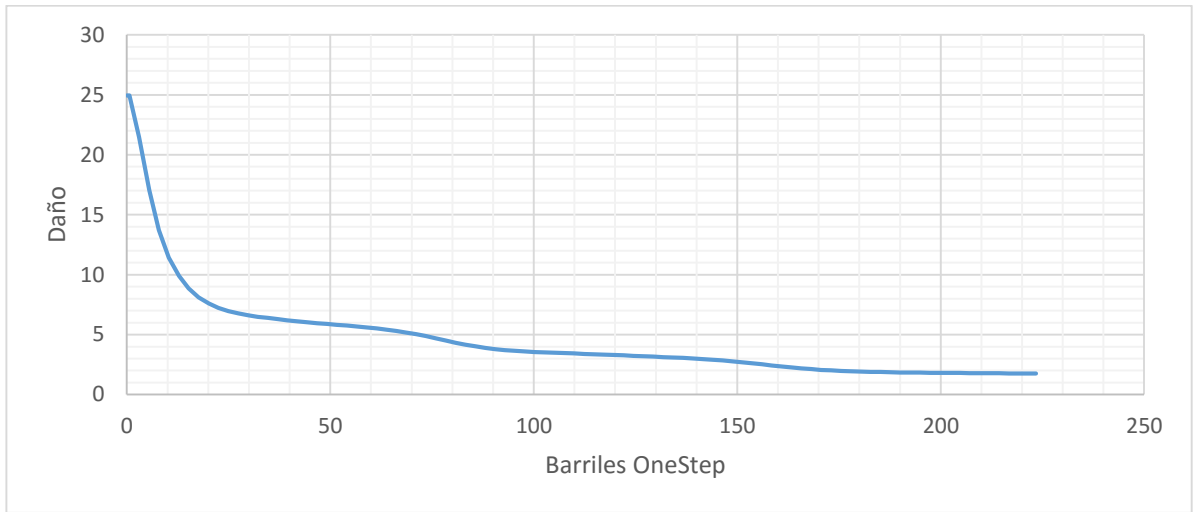
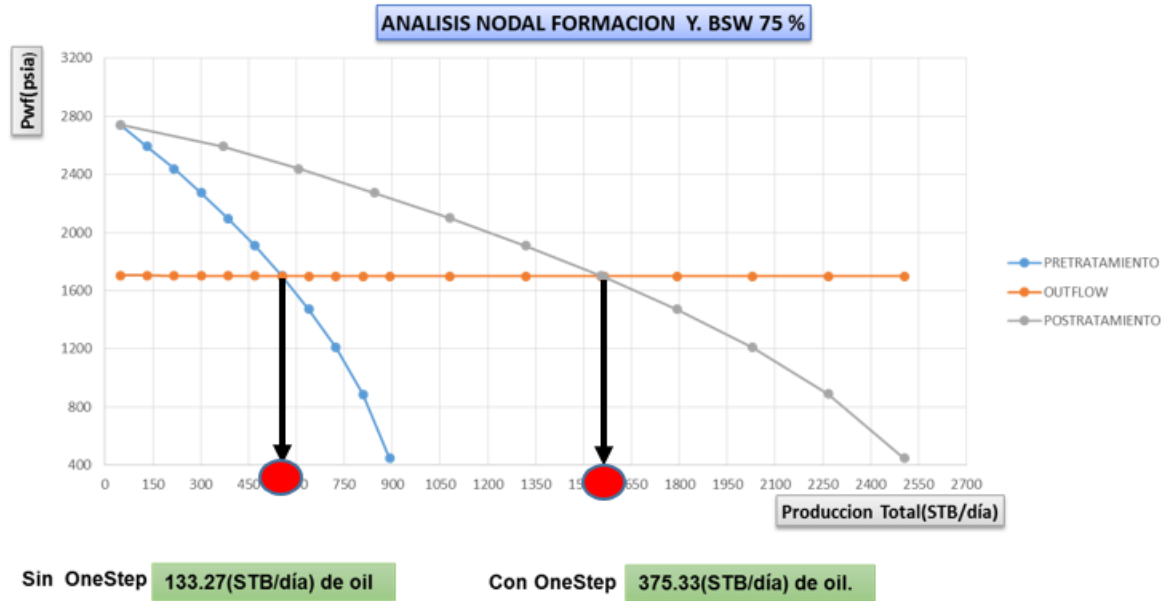


Figura 36. Estado Post-Estimulación de la Formación Y.



3.3.3 Datos operacionales de inyección de fluido OneStep: En la Tabla 15, se detalla los datos operacionales que se deben tener en cuenta para la inyección del fluido OneStep en la formación productora X

Tabla 15. Datos Operacionales de la Formación Y.

DATOS		
VOLUMEN DE FLUIDO INYECTADO	223,4	BBL
CAUDAL DE INYECCIÓN	1	BBL/MIN
PRESIÓN MÁXIMA DE INYECCIÓN	5000	PSI
CAUDAL MÁXIMO DE LA BOMBA	2	BBL/MIN
TIEMPO DE INYECCIÓN	223	MIN
RADIO PENETRACIÓN	3	FT

3.3.4 Conclusiones del pozo U. Formación Y: Actualmente la formación Y, cuenta con un $s=25$, producto del daño producido por la migración de finos. Este tipo de daño es solucionado efectivamente por la estimulación matricial con OneStep.

Luego de realizar la simulación de inyección de fluido OneStep, el daño de formación se reduce a $s=0$, inyectando 223.4 bbl de OneStep, con un radio de penetración de 3 ft.

Debido a la reducción del daño, hay un incremento de producción de petróleo de 133 STB/d a 375 STB/d.

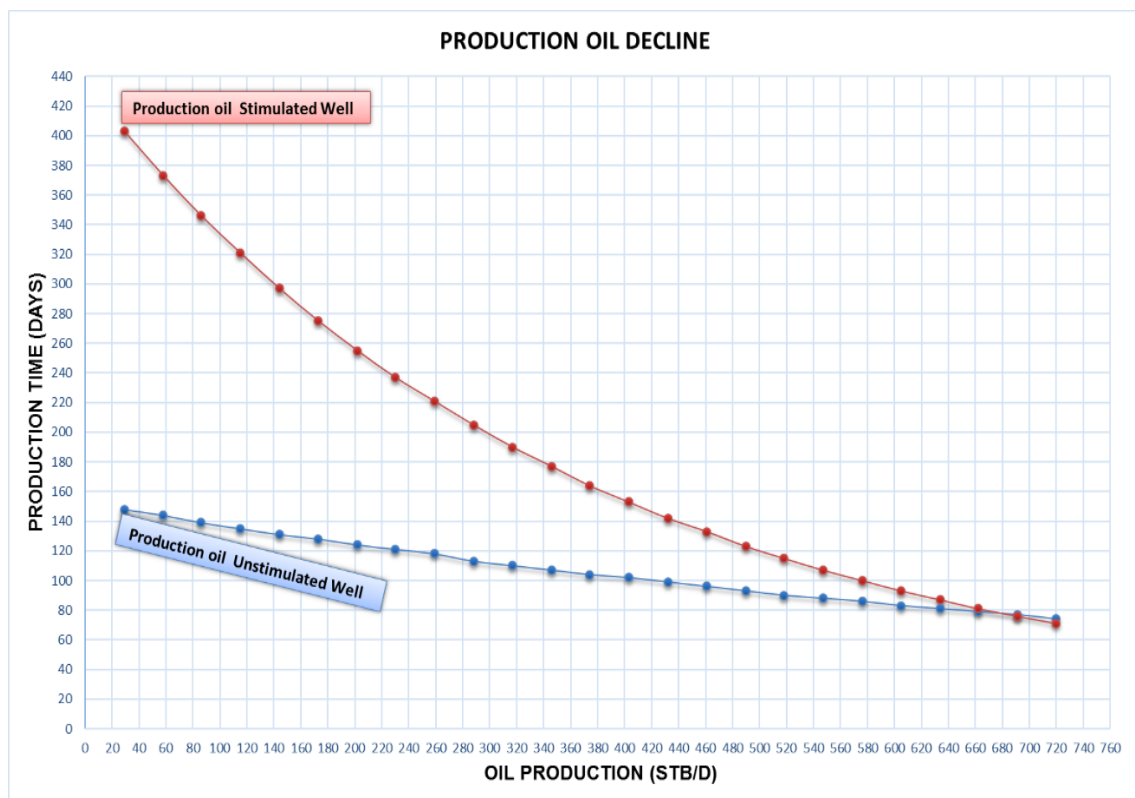
Se asumió que el BSW antes de la estimulación y después de la estimulación es el mismo (0.76).

La formación Y aporta el 90% de la producción total del pozo U.

3.4 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN TOTAL EL POZO U

Por medio del software de diseño y estimulación matricial, se pudo obtener el pronóstico de la producción total de petróleo antes y después de la estimulación. Con estos datos podemos obtener un aproximado del tiempo durante el cual será viable el proyecto y la estimulación con OneStep. Para este pronóstico de producción final, se tuvo en cuenta la suma de los dos caudales que aporta cada formación.

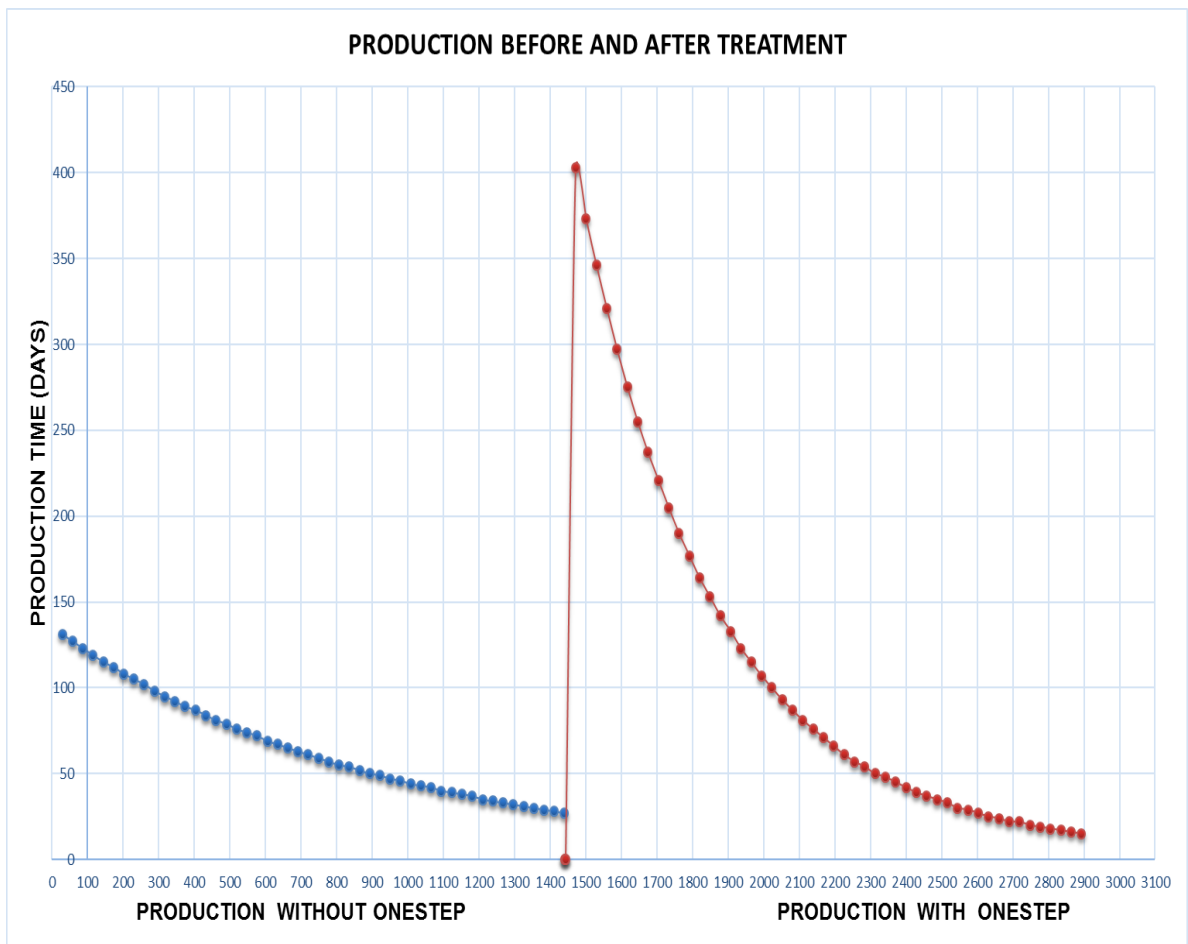
Figura 36. Pronostico de Declinación de la Producción.



3.5 EFECTIVIDAD DE LA ESTIMULACIÓN ONESTEP

En la Figura 37, muestra la efectividad de la estimulación matricial con OneStep. Para determinar el incremental de producción y la producción antes de la estimulación, se tuvo en cuenta la suma de los caudales de aceite que aporta cada formación.

Figura 37. Efectividad del Tratamiento OneStep en el Pozo U.



4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

El análisis económico, se realiza para determinar qué tan rentable es la implementación del tratamiento de acidificación matricial OneStep en un pozo piloto que fue técnicamente exitoso. Este estudio relaciona la inversión realizada para disminuir el daño presente en la formación y el ingreso de capital en función de la proyección de producción estimada.

Para este análisis, se va a usar los datos de producción, los costos y la dosificación. Las estimaciones de producción que van a ser usadas en esta evaluación económica, fueron calculadas con el software de estimulación matricial.

En función de la declinación promedio obtenida se utilizan los métodos de evaluación de proyectos: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Playback y la relación costo-beneficio, para evaluar la factibilidad del proyecto.

En la Tabla 16, se presentarán la producción inicial, el incremento de producción de cada zona seleccionada, daño final, y el total de producción que aporta las dos zonas. En la Tabla 17 muestra la proyección final de producción para el pozo seleccionado.

Tabla 16. Producción Total Pre y Pos-Estimulación.

Formación	Caudal pre-Estimulación (STB/D)	Caudal post-Estimulación (STB/D)	Daño Final	Producción Total pre-Estimulación (STB/D)	Producción Total post-Estimulación (STB/D)
Formación X	15.95	76.28	1	149.22	451.61
Formación Y	133.27	375.33	0		

Tabla 17. Producción Total Pre Y Post Estimulación.

Tiempo (Días)	Caudal de petróleo Pre-Estimulación (STB/D)	Caudal de petróleo Post-Estimulación (STB/D)
2	149	459
29	148	403
58	144	373
86	139	346
115	135	321
144	131	297
173	128	275
202	124	255
230	121	237
259	118	221
288	113	205
317	110	190
346	107	177
374	104	164
403	102	153
432	99	142
461	96	133
490	93	123
518	90	115
547	88	107
576	86	100
605	83	93
634	81	87
662	79	81

Para la evaluación económica se tomará como referencia el tiempo durante el cual será viable el proyecto. Este tiempo tiene una duración de 720 días (2 años).

4.1 VALOR PRESENTE NETO (VPN)¹⁶

El valor presente neto de un proyecto a una tasa de interés (i), es la ganancia extraordinaria que genera un proyecto dada en valores monetarios actuales, es decir, el VPN refleja el valor de la inversión y el retomo de la misma en términos actuales al tener en cuenta tasas de interés que afecta el proyecto durante su tiempo de ejecución; muestra en dólares actuales todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. La fórmula que permite realizar una estimación del VPN es:

$$VPN = \frac{S}{(n + i)^n}$$

Donde,

VPN: Valor Presente Neto, del flujo de caja realizado.

S: Valor del flujo de caja en un determinado periodo.

I: Interés de capitalización del dinero por periodo.

N: Es el número de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente

¹⁶ García, Jaime A. Matemática Financiera con Ecuaciones Diferenciales Finitas. Cuarta Edición., 2000.

Para la toma de decisiones se debe tener en cuenta que:

- Si el $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y debe ser aceptado, implica que el proyecto arroja un beneficio a un después de haber recuperado el dinero invertido.

- Si el $VPN < 0$, el proyecto no vale la pena ya que hay alternativas de inversión que arrojan mayor beneficio, es decir, que necesariamente no hay ingresos netos positivos, si no que ellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión.

- Si el $VPN = 0$, es indiferente realizar el proyecto o escoger otras alternativas, puesto que arroja el mismo beneficio, es decir, que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido.

4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)¹⁷

Índice que representa el equilibrio entre el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, o la tasa que rinden los dineros que al final de cualquier período, aún continúan invertidos en el proyecto, o la tasa que rinden los dineros no recuperados en el proyecto en cualquier periodo. No puede ser usada en todos los casos, por ejemplo, si no se tienen valores negativos en el flujo de caja no existe TIR. Es un criterio independiente y ajeno al riesgo. Un trabajo tiene un TIR bueno siempre y cuando este supere el valor de la tasa de interés mínima a la cual la empresa está dispuesta a invertir.

¹⁷ Garcia J., Op. Cit., p. 271-283.

4.3 PAY BACK¹⁸

Es una técnica complementaria al indicador valor actual neto, que indica el plazo en el cual se recupera la inversión inicial. Si es mayor al esperado por los promotores se rechazará el proyecto; de lo contrario es menor al plazo esperado se acepta el proyecto.

4.4 EGRESOS

4.4.1 Costos de Workovers para estimular matricialmente las formaciones productoras X y Y, con fluido OneStep: Los costos de Workovers proyectados para la estimulación con fluido OneStep en las dos formaciones productoras (X y Y), se detallan en la Tabla 18.

Tabla 18. Costos Proyectados para la Estimulación Matricial de las Formaciones X y Y.

COSTOS DE LA TECNOLOGÍA	
Parámetro	Costo [US\$]
Retiro e Instalación (BES)	16000
Trabajo Torre (16 Dias)	150000
Químico de Control de Pozo	50000
Limpieza de Pozo (SCRAPPER+BROCA)	1000
Empaques de Servicio (2)	8000
Estimulación OneStep (Productos y Servicios)	326800
Total	551800

Fuente: SCHLUMBERGER

¹⁸ García, Jaime A. Matemática Financiera con Ecuaciones Diferenciales Finitas. Cuarta Edición., 2000.

4.4.2 Costos de producción y regalías: Para el cálculo de los costos de producción, se incluyeron los costos operativos de levantamiento, las regalías y los costos de transporte por oleoducto hasta su comercialización. Este valor para el campo APIAY-SURIA está en un promedio de 15,6 US\$/Bbl. Dato suministrado por ECOPEPETROL S.A.

Los costos de producción para el pozo U, Formaciones X y Y, se detallan en la Tabla 19.

Tabla 19. Costos de Producción y Regalías del Incremento de Petróleo para el Pozo U.

PERIODO (Mes)	PRODUCCION TOTAL ACUMULADA (BBL)	COSTOS TOTALES (US\$)
1	13770	214812
2	12090	188604
3	11190	174564
4	10380	161928
5	9630	150228
6	8910	138996
7	8250	128700
8	7650	119340
9	7110	110916
10	6630	103428
11	6150	95940
12	5700	88920
13	5310	82836
14	4920	76752
15	4590	71604
16	4260	66456
17	3990	62244
TOTAL	156120	2435472

4.5 INGRESOS

4.5.1 Precio del petróleo: El precio del petróleo referencial para Colombia es el WTI, que hasta la fecha 21 de julio del 2016 es de 44,47 US\$/bbl y con fuente: www.preciopetroleo.net.

Los ingresos mensuales para este pozo se obtienen con el producto del precio del crudo (US\$ 44,47) y la producción de petróleo en cada uno de los periodos analizados (24 meses).

Tabla 20. Ingresos por Producción de Petróleo.

PERIODO	PRODUCCION TOTAL ACUMULADA (BBL)	COSTOS TOTALES (US\$)
1	13770	523260
2	12090	459420
3	11190	425220
4	10380	394440
5	9630	365940
6	8910	338580
7	8250	313500
8	7650	290700
9	7110	270180
10	6630	251940
11	6150	233700
12	5700	216600
13	5310	201780
14	4920	186960
15	4590	174420
16	4260	161880
17	3990	151620
18	3690	140220
TOTAL	156120	5932560

4.6 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

A continuación, se presenta la evaluación financiera del proyecto, considerando un precio actual de crudo de 44,47 US\$/Bbl, Tasa interna de oportunidad (TIO) del 15%.

El análisis económico incluye el cálculo del VPN, TIR, Pay Back, y la relación costo beneficio.

4.6.1 Valor Presente Neto (VPN): El valor Presente Neto (VPN) para el proyecto es de $VPN=1.337.514,85$ US\$, por lo que se puede concluir que el proyecto es económicamente factible y rentable hasta los 24 meses después de haber aplicado el tratamiento matricial con OneStep. En la tabla 21, se detallan los valores calculados.

4.6.2 Tasa Interna de Retorno (TIR): La tasa interna de retorno (TIR) para los 24 meses de vida útil del proyecto es de 32% mensual, siendo este valor superior al 12% de la tasa interna de oportunidad (ECOPETROL S.A), lo cual demuestra que este proyecto es viable.

4.6.3 Pay Back: El Pay Back para este proyecto, muestra que la inversión se recupera aproximadamente en dos meses y medio. Lo anterior nos representa un bajo riesgo de inversión para este proyecto.

Tabla 21. Valor Presente Neto.

Meses	Qo	Qg	ingresos netos	Lift Cost		Egresos	Flujo de caja	flujo de caja acumulado US\$	VPN
	BPD	MScfd	US\$	aceite	gas	US\$	US\$		US\$
-	-	-	0	-	-	566800	-566800	-566800	-566800
1	310,00	272,80	282720,00	74400,00	1636,80	76036,80	206683,20	-360116,80	204636,8317
2	255,00	224,40	232560,00	61200,00	1346,40	62546,40	170013,60	-190103,20	\$168.330,30
3	229,00	201,52	208848,00	54960,00	1209,12	56169,12	152678,88	-37424,32	151167,2079
4	207,00	182,16	188784,00	49680,00	1092,96	50772,96	138011,04	100586,72	136644,5941
5	186,00	163,68	169632,00	44640,00	982,08	45622,08	124009,92	224596,64	122782,099
6	166,00	146,08	151392,00	39840,00	876,48	40716,48	110675,52	335272,16	109579,7228
7	147,00	129,36	134064,00	35280,00	776,16	36056,16	98007,84	433280,00	97037,46535
8	131,00	115,28	119472,00	31440,00	691,68	32131,68	87340,32	520620,32	\$86.475,56
9	116,00	102,08	105792,00	27840,00	612,48	28452,48	77339,52	597959,84	\$76.573,78
10	103,00	90,64	93936,00	24720,00	543,84	25263,84	68672,16	666632,00	\$67.992,24
11	92,00	80,96	83904,00	22080,00	485,76	22565,76	61338,24	727970,24	\$60.730,93
12	80,00	70,40	72960,00	19200,00	422,40	19622,40	53337,60	781307,84	\$52.809,50
13	70	61,60	63840,00	16800	369,6	17169,60	46670,40	827978,24	\$46.208,32
14	60,00	52,80	54720,00	14400,00	316,80	14716,80	40003,20	867981,44	\$39.607,13
15	51,00	44,88	46512,00	12240,00	269,28	12509,28	34002,72	901984,16	\$33.666,06
16	43,00	37,84	39216,00	10320,00	227,04	10547,04	28668,96	930653,12	\$28.385,11
17	37,00	32,56	33744,00	8880,00	195,36	9075,36	24668,64	955321,76	\$24.424,40
18	30,00	26,40	27360,00	7200,00	158,40	7358,40	20001,60	975323,36	\$19.803,56
19	25,00	22,00	22800,00	6000,00	132,00	6132,00	16668,00	991991,36	\$16.502,97
20	19,00	16,72	17328,00	4560,00	100,32	4660,32	12667,68	1004659,04	\$12.542,26
21	14,00	12,32	12768,00	3360,00	73,92	3433,92	9334,08	1013993,12	\$9.241,66
22	10,00	8,80	9120,00	2400,00	52,80	2452,80	6667,20	1020660,32	\$6.601,19
23	6,00	5,28	5472,00	1440,00	31,68	1471,68	4000,32	1024660,64	\$3.960,71
24	2,00	1,76	1824,00	480,00	10,56	490,56	1333,44	1025994,08	\$1.320,24
			2178768,00			1152773,92	1025994,08	2051988,16	\$1.010.223,84

4.6.4 Relación costo-beneficio: La relación costo beneficio, para este proyecto, nos muestra que el riesgo de inversión de llevar a cabo este proyecto es muy bajo, dado que la relación costo-beneficio es de 2,2 US\$ por cada 1 US\$ invertido.

4.7 RESULTADOS GRÁFICOS

Gráficamente se muestra la proyección de costos del proyecto. Figura 38.

Gráficamente se muestra el Pay Back del proyecto. Figura 39.

Figura 38. Proyección de Costos del Proyecto.

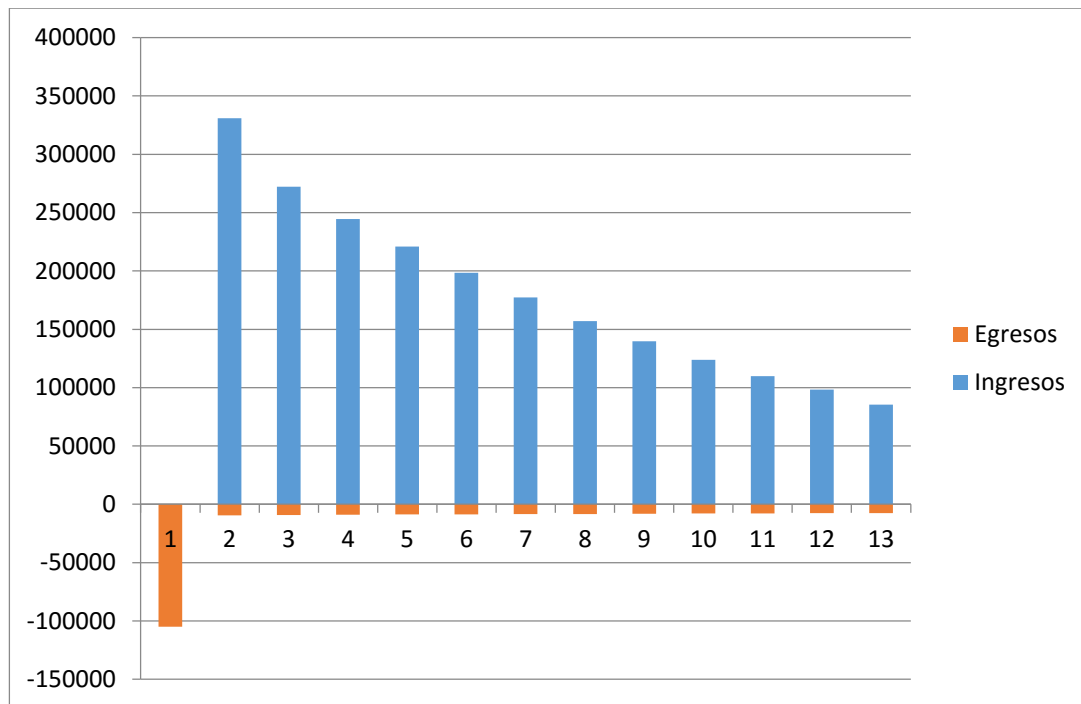
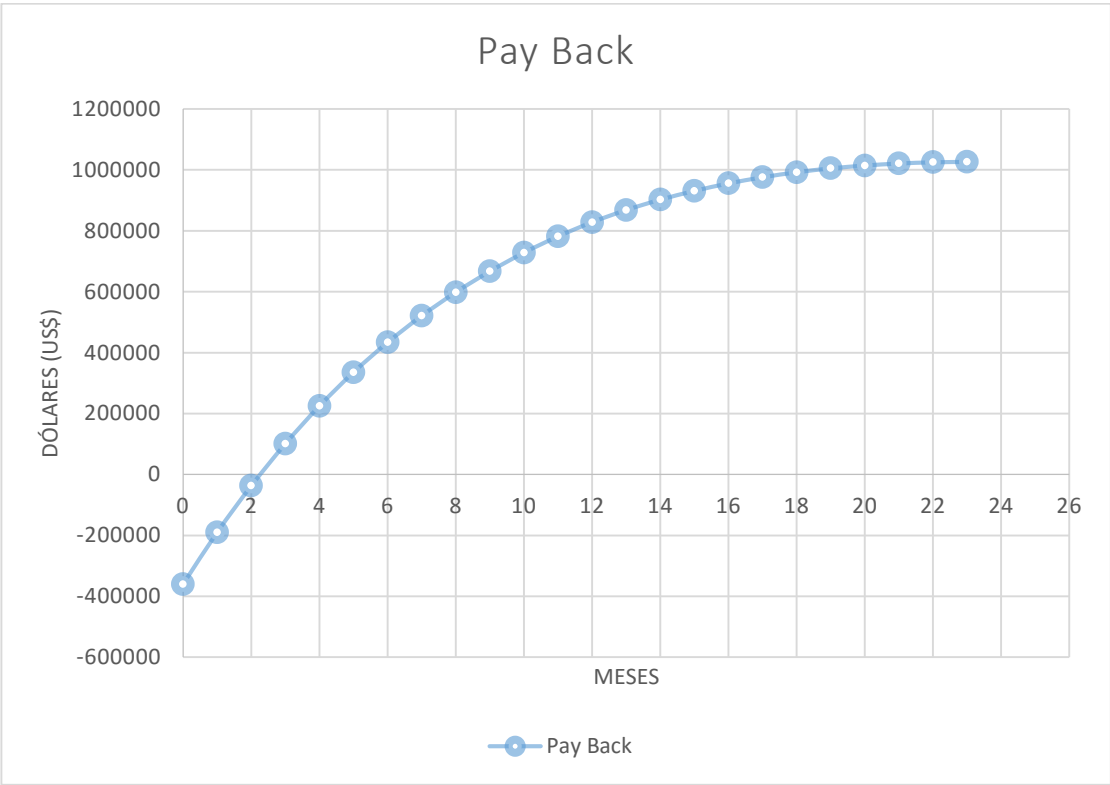


Figura 39. Pay Back del Proyecto.



5. CONCLUSIONES

Las cifras demuestran que alrededor del mundo se han realizado más de 120 tratamientos exitosos utilizando la tecnología OneStep, la cual permite un ahorro del 70% en costos, así como también ha logrado aumentar la producción hasta en un 100%, en comparación con los antecesores sistemas de acidificación.

Con la implementación sistema OneStep, en un pozo piloto del campo Apiay-Suria se logró demostrar su gran efectividad en la reducción del daño provocado por la migración de finos, ya que se obtuvo una reducción significativa del daño de formación al pasar de 32 a 1 para la formación X y de 25 a 0 para la formación Y. Esto nos traduce un incremento de la producción de 149 a 459 bbls/día. Por lo tanto, este proyecto es factible técnicamente.

En cuanto a la parte económica, el valor presente neto (VPN) es mayor de 0 con una representación económica de US\$1.377.514,85 de rentabilidad, de igual forma la tasa interna de retorno (TIR) es del 32% siendo mayor a la tasa interna de oportunidad (TIO). Con el uso de esta tecnología la compañía logrará recuperar su inversión inicial en un tiempo muy corto que para este caso en particular es de aproximadamente dos meses, con una relación costo beneficio de 2,21US\$ por cada 1US\$ invertido. Por lo tanto, aplicar el fluido OneStep es económicamente rentable.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda la optimización del volumen de fluido OneStep inyectado mediante el software VIRTUALLAB, de propiedad de schlumberger, para reducir aún más los costos del tratamiento.

Se sugiere implementar el tratamiento OneStep en formaciones que cuya temperatura este en un rango de 200 a 375 F, con un contenido de arcillas mayor al 5% y una producción actual que sea menor al 75% de la producción teórica.

Se recomienda realizar una caracterización completa del tipo de daño existente en el pozo, con el objetivo de seleccionar un fluido adecuado para que garantice una buena rentabilidad a la compañía y evite perdidas económicas.

Se recomienda realizar pruebas de laboratorio, para determinar con exactitud el tiempo de remojo del fluido OneStep en la formación.

BIBLIOGRAFÍA

AL-HARTHY, Salah. Opciones para la estimulación de pozos de alta temperatura. *Oilfield Review* [en línea] 2009. Primavera. Vol. 20 N° 4, 52-63 [consultado 4 Enero 2016] Disponible en:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish09/spr09/opciones_para_la_estimulacion.pdf

ECONOMIDES Michel J. and TONY Martin. *Modern Fracturing*. Houston, Texas: Houston University, Gulf Publishing Corporation, 1988.

ECONOMIDES Michael J. and NOLTE, Kenneth G. *Reservoir Stimulation*, 3ed. Chichester, England: John Wiley & Sons, 2000.

RESTREPO, Alejandro. *Curso Teoría Básica de Daño de Formación y Aplicaciones*. (1. 2009: Bucaramanga). Ponencia en Capitulo Estudiantil SPE. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander, 2009.

RAE, Phillip. & DI LULLO, Gino. Achieving 100 Percent Success in Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs. En: *SPE Asi Pasific Oil And gas Conference and Exhibition*. Melbourne, Australia. SPE 77808 (Oct. 2002); 5-6p

ROMAN CATAÑA Álvaro Francisco, *Estudio para Incrementar la Producción en Pozos de los Campos Auca y Culebra de la Empresa EP Petroecuador, Mediante la Aplicación de Estimuladores Matriciales con Fluido OneStep*, Ecuador, 2011.

SYED, Aly. Pruebas virtuales: La Clave de un Proceso de Estimulación. Oilfield Review [en línea]. 2004. Verano. Vol. 20 N° 4, 63-72 [consultado 4 Enero 2016]
Disponible en:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/sum04/p62_73.pdf

SCHLUMBERGUER. Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schlumberger.

SAN ANTONIO A COMPANY WITH PRIDE. Daño de Formación y Estimulación Ácida. Argentina: INGTEC Ingeniería y Tecnología, 2005. 190p.

SILVA, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos. México D.F: Colegio de Ingenieros Petroleros de México; 1991. 82p.

SCHLUMBERGER, One Step: Simplified Sandstone Stimulation System [sitio web] Schlumberger, 2014. [consultado 14 marzo 2016] Disponible en:
http://www.slb.com/~media/Files/stimulation/product_sheets/sandstone/onestep_p_s.pdf