

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS  
DE ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCAS

JANIO ANDRÉS BOLAÑO ARGÜELLO

JULIANA FERNANDA MIGUEL PINTO

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

2009

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS  
DE ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCAS

JANIO ANDRÉS BOLAÑO ARGÜELLO

JULIANA FERNANDA MIGUEL PINTO

Trabajo de grado como requisito para obtener el título de Ingeniero de Petróleos

Director

CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos

Codirectores

MANUEL GUILLERMO JAIMES PLATA  
Ingeniero de Petróleos

ÁLVARO PRADA VELÁSQUEZ  
Ingeniero de Petróleos

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

2009

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan agradecimientos a:

A nuestro director, el ingeniero **Cesar Augusto Pineda Gómez**, por su apoyo, consejo y orientación incondicional que nos permitió culminar con éxito este proyecto de grado.

A los ingenieros **Manuel Jaimes Plata** y **Álvaro Prada Velazquez**, nuestros codirectores de proyecto, por darnos las pautas para direccionar este trabajo y compartir su experiencia en el área de la estimulación de pozos.

A nuestro programador **Ricardo Santos**, por todo el tiempo dedicado y su gran esfuerzo para lograr la culminación de la herramienta propuesta, como una opción práctica y eficiente en los trabajos de estimulación.

A los ingenieros **Fernando Enrique Calvete González** y **Clímaco Ortega Chacón**, por su colaboración y recomendaciones compartidas como calificadores de este proyecto que se reflejaron en un excelente desarrollo del trabajo propuesto.

Al ingeniero **Hebert Ferneyes**, por su asesoría y ayuda brindada que nos permitió diseñar y crear un proyecto innovador en la acidificación matricial de areniscas.

A nuestros amigos y a todas las personas que de cierta manera contribuyeron a la culminación exitosa de este proyecto.

La realización de este importante logro en mi vida se lo dedico y agradezco a toda mi familia, que durante toda mi vida han estado junto a mí, brindándome su apoyo incondicional, en especial a mis madres Cecilia Argüello e Isolina Calderón.

También quiero darle un especial agradecimiento a Adriana Sánchez que se convirtió en un apoyo vital para el desarrollo de mi vida tanto personal como profesional.

Por último les agradezco a todos mis amigos y compañeros que de una manera u otra aportaron para la realización de esta meta.

JANIO ANDRES

*A Dios por cada día de vida que me das.*

*Gracias por cada día de salud y trabajo.*

*Gracias por acompañarme y guiarme en mi diario vivir.*

*Gracias por escucharme cada noche.*

*Gracias por permitirme terminar mis estudios aunque haya encontrado dificultades a lo largo de este tiempo, por enseñarme a valorar lo que me has dado y lo más importante darme una madre incondicional que sin ella no hubiera alcanzado ningún éxito.*

*A mi mami por todo el apoyo incondicional que me brindo para culminar esta etapa de mi vida, por su orientación y la fuerza dada día a día que me ayudaron a vencer todos los obstáculos y lograr cada meta trazada a lo largo de mi vida.*

*A mi abuela aunque en estos momentos no esta presente, por haber estado siempre atenta en cada detalle de mi vida hasta el ultimo instante.*

*A Aleja que siempre confió en mí y ha sido un gran apoyo en el momento justo, y se que siente esta logro alcanzado como propio.*

*A mis amigos Marlhin, Ari, Pili, Lili, Eliza, Laura, Alexei, Jhon, Jaime, Carlos, Janio porque... "Mucha gente entra en nuestra vida y sale de ella a lo largo de los años. Pero solo los verdaderos amigos dejan huellas en nuestro corazón". Gracias por todas las alegrías y momentos compartidos... Me llevo los mejores recuerdos.*

*Con mucho cariño, Juliana.*

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1 GENERALIDADES DE LAS ROCAS	4
1.1 TIPOS DE ROCAS	4
1.2 ARENISCAS	5
2. ACIDIFICACIÓN	7
2.1 LIMPIEZA ACIDA	7
2.2 ACIDIFICACIÓN MATRICIAL	8
2.3 FRACTURAMIENTO ÁCIDO	10
3. DAÑO DE FORMACIÓN	12
3.1 CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.	13
3.2 IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	16
3.3 LIMITACIONES PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN..	18
3.4 INDICADORES DE DAÑO DE FORMACION CUANDO NO SE CUENTA CON LA INFORMACION DISPONIBLE PARA LOS POZOS.	19
3.5 ORIGEN, CAUSA Y TIPO DE DAÑO DE FORMACION	20
3.5.1 ORIGEN Y CAUSA DEL DAÑO DE FORMACIÓN	22
3.6 TIPOS DE DAÑO DE FORMACION	27
3.6.1 MIGRACION DE FINOS	28
3.6.2 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS	28
3.6.3 INCRUSTACIONES INORGÁNICAS	29
3.6.4 DEPÓSITOS ORGÁNICOS	29
3.6.5 DEPÓSITOS DE SLUDGES	30
3.6.6 DEPÓSITOS MEZCLADOS	30
3.6.7 EMULSIONES	30
3.6.8 BLOQUEO POR PARTÍCULAS INDUCIDAS	31

3.6.9 CAMBIOS EN LA MOJABILIDAD .....	31
3.6.10 BACTERIAS .....	32
3.6.11 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE .....	32
4. IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....	34
4.1 FACTORES PRINCIPALES QUE REDUCEN LA PRODUCCIÓN DE UN POZO .....	34
4.2 MÉTODOS PARA IDENTIFICAR LA PRESENCIA DE DAÑO DE FORMACIÓN EN EL POZO .....	36
4.2.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN .....	36
4.2.2 PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESIÓN CON TUBERIA DE PERFORACIÓN DST .....	38
4.2.3 ANÁLISIS NODAL.....	40
4.2.4 REGISTROS DE RESISTIVIDAD .....	42
4.2.5 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PERFORACIÓN / COMPLETAMIENTO / WORKOVER .....	42
4.2.6 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN .....	43
4.2.7 ANÁLISIS DE ESTIMULACIONES PREVIAS .....	45
4.2.8 COMPARACIÓN CON EL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS VECINOS. ....	45
5. FLUIDOS USADOS EN ACIDIFICACIÓN .....	49
5.1 SISTEMAS ÁCIDOS.....	49
5.1.1 SISTEMAS ÁCIDOS CONVENCIONALES.....	50
5.1.2 SISTEMAS ÁCIDOS NO CONVENCIONALES.....	53
6.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	58
6.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....	59
6.3 PRESELECCIÓN DE CANDIDATOS .....	60
6.4 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS ....	60
6.5 SELECCIONAR DE POZOS VIABLES PARA UN TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN .....	61

7. SELECCIÓN DE FLUIDOS DE ACIDIFICACIÓN	63
7.1 SCREENING	64
7.2 TUBING PICKLING (Lavado de Tubería)	65
7.3 DESPLAZAMIENTO DE ACEITE DE FORMACIÓN O TRATAMIENTO ORGÁNICO	65
7.4 DESPLAZAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN	67
7.5 REDUCCIÓN DE MINERALES DE HIERRO	69
7.6 PREFLUJO ÁCIDO	70
7.7 TRATAMIENTO PRINCIPAL	74
7.7.1 LODO ÁCIDO CONVENCIONAL	74
7.7.2 SELF GENERATION MUD ACID (SGMA)	78
7.7.3 LODO ÁCIDO SECUENCIAL	79
7.7.4 LODO ÁCIDO ORGÁNICO	81
7.7.5 ÁCIDO FLUOBORICO (HBF <sub>4</sub> )	81
7.8 POSFLUJO	82
8. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN	84
8.1 INFORMACIÓN REQUERIDA	85
8.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LAS VARIABLES	87
8.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES	88
8.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA	91
8.4.1 PROCEDIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN DE PORCENTAJES	94
8.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN	96
8.6 INCERTIDUMBRE DE LOS RESULTADOS	105
9. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN	112
9.2 ENTRADA DE DATOS	114
9.2.1 INFORMACIÓN REQUERIDA	115
9.2.2 INGRESO MANUAL DE DATOS	118
9.2.3 GUARDAR DATOS	119

9.2.4 CARGAR DATOS .....	120
9.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN .....	120
9.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	124
9.4.1 DATOS DE ENTRADA .....	124
9.4.2 CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO POR VARIABLE .....	125
9.4.3 PORCENTAJE DE INFLUENCIA POR VARIABLE .....	126
9.4.4 DESEMPEÑO INDIVIDUAL POR VARIABLE .....	126
9.4.5 DESEMPEÑO GLOBAL .....	126
9.4.6 INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS .....	127
9.5 MANUAL DEL USUARIO .....	127
10 APLICACIÓN Y VALIDACIÓN .....	129
10.1 POZOS SELECCIONADOS E IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES .....	129
10.1.1 PRESENTACIÓN DE LOS CASOS .....	130
10.1.2 DATOS DE POZO .....	132
10.2 EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	139
10.2.1 ETAPAS DE TRATAMIENTO .....	140
10.2.2 SISTEMAS ÁCIDOS SELECCIONADOS .....	141
CONCLUSIONES .....	146
RECOMENDACIONES .....	149
BIBLIOGRAFÍA .....	151
ANEXOS .....	158

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Limpieza de tubería por medio de ácidos.....	8
FIGURA 2. Acidificación Matricial de Areniscas .....	9
FIGURA 3. Fracturamiento ácido.....	11
FIGURA 4. Algunos tipos de Daño y su localización.....	17
FIGURA 5. Curvas Inflow/outflow. ....	35
FIGURA 6. Método de Horner de Restauración de Presión. ....	37
FIGURA 7. Análisis Nodal del Sistema de Producción. ....	40
FIGURA 8. Curvas de afluencia para un pozo. ....	41
FIGURA 9. Reporte de eventos para el Campo XYZ. ....	43
FIGURA 10. Relación de eventos en una curva de producción Vs Tiempo. ....	44
FIGURA 11. Menú Inicio.....	113
FIGURA 12. Ventana de Inicio Acidificador 1.0.....	118
FIGURA 13. Ventana Principal de Resultado .....	121
FIGURA 14. Análisis de Relevancia de las variables Generales .....	122
FIGURA 15. Comentarios Generales .....	123
FIGURA 16. Análisis de Relevancia de las Variables Particulares a cada sistema .....	123
FIGURA 17. Ingreso Mineralogía (Fragmento) .....	125
FIGURA 18. Manual del Usuario .....	128
FIGURA 19: Resultados generales de una corrida para el pozo G1 .....	139
FIGURA 20 Comentario Etapa de Pickling .....	140

FIGURA 21. Clasificación de Variables para lodo Ácido Orgánico .....	142
FIGURA 22. Clasificación de Variables para lodo Ácido Secuencial.....	142
FIGURA 23. Clasificación de Variables para Ácido Fluoborico .....	143
FIGURA 24. Clasificación de Variables para SGMA .....	143
FIGURA 25. Clasificación de Variables para Lodo Ácido Convencional.....	144
FIGURA 26. Clasificación de Variables Generales.....	145

## LISTA DE TABLAS

TABLA1. Comparación de propiedades de pozos vecinos. ....	47
TABLA2. Mecanismos de daño de formación removibles con ácido.....	62
TABLA3. Análisis de necesidad de desplazamiento de aceite de formación/ tratamiento orgánico .....	66
TABLA4. Selección de fluidos para la etapa de desplazamiento de aceite de formación ó tratamiento orgánico .....	67
TABLA5. Análisis de necesidad para el desplazamiento del agua de formación ...	68
TABLA6: Selección de fluidos para la etapa de desplazamiento de agua de formación .....	68
TABLA7. Análisis de necesidad de la etapa de reducción de minerales de hierro de la formación .....	69
TABLA8. Selección de fluidos para la etapa de reducción de minerales de hierro de la formación.....	70
TABLA 9. Análisis de necesidad de la etapa de preflujo ácido.....	71
TABLA10. Selección de fluidos para la etapa de preflujo ácido según Kalfayan ...	72
TABLA11. Selección de fluidos para la etapa de preflujo ácido según McLeod ....	73
TABLA12. Análisis de necesidad de la etapa de tratamiento principal .....	75
TABLA13. Selección de fluidos para el lodo ácido convencional principal según Kalfayan .....	76
TABLA14. Selección de Fluidos de para el lodo ácido convencional principal según McLeod.....	77
TABLA15. Criterios de selección para SGMA .....	78
TABLA16. Criterios de selección para lodo ácido secuencial .....	80
TABLA17. Criterios de selección para lodo ácido orgánico .....	81
TABLA18. Criterios de selección para ácido fluoborico .....	82

TABLA19. Selección de fluidos para la etapa de posflujo .....	83
TABLA20. Mineralogía presente en una formación productora de hidrocarburos..	86
TABLA 21. Ingreso datos de daño de formación .....	86
TABLA 22. Datos de yacimiento y otros .....	87
TABLA 23. Valores numéricos de los rangos del screening .....	88
TABLA 24. Variables generales de los sistemas ácidos.....	97
TABLA25. Variables que influyen en la decisión de cada sistema (Particulares) ..	98
TABLA26. Matriz “Ponderados” .....	100
TABLA27. Vector “ceros” .....	101
TABLA28: Vector “Unos” .....	102
TABLA29. Vector “Ponderado Final” .....	103
TABLA 30. Mineralogía de los pozos G1 y G2 .....	132
TABLA 31. Resultados de análisis de muestras para el pozo O1 .....	133
TABLA 32. Resultados de análisis de muestras para el pozo O2.....	134
TABLA 33. Datos de daño de formación pozo G1 .....	135
TABLA 34. Datos de daño de formación pozo G2 .....	135
TABLA 35. Datos de daño de formación pozo G3 .....	136
TABLA 36. Datos de daño de formación pozo O1 .....	137
TABLA 37 Datos de daño de formación pozo O1 .....	137
TABLA 38. Datos Generales para todos los pozos .....	138

## LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: TABLA “GRUPO DE MINERALES” .....	159
ANEXO B: TABLA “TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN SEGÚN ORIGEN Y CAUSA” .....	160
ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA .....	163
ANEXO D: CARGAR O INGRESAR DATOS .....	164
ANEXO E: GUARDAR DATOS .....	165
ANEXO F: CONSULTAR TODOS .....	166
ANEXO G: EJEMPLOS .....	167
ANEXO H: DATOS DE ENTRADA .....	169
ANEXO I: MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACIDA .....	174
ANEXO J: ETAPAS DE TRATAMIENTO DURANTE UNA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCAS .....	176
ANEXO K: SISTEMAS ÁCIDOS .....	179
ANEXO L: ADITIVOS .....	181
ANEXO M: IDENTIFICACIÓN DE POZOS PARA ESTIMULACIÓN MATRICIAL ACIDA .....	185
ANEXO N: ORIGEN, CAUSA Y TIPO DE DAÑO DE FORMACIÓN .....	187

## RESUMEN

**TITULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDOS DE ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCAS\*.**

**AUTORES: JANIO ANDRES BOLAÑO ARGÜELLO**

**JULIANA FERNANDA MIGUEL PINTO**

**PALABRAS CLAVES: ESTIMULACIÓN, POZOS, ACIDIFICACIÓN, MATRICIAL, ÁCIDOS, SELECCIÓN, ARENISCAS.**

Durante el transcurso de los años la necesidad de aumentar la producción de los pozos productores de petróleo con estrategias más económicas y efectivas ha conllevado a la generación de técnicas como la estimulación matricial, que es una alternativa económica y efectiva siempre y cuando se realice bajo las condiciones adecuadas, logrando así resultados en muchos casos documentados hasta aumentos en producción de casi el 400%. La acidificación matricial en areniscas es un tratamiento que solo debe realizarse cuando se identifica un daño de formación que se puede remover con la inyección de ácidos, por debajo de la presión de fractura de la formación.

En primera instancia se consideraron un número máximo de etapas de tratamiento, (cada una de ellas con un propósito particular) para las que se realizó un screening en el que se clasificaron en 5 rangos con la finalidad de realizar una comparación y cuantificación de las variables y la importancia que tendrá cada una de ellas en proceso de selección.

La metodología compara los datos del pozo en particular con los valores expuestos en el screening y de acuerdo al grado de concordancia entre cada dato ingresado en cada etapa, se le asigna un puntaje clasificatorio a cada variable de referencia. Seguidamente se realiza una ponderación a partir de la relación entre el puntaje obtenido, con el porcentaje o grado de influencia asignado a cada variable. Una vez seleccionadas las etapas necesarias, se procede a seleccionar cual de los diferentes sistemas ácidos es más adecuado para la formación a evaluar y los fluidos relevantes para cada una de las etapas, siguiendo el mismo sistema. Finalmente, la metodología ofrece en los resultados un análisis de relevancia que dará criterios para la toma de una decisión acertada.

---

\* Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: Cesar Augusto Pineda Codirectores: Álvaro Prada Velázquez y Manuel Jaimes Plata

## ABSTRACT

**TITLE:            METHODODOLOGY PERFORMANCE FOR FLUID SELECTION OF SANDSTONE MATRIX TREATMENT\***

**AUTHORS:        JANIO ANDRES BOLAÑO ARGÜELLO  
                      JULIANA FERNANDA MIGUEL PINTO**

**KEYWORDS: Stimulation, Matrix treatment, Acidizing, Formation Damage, Acid.**

Over the years, the necessity of increasing the production of productive petroleum wells, with more economic and effective techniques. It has generated such alternative methods, like matrix stimulation, which is an economic and efficient technique when accurate conditions are applied. It has achieved increases of more than the 400% in many documented cases. The matrix acidizing in sands is a treatment that should be done when formation damage is detected, and when it can be removed with acid injection, under the fracture pressure of the formation.

In the first place, there were considered a maximum of stages of treatment (each one of them with a particular purpose), for which a screening was made and a classification with 5 ranks was specified; in order to make a comparison and quantification of variables, and the importance that each one of them will have in the selecting process.

The methodology compares the particular well data with values exposed to the screening. And according to the degree of accurateness in between each piece of information entered in each stage, a rank score is assigned to each reference variable. Afterwards, an average is made from the obtained score, with the percentage or influence degree assigned to each variable. Once, the necessary stages are selected, the next step is to select which of the different acid systems is more suitable to the evaluated formation. Finally, the methodology offers within an important result analysis, the criteria to an informed decision.

---

**\* Project Grade**

**\*\* Engineering Faculty, Petroleum Engineer school.**

**Directors: Cesar Augusto Pineda (UIS), Alvaro Prada Velasquez (ICP) y Manuel Jaimes (ICP)**

## INTRODUCCIÓN

En el área de la estimulación de pozos la acidificación matricial de areniscas siempre ha sido contemplada como una actividad de alto riesgo, debido a la gran cantidad de factores que influyen en este proceso. Con el correr de los años la industria ha estado evolucionando este procedimiento desde finales del siglo XIX, cuando por primera vez se realizó una estimulación con ácido clorhídrico (HCl) en formaciones carbonatadas con excelentes resultados, pero con la limitante que las tuberías de recubrimiento eran corroídas por el ácido.

Después de éstos incidentes su popularidad se vio afectada por varias décadas. Con el descubrimiento del Doctor John Grebe quien trabajaba para la compañía Dowel Chemical, quien encontró que el arsénico inhibía la corrosión en los equipos metálicos<sup>1</sup> en los años treinta; esto disparo su uso como consecuencia del uso de inhibidores que permitían el ingreso de los ácidos a las formaciones sin generar mayores daños a los equipos metálicos del pozo. A partir de la aplicación de los inhibidores de corrosión, se obtuvieron excelentes resultados en las pruebas piloto y aun mejores en los pozos vecinos en formaciones carbonatadas en campos de Norte América de las compañías como Pure Oil y Dow Chemical, lo que conllevó al surgimiento de la industria de la acidificación en el mundo<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> CROWE, C., Masmonteil, J., & THOMAS, R.. Trends in Matrix Acidizing. Oilfield Review – Schulerberger. Vol 1 (Oct. 1992); p. 24-40.

<sup>2</sup> COULTER WALLAS, Andrew. HENDRICKSON, Alexander. & MARTINEZ, Sergio. Petroleum Engineering Handbook. New York, 1987. 270 p.

La acidificación de areniscas es realizada con Ácido Fluorhídrico (HF), debido a que el HCl no reacciona con los minerales silíceos. Esta fue patentada por la compañía Standard Oil en 1933, pero su uso comercial tuvo que esperar hasta 1940, cuando Dowell mezcló HF con HCl para disminuir la posibilidad de la precipitación de los productos de reacción y el taponamiento en la formación. Esta mezcla se llamó lodo ácido y se aplicó en la costa del golfo para eliminar el daño por filtración de lodo<sup>3</sup>.

Las prácticas de acidificación generalmente constan de la inyección previa de HCl conocida como preflujo, que tiene la finalidad de disolver los minerales carbonatados (los cuales al entrar en contacto con HF generan precipitados insoluble, como fluoruro de calcio (CaF<sub>2</sub>) que taponan la formación). Luego se inyecta el lodo ácido que es la mezcla de HCl con HF u otro ácido, en seguida se introduce un pos-flujo que por lo general es de HCl a baja concentraciones, hidrocarburos o cloruro de amonio (NH<sub>4</sub>Cl) para desplazar el tratamiento principal dentro de la formación para tener una mejor acción del tratamiento y evitar que los precipitados generados afecten en gran medida la producción.

La reacción entre el HF y las formaciones de areniscas son mucho más lentas que las que se presentan en las formaciones carbonatadas. El lodo ácido lo que busca es eliminar los bloqueos en los senderos de flujo que recorre el aceite dentro de la roca, disolviendo el daño de formación y los minerales de los intersticios en las cercanías de la cara del pozo. El HF reacciona principalmente con los minerales asociados de las areniscas más que con el cuarzo, estas reacciones con estos minerales asociados (arcillas, feldespatos y micas) pueden llegar a generar

---

<sup>3</sup> SMITH, C. & HENDRICKSON, A. Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs. En: Journal of Petroleum Technology JPT (1965); p. 6-10.

precipitados que pueden causar taponamiento. Muchos de los diseños de estos trabajos se encuentran encaminados a la prevención de estos problemas.

Durante las últimas décadas el desarrollo de retardantes y aditivos especializados han mejorado la efectividad de los tratamientos de acidificación matricial, pero la aplicación de estos tratamientos, no es aun una ciencia completamente descrita debido a la complejidad que implica el diseño de un tratamiento. Es por esto que los esfuerzos por describir con certeza las posibilidades de tratamiento siguen siendo parte de múltiples estudios y continuarán siendo así por muchos años.

# 1 GENERALIDADES DE LAS ROCAS

En geología se llama roca al material sólido compuesto por un agregado cohesionado de proporciones no definidas de uno o varios minerales.

Las rocas compuestas o poliminerálicas están formadas por granos de varias especies mineralógicas y las rocas monominerálicas están constituidas por granos de un mismo mineral, suelen ser materiales duros pero también pueden ser blandas, como ocurre en el caso de las rocas arcillosas o las arenas.

## 1.1 TIPOS DE ROCAS

Los diferentes tipos de rocas se pueden dividir, según su origen, en tres grandes grupos<sup>4</sup>:

- **ÍGNEAS**: Formadas a partir del enfriamiento de rocas fundidas (magmas). Los magmas pueden enfriar de manera rápida en la superficie de la Tierra mediante la actividad volcánica o cristalizar lentamente en el interior, originando grandes masas de rocas llamadas plutónicas. Cuando cristalizan en grietas de la corteza forman las rocas ígneas filonianas.
- **METAMÓRFICAS**: Formadas a partir de otras rocas que, sin llegar a fundirse, han estado sometidas a grandes presiones y temperaturas y se han transformado.

---

<sup>4</sup> TARBUCK, Edward J. & LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra - Una introducción a la geología física. Madrid: Pearson, 2005. 400 p.

- **SEDIMENTARIAS:** Formadas en zonas superficiales de la corteza terrestre a partir de materiales que se depositan formando capas o estratos. Son detríticas si se originan a partir de trozos de otras rocas o minerales. Químicas y orgánicas si se forman a partir de precipitación de compuestos químicos o acumulación de restos de seres vivos. Las areniscas hacen parte de este tipo de rocas y la mayoría de hidrocarburos en el mundo está almacenado en estas rocas, en el que el hecho de mejorar la producción de estos yacimientos, se ha convertido en la principal motivación de este trabajo.

## 1.2 ARENISCAS

La arenisca es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de ellas.

En las areniscas los tamaños granulares de sus componentes varían entre 0,02 y 2mm. Este tipo de roca se constituye en más del 75% de granos de cuarzo. Otros componentes son los feldespatos y la mica clara. El cemento puede constituirse de minerales arcillosos y de granos de cuarzo de diámetro de grano entre 0,002 - 0,063mm (limo) o de cuarzo de formación nueva o de calcita. El cemento se sitúa en los intersticios entre los granos de cuarzo uniéndolos. A menudo las areniscas contienen minerales pesados de densidad mayor a 2,85 gr/cm<sup>3</sup> como por ej. Circón, rutilo, turmalina, epidota, estaurolita, sillimanita, cianita, andalucita, apatito, granate, anfíbol, piroxeno y olivino<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> TARBUCK, Edward J.& LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra - Una introducción a la geología física. Madrid: Pearson, 2005. 400 p.

El estudio del espectro de los minerales pesados puede resultar en la reconstrucción del área fuente de los componentes de la arenisca. Cuanto más larga es la distancia de transporte de los granos, más madura es la arenisca. El predominio de cuarzo en las areniscas puede reflejar la composición de la roca de partida erosionada y la resistencia alta del cuarzo con respecto a la erosión (+ estable - cuarzo - chert - , mica clara - feldespato potásico - biotita - plagioclasa rica en Ab -hornblenda - augita - plagioclasa rica en An - olivino – + inestable).

## 2. ACIDIFICACIÓN

Los tratamientos de acidificación consisten en la inyección de ácidos en el pozo con la finalidad de disolver parcialmente la formación y aquellos agentes dañinos que puedan obstruir el flujo normal de los fluidos hacia la superficie.

En general hay tres categorías de tratamientos de ácidos<sup>6</sup>:

- Lavado ácido
- Acidificación matricial
- Fracturamiento ácido

### 2.1 LIMPIEZA ACIDA

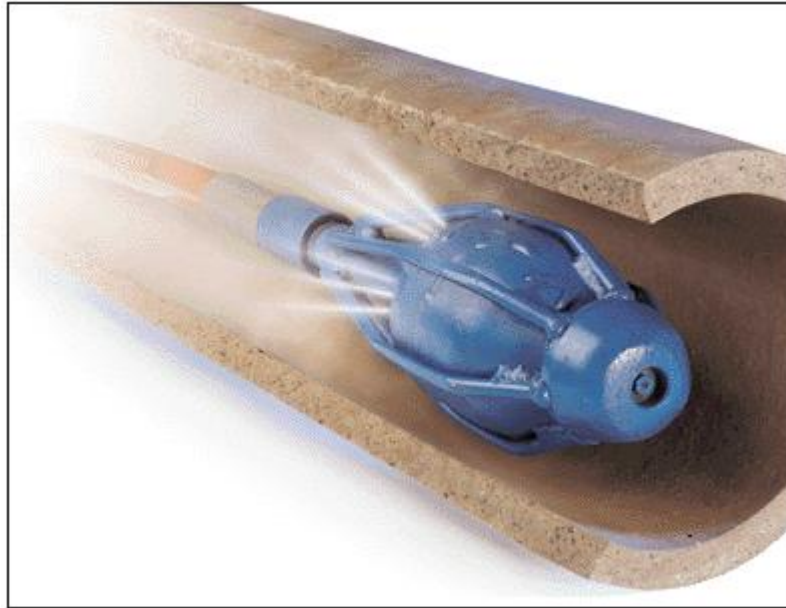
Los objetivos del lavado ácido simplemente se enfoca a la limpieza de las tuberías (ver FIGURA 1) o la cara de la formación. Este es el más usado para limpiar algunas incrustaciones o desechos en la cara de la formación.

En la acidificación matricial los ácidos son inyectados por debajo de la presión de fractura de la formación con la finalidad de remover el material dañino que este impidiendo el flujo normal de fluidos.

---

<sup>6</sup> KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States : PennWells Corp, 2008. 262 p.

FIGURA 1. Limpieza de tubería por medio de ácidos.

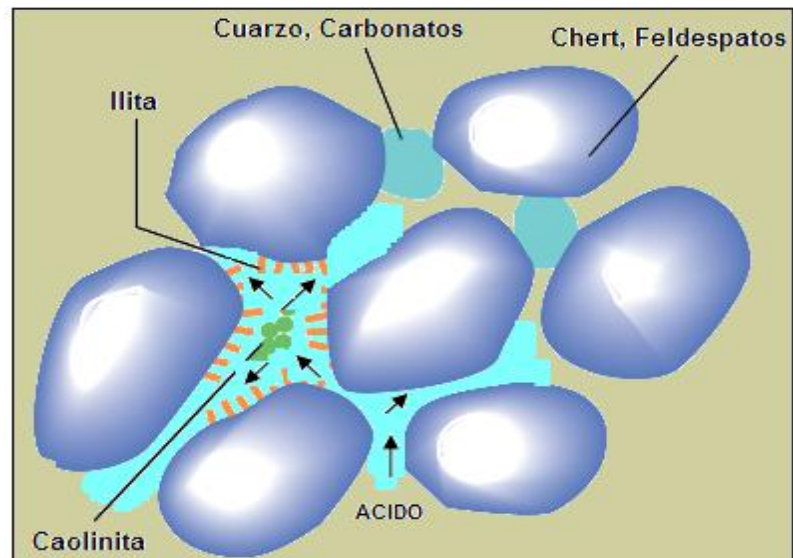


FUENTE: HONGJIE, X., & HOLDITCH, S. A. (s.f.). A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type And Fluid Selection. p.9.

## 2.2 ACIDIFICACIÓN MATRICIAL

La acidificación matricial tiene aplicación tanto en formaciones carbonatadas como en areniscas. En formaciones de areniscas, estos tratamientos pueden ser diseñados principalmente para remover o disolver el daño de formación (aunque no todos los tipos de daño son removibles por ácido) o taponamiento en las perforaciones y en los sistemas porosos en las cercanías de la cara de formación (ver FIGURA 2).

FIGURA 2. Acidificación Matricial de Areniscas



FUENTE: HONGJIE, X., & HOLDITCH, S. A. (s.f.). A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type And Fluid Selection. p.10.

Teóricamente el flujo de ácidos a través de los sistemas porosos disuelve sólidos y finos atrapados en las gargantas de poro y su interior que impiden el flujo de gas y aceite. La mayoría de las reacciones del ácido ocurren con los sólidos atrapados en las gargantas de poro o dentro del poro y los minerales, por lo cual en formaciones de areniscas los tratamientos de acidificación matricial tienen la finalidad de remover el daño de formación presente y cuando no hay presente ningún daño de formación es muy probable que el aumento de producción no tenga mayor importancia.

## 2.3 FRACTURAMIENTO ÁCIDO

Este tipo de tratamiento está destinado generalmente a formaciones carbonatadas. Y sirven para cualquiera de las siguientes dos funciones:

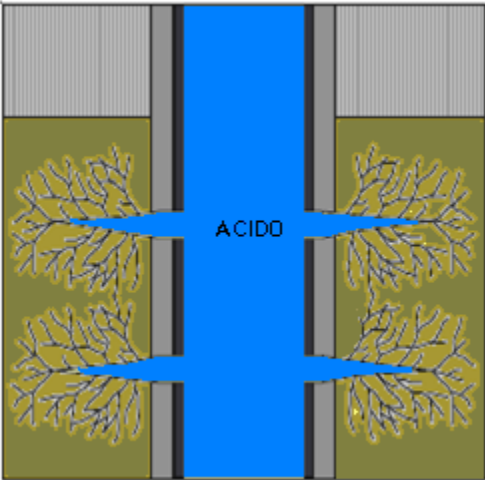
1. Atravesar la zona dañada
2. Estimular una formación sin daño

El fracturamiento ácido es una alternativa para la acidificación matricial, así como también para el fracturamiento hidráulico. El objetivo de estas operaciones de fracturamiento son las mismas: crear un canal profundo y con alta conductividad desde la cara hasta la profundidad del pozo (ver FIGURA 3). También los principios básicos para calcular la propagación y la geometría de las fracturas son los mismos. La diferencia entre los dos métodos radica en como la conductividad de la fractura se crea y se mantiene.

Con el fracturamiento hidráulico, la conductividad de la fractura se mantiene con la inyección de material sólido cuando se crea la fractura, como por ejemplo arena, bauxita, entre otros. Este material de sostén es llamado propante.

En el fracturamiento ácido, un ácido se circula a través de la fractura que es creada con un fluido viscoso o simplemente un paquete de fluidos con ácido es usado para crear la fractura. Como el ácido viaja a través de la fractura entra en contacto con las paredes de la formación, lo que resulta en la disolución de las mismas. Si la disolución no es uniforme entonces la fractura podría cerrarse y causar una conductividad retardada.

FIGURA 3. Fracturamiento acido



FUENTE: HONGJIE , X., & HOLDITCH, S. A. (s.f.). A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type And Fluid Selection. p.10.

### 3. DAÑO DE FORMACIÓN

El daño o skin se refiere a cualquier objeto que obstruya el flujo normal de fluidos del yacimiento hacia la superficie, su magnitud se representa por la letra S y será explicado en secciones posteriores. Este podría aparecer en la formación, las perforaciones, los sistemas de levantamiento y tuberías del sistema. El daño de formación específicamente se refiere a las obstrucciones que se presentan en la región de las cercanías de la cara del pozo, más específicamente en la matriz. La correcta identificación de una obstrucción al flujo es crítica para poder diagnosticar el tratamiento adecuado.

El tipo de fluido usado en un tratamiento a menudo depende del daño que se va a tratar. Por ejemplo, los ácidos pueden ser usados cuando el problema es un taponamiento y los solventes cuando el problema son los depósitos orgánicos. En los yacimientos de areniscas, el conocimiento del tipo de daño que está afectando la formación cobra bastante importancia, ya que a diferencia de las rocas carbonatadas el daño debe ser removido para recuperar la permeabilidad original del yacimiento. En las rocas carbonatadas, la identificación del daño de formación es menos crítico, debido a que el daño es sobrepasado a crear nuevos canales de flujo en forma de agujeros de gusano.

No todos los tipos de daño necesitan de un tratamiento para ser removido. Algunos tipos de daño pueden ser removidos con la producción. Otras deficiencias en la producción pueden ser malinterpretadas como daño, cuando en realidad se deben a malos diseños de la mecánica del pozo y pueden ser remediados con cambios operacionales. Aunque los tratamientos de la matriz se enfocan en tratar

la matriz de la roca, los químicos también pueden tratar algunos tipos de daño que se presentan en la cara del pozo, en las tuberías o en los empaques de grava<sup>7</sup>.

### 3.1 CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.

La producción del pozo está relacionada con la magnitud del daño en la formación, por lo tanto en lugar de complicar la ecuación del índice de productividad IP, se introduce el término de *radio equivalente* como la suposición que el pozo no tiene un diámetro verdadero sino un diámetro transitorio que esta incluyendo el daño que presenta el pozo<sup>8</sup>.

Partiendo de lo anterior, se tiene que la ecuación 1 para radio equivalente es:

$$r_w' = r_w * e^{-S}$$

Ecuación 1

Donde:

$r_w'$ : Radio equivalente, pulgadas.

$r_w$ : Radio del pozo, pulgadas.

S: Daño de formación, adimensional.

---

<sup>7</sup> SCHLUMBERGUER. Fluid Selection Guide for Matriz Treatments. Schlumberguer.

<sup>8</sup> INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela: Cied-Intevep, 1984. 300 p.

De esta manera, la ecuación para el índice de productividad IP en términos de radio equivalente está dada por la ecuación 2:

$$IP = \frac{K \cdot h}{\alpha_r B_o \mu \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}}$$

Ecuación 2

Donde cada término corresponde a:

$K$  : Permeabilidad de la formación, milidarcys.

$h$  : Espesor de la capa o nivel, pies.

$\alpha_r$  : Coeficiente de unidades (en sistema Darcy  $\alpha_r=1$ )

$B_o$  : Factor volumétrico del aceite, bbl/STB.

$\mu$  : Viscosidad absoluta, centipoise.

$r_e$  : Radio de drenaje del pozo, pulgadas.

$r'_w$  : Radio equivalente del pozo, pulgadas.

$r_w$  : Radio del pozo perforado, pulgadas.

$Q$  : Caudal de producción, bbl.

$P_e$  : Presión estática de la formación, psi.

$P_{wf}$  : Presión de fondo fluyendo, psi.

$S$  : Daño total de la formación, adimensional.

Si dado el caso el daño de formación esta afectando solamente las inmediaciones del pozo, en la cual la permeabilidad se esta viendo afectada; esta zona se conoce como *skin* y tiene un radio medido desde el centro del pozo que se puede lograr por perfiles como el microlaterolog o el perfil de proximidad<sup>9</sup>.

En algunos casos en campo no se cuentan con los datos y pruebas suficientes para obtener el valor del daño de formación, en estas situaciones es conveniente establecer relaciones de permeabilidades y radios de skin y la formación. En condiciones normales, S toma un valor de 1 y 7 para pozos dañados, siendo S>7 un daño severo, con S>10 el daño es grave.

$$S = \left( \frac{K}{K_{skin}} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Ecuación 3

Los términos para la ecuación 3 son:

$k$  : Permeabilidad media de la formación productiva, milidarcys.

$k_{skin}$  : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (skin), milidarcys.

$r_{skin}$  : Radio desde el centro del pozo al borde externo del skin, pulgadas.

$r_w$  : Radio del pozo, pulgadas.

---

<sup>9</sup> SAN ANTONIO A COMPANY WITH PRIDE. Daño de Formacion y Estimulación Acida. Argentina: INGTEC Ingenieria y Tecnología, 2005. 190p.

Esta ecuación es independiente de las unidades que se utilicen debido a que se trata de relaciones de propiedades.

En resumen, la mejor manera para identificar la presencia de daño en la formación y su magnitud, son las pruebas de presión. No solo permiten estimar la permeabilidad, presión y factor skin, sino también adquirir el modelo del comportamiento del yacimiento (homogéneo o heterogéneo) que es crucial para cuantificar el incremento de productividad al momento de realizar una acidificación.

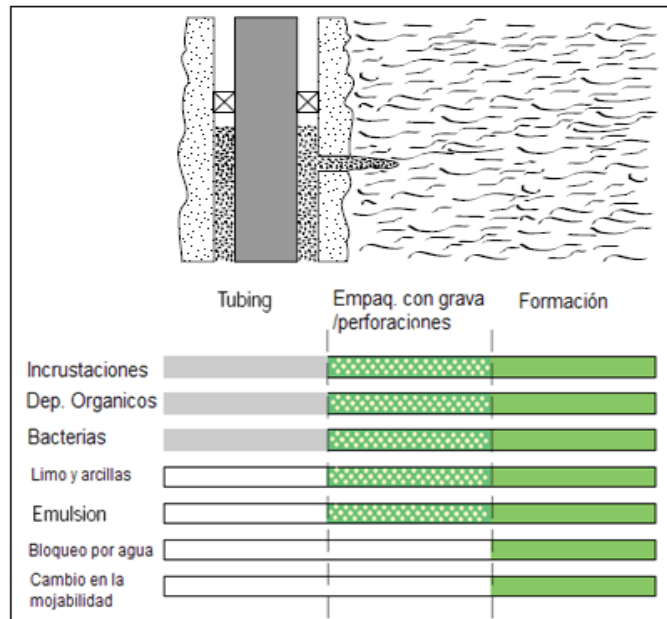
### **3.2 IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN**

El daño es descrito por dos parámetros: composición y localización. La importancia de la composición radica en que tipo de tratamiento es el más adecuado y la localización porque determinará el estrato que se debe tratar, por ejemplo la corrosión proveniente de la tubería o material cementante carbonatado de la formación pueden generar daño. Los fluidos no gastados deben reaccionar con la roca dañada para que el tratamiento sea efectivo, técnicas adecuadas de colocación pueden ser necesarias para asegurar que los fluidos contacten todo el intervalo a tratar. En la FIGURA 4 se muestran algunos tipos de daño y su localización.

Una mayor declinación en la producción esperada o en las tasas de inyección es muchas veces la primera señal de que un problema se está presentando en un pozo. Las pruebas de diagnóstico como Buildups o las Drawdown, pueden cuantificar el daño como resultado de una caída de presión a causa del skin. Un sistema de análisis de producción puede también determinar si el skin se debe a un daño mecánico o realmente se debe a un daño de formación. Si se tienen registros de la producción se puede determinar la extensión física del problema, si

muestran a que tasas están produciendo los intervalos. Estas pruebas proveen una información valiosa para la optimización de tratamientos y la evaluación de resultados.

FIGURA 4. Algunos tipos de Daño y su localización



FUENTE: SCHLUMBERGUER. Fluid Selection Guide for Matriz Treatments.  
Schlumberguer.

### 3.3 LIMITACIONES PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Los fundamentos de daño de formación están bien documentados, Algunos Autores<sup>10-11</sup> hacen énfasis en la necesidad de un entendimiento total de la química y física que gobierna los yacimientos y sus fluidos. En particular un conocimiento claro de la mineralogía, en especial las arcillas y las reacciones de intercambio iónico que afectan la estructura física de las arcillas es significativo para entender como ocurre el daño en las areniscas.

Sin embargo, la clasificación del daño de formación requiere no solo el entendimiento de la química y la física de las reacciones en el fondo del pozo sino también el conocimiento de la historia del pozo y las condiciones de las operaciones de campo. Los ingenieros no solo deben saber que ocurrió durante la perforación, el completamiento y los trabajos de workover, también deben estar familiarizados con la historia de producción y la historia de la presión, incluyendo cualquier esfuerzo de mantenerla debido a que si se tiene claro las causas del daño puede muchas veces dar una determinación correcta del tipo de daño.

A pesar de esto, realmente hay muchos obstáculos para la identificación del daño de formación, muchos pozos se encuentran muy mal documentados, por no decir que no se tiene registros de lo que ocurre en ellos, es decir, tienen muy malos reportes de los procedimientos a los que fueron sometidos y menos aun de los fluidos que este produce; por ejemplo muchas veces se tiene conocimiento de los lodos usados en la perforación, pero no de los aditivos que se usaron con este.

---

<sup>10</sup> KRUEGER, R. F. Operations, An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield. En: Society Of Petroleum Engineers. SPE-10029 (Julio 1986); p. 10.

<sup>11</sup> PORTER, K. E. An Overview of Formation Damage. SPE-19894. (Marzo 1989); p.3.

Aunque los altos pH de los filtrados de la cementación pueden ser dañinos, por lo general datos como este o los volúmenes de pérdida de fluidos hacia la formación no son reportados. La fuente del agua usada en los pozos o en las operaciones de inyección de agua a menudo no está disponible y es muy inusual conocer los datos exactos de producción, inyección o datos de la presión de fondo.

Comúnmente, la caracterización de los yacimientos se hace con base a las observaciones de campo y análisis de núcleos o fluidos realizado, que para un pozo específico podrían no estar disponibles. Para tomar decisiones correctas, en cuanto al tratamiento más adecuado para el pozo, los reportes de los estudios de campo o los historiales del pozo deben ser examinados para encontrar información necesaria acerca de la mineralogía, caracterización de las arcillas, análisis de los fluidos de formación y heterogeneidad de la permeabilidad. Estos son muy importantes tanto para la identificación del daño y como para la selección de los fluidos.

### **3.4 INDICADORES DE DAÑO DE FORMACION CUANDO NO SE CUENTA CON LA INFORMACION DISPONIBLE PARA LOS POZOS.**

En muchos casos la información disponible acerca de los pozos es escasa y no hay medios o tiempo para realizar pruebas de presión. En estos casos existe una serie de indicadores típicos de daño que se muestran a continuación:

- La formación contiene arcillas hinchables o susceptibles de migración (esmética, illita o caolinita, respectivamente).
- El pozo fue perforado con lodo de alta pérdida de filtrado, o con poco control de sólidos.

- La prueba DST del pozo recién perforado muestra buenas características, pero el comportamiento después de terminado el pozo es pobre.
- El pozo produce pequeñas cantidades de agua a intervalos irregulares.
- El hueco del pozo ha sido ampliado, pero la producción es baja.
- Declinación brusca de la producción.
- Buena presión de fondo (o nivel de fluido), pero poca producción comparada con pozos vecinos.
- Declinación de la producción después de una cementación forzada.
- Producción de lodo o sólidos del lodo.
- Pérdida de fluidos hacia la formación.
- Baja resistividad en los registros pero sin producción de agua, indicativo de alto contenido de arcillas.

### **3.5 ORIGEN, CAUSA Y TIPO DE DAÑO DE FORMACION**

Definida la potencial conveniencia de una estimulación matricial, el siguiente paso es identificar el origen y naturaleza del daño que se ha producido, para poder seleccionar el fluido de tratamiento más apropiado. No existe un tipo de tratamiento universal de aplicación exitosa, por el contrario hay una gran cantidad de documentos sobre fracasos de estimulaciones debidos a una errónea selección de fluido.

Por lo tanto cabe preguntarse<sup>12</sup>:

- ¿Cuál es el origen del daño?
- ¿Cuál fue la causa del daño?
- ¿Qué tipo de daño existe?

El diagnóstico con absoluta certeza del origen y naturaleza de un daño es una tarea difícil. Con frecuencia, sólo es posible determinar cuáles son los mecanismos más probables. A menudo, la falta de información detallada sobre las características de la roca y fluidos del yacimiento, y de las características de los fluidos de control del pozo o de tratamiento, dificulta aún más el diagnóstico.

Los informes de perforación, completamiento, workover o tratamiento del pozo suelen ofrecer pistas significativas a condición que sean examinados por personal con sólidos conocimientos de los mecanismos y tipos de daño de formación.

---

<sup>12</sup> SAN ANTONIO A COMPANY WITH PRIDE. Daño de Formación y Estimulación Ácida. Argentina: INGTEC Ingeniería y Tecnología, 2005. 190p.

### **3.5.1 ORIGEN Y CAUSA DEL DAÑO DE FORMACIÓN**

Esta sección describe los orígenes, causa y tipo de daño a la formación causada por las típicas operaciones de pozos, incluyendo perforación, cementación, completamiento, empaquetamiento con grava, producción, estimulación e inyección de fluidos de recobro<sup>13</sup>.

#### **DAÑOS CAUSADOS DURANTE LA PERFORACIÓN**

La causa más común de daños de formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y líquida, y los daños que causa pueden ser por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso como causa de la fase sólida.

- **INVASION DE LOS SÓLIDOS DEL LODO**

La invasión de los sólidos del lodo causa una disminución de la productividad de dos formas:

- Taponamiento de las gargantas de los poros.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.
- Este daño solo ocurre a pocas pulgadas alrededor del cara del pozo (un valor promedio de 3 pulgadas es común), pero la reducción de la permeabilidad de la formación puede ser del 90%.

---

<sup>13</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

- **INVASION DEL FILTRADO DE LODO**

La filtración de la fase líquida de un fluido de formación hacia el medio poroso ocurre en tres etapas: a través de los perforados, filtración dinámica durante la circulación del fluido y filtración estática cuando el fluido no está circulando. Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para disminuir la invasión a la formación. Debe tenerse presente que la fase líquida del fluido de perforación contiene sustancias químicas diseñadas para cumplir propósitos adecuados en el fluido, una vez se filtren en el medio poroso ocasionarán alteración de la mojabilidad, migración de partículas finas, hinchamiento de arcillas, formación de emulsiones, precipitaciones orgánicas e inorgánicas.

### **DAÑOS CAUSADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE CEMENTACION.**

La invasión de sólidos durante las operaciones de cementación constituye un tema muy discutido debido a que hay una pérdida de circulación que fuerza los sólidos hacia la formación causando taponamiento.

Cuando se bombean limpiadores delante del cemento para remover el lodo o la retorta, estos pueden reaccionar con los minerales y fluidos de la formación produciendo:

- Migración arcillas y/o finos.
- Cambios en la mojabilidad.
- Cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo.

## **DAÑOS CAUSADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO.**

Durante el completamiento del pozo se llevan a cabo varias operaciones como control de pozo y recementación de tuberías que propicia la inyección forzada de fluidos y sólidos hacia la formación; en el cañoneo los orificios quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Además, la zona de la roca alrededor de los perforados es compactada y básicamente adquiere una permeabilidad nula.

Durante la limpieza de un pozo se pueden perder fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también daño. En completamientos con empaquetamientos de grava, pueden quedar dañados por una mala instalación, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo que favorece el taponamiento por sólidos.

Los daños más comunes en estos casos son:

- Migración de finos y/o arcillas.
- Formación de incrustaciones.
- Formación de emulsiones.
- Cambios en la mojabilidad.

## **DAÑOS CAUSADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE WORKOVER**

El daño de formación es originado por invasión de fluidos hacia el pozo durante operaciones de workover debido generalmente a excesos de presión diferencial contra las zonas productoras que causan pérdidas de circulación; favoreciendo la incidencia de daño por presencia de fluidos incompatibles con la formación.

- Invasión de sólidos.
- Migración de finos y arcillas.
- Cambios en la mojabilidad.
- Formación de incrustaciones.

### **DAÑOS CAUSADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN.**

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados en la formación dejen residuos por causa de precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Los fluidos ácidos de estimulación son la mayor fuente de daño, y su mala selección puede generar daños severos o en el peor de los casos irreparables.

Estos fluidos llevan consigo productos químicos (ácidos y aditivos) que pueden producir:

- Cambios en la mojabilidad.
- Formación de emulsiones y/o sludges.
- Formación de incrustaciones.
- Migración de finos y/o arcillas.
- Desconsolidación de la roca, etc.

### **DAÑOS CAUSADOS DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN**

Los intervalos cañoneados son susceptibles a ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que migran de la formación a ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de areniscas este problema es mayor y será mucho más fácil taponarla con estos sólidos.

Los daños mas frecuentes observados durante la vida productiva de un pozo son:

- Migración y taponamiento por finos en la cara del pozo.
- Formación de incrustaciones.
- Formaciones de emulsiones y/o sludges.
- Producción de arena, debido a altas velocidades de flujo producidas por altas presiones diferenciales en la cara del pozo.
- Colapso de los poros por alta presión diferencial o por agotamiento de la presión del yacimiento.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto valor del pH y reprecipitación de sílice en el medio poroso.

#### **DAÑOS CAUSADOS DURANTE PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA O GAS.**

- Cambios de mojabilidad por la presencia de surfactantes en el agua de inyección.
- Reducción de la inyectabilidad por taponamiento por sólidos suspendidos en el agua de inyección (arcillas, carbonatos, petróleo y/o bacterias).
- Taponamiento por productos de corrosión (hierro disuelto).
- Formación de incrustaciones inorgánicas por causa de la incompatibilidad del agua inyectada y el agua de la formación.
- Migración de finos.
- En pozos de gas se produce una reducción de la permeabilidad relativa al gas por presencia de hidrocarburos líquidos en el gas de inyección, que cambia la saturación de fluidos alrededor del pozo. este efecto se presenta en todos los pozos inyectoros de gas y es un efecto que beneficia la producción de crudo.

### 3.6 TIPOS DE DAÑO DE FORMACION

Existen varios tipos de daño por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, estos pueden ser de origen natural o inducido. El daño natural son los que ocurren fundamentalmente como resultados de la producción del aceite del yacimiento y el daño inducido son los resultados de operaciones de perforación, de completamiento, de workover, de tratamientos de estimulación e inyección. Además, algunas operaciones de completamiento, problemas en el diseño o daños inducidos pueden aumentar los mecanismos de daño natural.

Los daños naturales incluyen:

- Migración de finos.
- Hinchamiento de arcillas.
- Formación de incrustaciones por agua.
- Depósitos orgánicos (parafinas o asfáltenos).
- Mezcla de depósitos orgánicos e inorgánicos.
- Emulsiones.

El daño inducido incluye:

- Taponamiento por la entrada de partículas como sólidos o polímeros debido a la inyección de fluidos.
- Cambios en la mojabilidad causados por la inyección de fluidos o por los fluidos de perforación base aceite.
- Reacciones de ácidos.
- Precipitación de hierro.
- Bacterias.
- Incompatibilidad con los fluidos de perforación.

### **3.6.1 MIGRACION DE FINOS**

Las partículas provenientes del fluido producido pueden cruzar las gargantas de los poros cerca de la región de la cara del pozo y reducir la producción de aceite, esta migración de finos puede tener una gran variedad de materiales tales como arcillas, sedimentos, etc.

El daño por migración de finos abarca una longitud de 3-5 pies de radio cerca de la cara del pozo, aunque en algunos casos este daño también puede ocurrir por empaquetamiento de grava (silicatos y aluminosilicatos).

### **3.6.2 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS**

Las arcillas pueden cambiar el volumen debido a la salinidad del fluido de tratamiento que entra en contacto con la formación, provocando cambios en la permeabilidad que resultan de la alteración de la arcilla debido a la cantidad, localización y tipos de minerales dentro de la formación. Las arcillas mas comunes que sufren hinchamiento son esmécticas y mezclas de esméctitas, este hinchamiento aumenta el volumen de la arcilla en un 600% reduciendo considerablemente la permeabilidad. Cuando estas partículas u otros sólidos de perforación, completamiento, fluidos de workover son mas pequeñas que las gargantas de los poros pueden invadir la formación.

### **3.6.3 INCRUSTACIONES INORGÁNICAS**

Las incrustaciones son químicos solubles en agua que precipitan cuando se pierde el equilibrio de la solución, en respuesta a los cambios en las condiciones o la mezcla de aguas incompatibles. Ellas pueden presentarse en el tubing, perforaciones o en la formación.

Las incrustaciones más comunes son:

- Carbonatos de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y hierro ( $\text{FeCO}_3$ ).
- Sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ) y bario ( $\text{BaSO}_4$ ).
- Sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ).
- Cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ).
- Incrustaciones de sílice ( $\text{SiO}_2$ ).

### **3.6.4 DEPÓSITOS ORGÁNICOS**

Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados (asfáltenos y parafinas) que precipitan la temperatura es disminuida, ubicándose en el tubing, perforaciones o formación. Aunque los mecanismos de formación de los depósitos orgánicos son numerosos y complejos, los principales son un cambio de temperatura (parafinas) o presión en el sistema de flujo (asfáltenos), enfriamiento de la cara del pozo (parafinas) o las inyecciones de tratamiento de fluidos fríos.

### **3.6.5 DEPÓSITOS DE SLUDGES**

Los depósitos orgánicos no deben ser confundidos con otro tipo de depósito llamado sludge, estos son emulsiones viscosas producidas por las reacciones entre crudos y ácidos inorgánicos fuertes o salmueras, no se puede disolver fácilmente.

### **3.6.6 DEPÓSITOS MEZCLADOS**

Existe mezcla de depósitos orgánicos/inorgánicos están combinados con componentes orgánicos, incrustaciones, finos y arcillas, se forman cuando la migración de finos esta asociada con un incremento en el agua de producción en un yacimiento de areniscas, logrando una mojabilidad por aceite favorable para la depositación de orgánicos (Houchin y Hudson, 1986).

### **3.6.7 EMULSIONES**

Las emulsiones son combinaciones de dos o mas fluidos inmiscibles (incluyendo gas) que no se dispersan mutuamente (Hoover, 1970); y están compuestas por una fase externa (también llamada no dispersa o continua) y una fase interna suspendida en la fase externa. Los sólidos mas comunes conocidos como estabilizadores de emulsiones son el sulfuro de hierro, parafinas, arena, limo, arcilla, asfáltenos, incrustaciones inorgánicas, escamas de metal (provenientes de la tubería), cuttings y productos de corrosión.

Los mecanismos de rompimiento de estas emulsiones inestables es disminuir el contacto y el crecimiento, logrando la separación por densidad del fluido.

### **3.6.8 BLOQUEO POR PARTÍCULAS INDUCIDAS**

El daño por partículas por inyección de fluidos durante las operaciones normales realizadas en el pozo ocurre cerca del área de la cara del pozo y en la garganta de los poros, esto ocasiona puenteo entre ellos, taponamiento entre las perforaciones y pérdidas de grandes cantidades de fluidos en las fracturas naturales y sistemas de fracturas.

El tipo de partículas en los fluidos de perforación son: arcillas, cuttings, agentes para proporcionar peso y materiales de control de perdidas, incluyendo polímeros; estos materiales pueden ser un problema independiente del tipo de lodo (agua, aceite o base polímero).

En los fluidos de estimulación estas partículas son el resultado de una pobre calidad del agua, capas de los tanques, residuos de los tanques, tuberías y restos del tubing (por ejemplo, lodo seco, incrustaciones inorgánicas y/o orgánicas); como resultado de no aplicar efectivos limpiadores y ácidos que dispersen y disuelvan los residuos en el interior de los tanques y tuberías.

### **3.6.9 CAMBIOS EN LA MOJABILIDAD**

Los cambios en la mojabilidad desde una condición acuohumectante a una oleohumectante pueden llegar a reducir la permeabilidad relativa del petróleo entre un 15 a un 85%. Es, por lo tanto, muy importante para yacimientos productores de hidrocarburos permanecer como o convertirse a una condición acuohumectante.

Este cambio en la mojabilidad de una condición acuohumectante a una condición oleohumectante puede resultar del filtrado del fluido de perforación o completamiento que puede contener un surfactante inapropiado.

### **3.6.10 BACTERIAS**

Hay muchas fuentes de contaminación bacteriana en los tratamientos de pozos de petróleo, de gas y de agua. Los portadores primarios de bacterias son los fluidos de fractura, la inyección de agua, los fluidos de perforación, de completamiento y el filtrado de cemento. Quizás la fuente más grande de bacterias es el agua base de los fluidos de fractura. Estos problemas pueden ser prevenidos tratando los posibles líquidos portadores con un bactericida eficiente, si estos no se añaden a los fluidos de estimulación se podría ocasionar daños severos de contaminación. Poco después que un pozo es tratado con un fluido contaminado de bacterias, los pozos contiguos puede también llegar a contaminarse, originando corrosión en las tuberías como consecuencia del sulfuro del hidrógeno ( $H_2S$ ) que producen las bacterias.

### **3.6.11 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE**

El lodo base aceite (MBA) es el lodo de perforación escogido para lubricar pozos altamente desviados o para formaciones que son muy sensibles al lodo base agua (MBW). La mayoría de los MBA y aquellos que tienen densidades más grandes que 14 lbm/gal contienen los sólidos necesarios para crear emulsiones estables cuando se mezclan con salmueras de altas salinidades o ácidos, estas emulsiones son viscosas y resistentes al rompimiento. El nivel de daño de estas emulsiones

puede ser muy crítico, ya que pueden perturbar zonas enteras de formación que son rentables, como resultado de la alteración de la permeabilidad relativa que causaron los surfactantes; en estos casos se altera la mojabilidad de la formación con valores de permeabilidad relativa de 10% a 20% menos del valor inicial.

## **4. IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN**

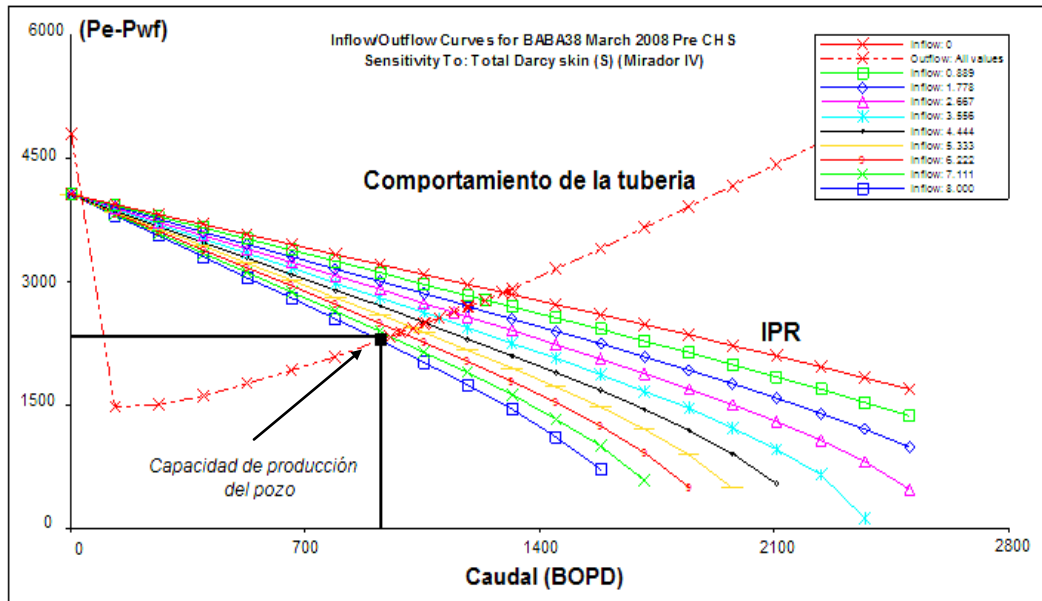
La declinación gradual o abrupta de la producción de un pozo depende de varios factores, pero solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento. Es importante realizar un estudio partiendo de las condiciones a las cuales se encuentra el pozo, para identificar si el daño de formación que está afectando la productividad es de origen mecánico o natural.

### **4.1 FACTORES PRINCIPALES QUE REDUCEN LA PRODUCCIÓN DE UN POZO**

- Sistema mecánico ineficiente.
- Baja permeabilidad del yacimiento.
- Restricción alrededor del pozo debido a daños o pseudodaños.

Para el primer caso es correcto realizar un análisis nodal del pozo en estudio para determinar el diseño correcto de sus tuberías, estrangulador, equipo de levantamiento artificial y líneas de flujo en superficie, ver FIGURA 5.

FIGURA 5. Curvas Inflow/outflow.



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

En la producción de pozos el objetivo principal es lograr que haya la mínima caída de presión (draw down) dentro del yacimiento, es decir, que la diferencia  $P_e - P_{wf}$  sea mínima, que resulta en la máxima presión de fondo fluyendo que favorecerá la producción de los fluidos a superficie. Esto se puede lograr mediante un balance entre la curva de respuesta (IPR) y la curva de comportamiento de tubería (Tubing intake curve), lo cual es objetivo del análisis nodal.

## **4.2 MÉTODOS PARA IDENTIFICAR LA PRESENCIA DE DAÑO DE FORMACIÓN EN EL POZO**

Cuando el índice de productividad del pozo es menor que el esperado o existe una tasa de declinación menor que la normal, se sospecha de la presencia de daño de formación. Pero esto no solo se debe tomar como única manera para comprobar su existencia, es conveniente demostrarlo por medio de un análisis sistemático que permita identificar la presencia de daño en la formación.

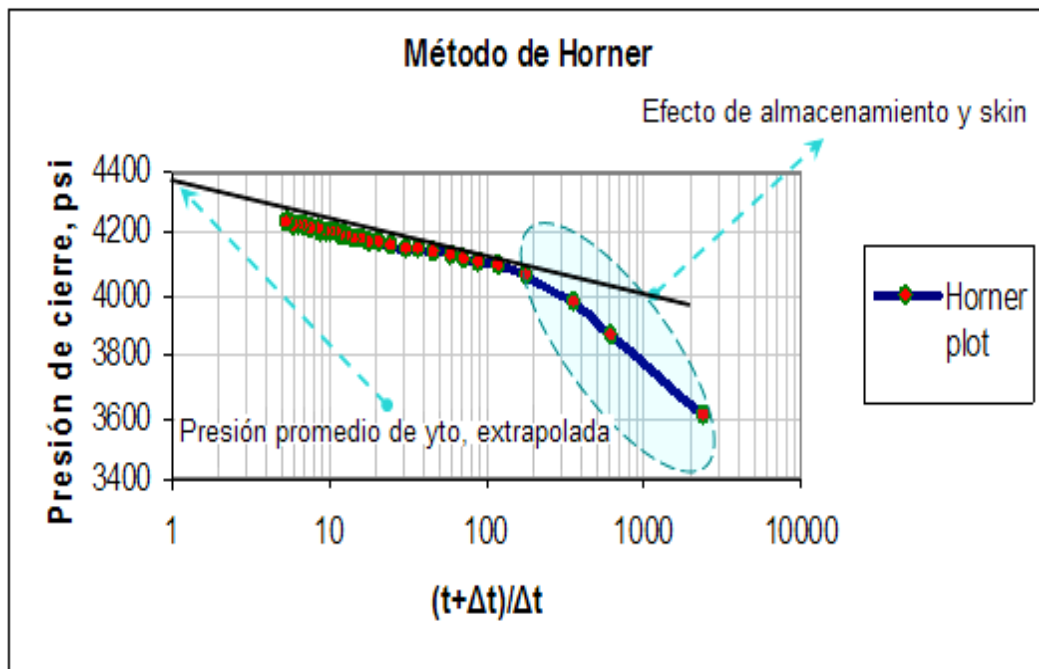
Si dado el caso esto se llega a lograr, el pozo con una baja productividad es un candidato fuerte para un tratamiento de estimulación química.

Existen varios métodos para identificar el daño en la formación, a continuación se presentan los más importantes.

### **4.2.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN**

Existen varios métodos de interpretación de pruebas de restauración de presiones (Build-Up), siendo los más usados el de Horner como se observa en la FIGURA 6, y los que emplean el método de curvas tipo, como los de Burdet y Gringarten.

FIGURA 6. Método de Horner de Restauración de Presión.



Fuente: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela: Cied-Intevep, 1984. 300 p.

Del análisis de pruebas de restauración de presión, por el método Horner, se halla la presión estática promedio del yacimiento, la presión de fondo fluyendo, la permeabilidad efectiva del petróleo, la pendiente de la sección recta y un factor de daño total (figura 3). Este factor de daño está compuesto del daño verdadero y de los pseudodaños, y se calculan por medio de la ecuación 4<sup>14</sup>:

$$S = 1.1513 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left( \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad \text{Ecuación 4}$$

<sup>14</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Kenneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

Donde:

$S$ : Factor de daño total, adimensional.

$P_{1hora}$ : Presión leída en tiempo de 1 hora en el gráfico semilogarítmico de Horner, psi.

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo, psi.

$m$ : Pendiente del grafico de la sección recta del grafico Horner, psi/ciclo.

$K$ : Permeabilidad calculada de la prueba de restauración de presión, milidarcys.

$\mu$ : Viscosidad del petróleo, centipoise.

$\Phi$ : Porosidad del yacimiento, fracción.

$C_t$ : Compresibilidad total del sistema,  $\text{psi}^{-1}$ .

$r_w$ : Radio del pozo, pulgadas.

En algunos casos, todo el valor del factor de daño ( $S$ ) se debe a contribuciones de origen mecánico y en estas circunstancias el tratamiento químico no tiene ningún efecto en la productividad.

#### **4.2.2 PRUEBAS DE RESTAURACION DE PRESIÓN CON TUBERIA DE PERFORACIÓN DST**

Una prueba DST puede dar indicación de la presencia de daño cuando restaura rápidamente la presión durante el periodo de cierre, y hay una gran diferencia entre la presión de flujo inicial y final en poco tiempo. Esto indica que hay transmisibilidad de la presión, pero muy poca al flujo, lo cual puede ser debido a obstrucción de la permeabilidad.

Si la prueba de restauración de presión indica un valor positivo de factor skin, puede que no exista daño de formación, este valor alto de skin se puede originar por un cañoneo incompleto o insuficiente densidad de perforaciones, así como efectos de flujo bifásico o alta velocidad del fluido.

Cuando concurren una o más de las siguientes circunstancias, habrá que hacer un análisis de los fluidos producidos, además de un análisis nodal del sistema de producción del pozo, sin clasificarlo como dañado desde el principio<sup>15</sup>.

- Para el gas:  
Cuando la relación liquido/gas sea mayor de 100 bbl/MM PCD.
- Para el aceite:  
Cuando la relación liquido/gas sea mayor de 1000 ft<sup>3</sup>/bbl.
- Cuando haya producción de las tres fases: petróleo, agua y gas.
- Cuando la diferencia draw down sea mayor de 1000 psi.
- Cuando se haya cañoneado:
  - A menos de 4 tiros por pie.
  - En fase cero grados.
  - Con cañón pequeño de dos pulgadas o menos.
  - Cuando la presión de yacimiento este por encima del punto burbuja y la presión en el pozo este por debajo.
- Cuando el pozo produzca a alta tasa de flujo.
  - $Q/h > 20\text{BOD/pie}$ .
  - 5 BOD/perforación.

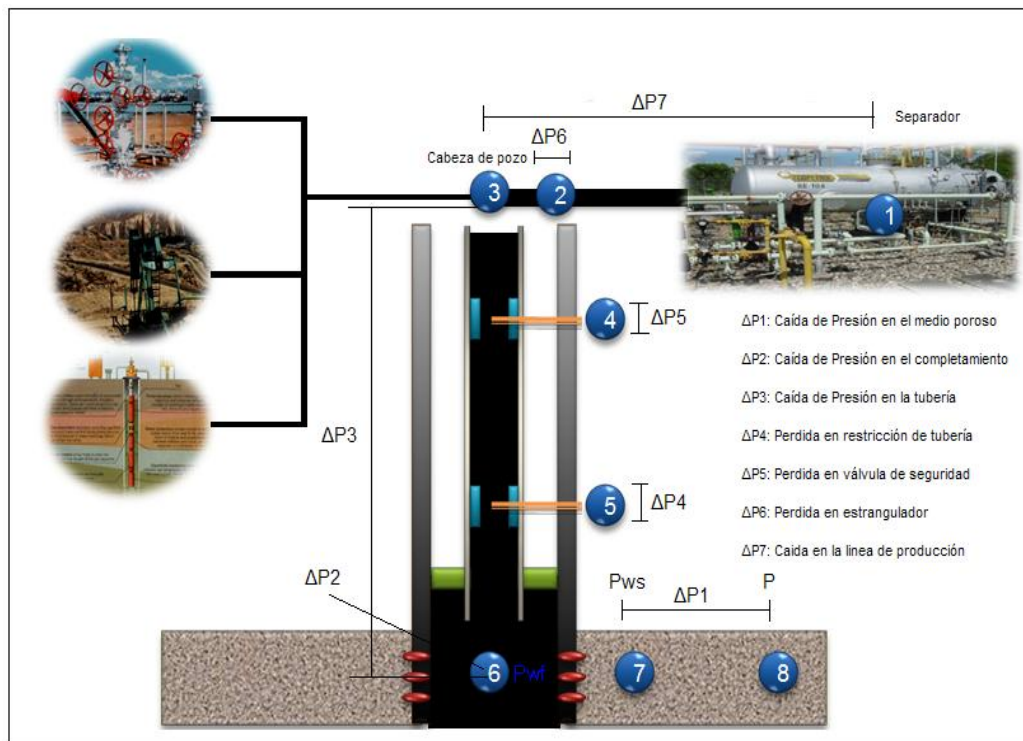
---

<sup>15</sup> INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela: Cied-Intevep, 1984. 300 p.

### 4.2.3 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es el análisis del sistema productivo real y se basa en la descripción de la caída de presión desde el fondo del pozo hasta la superficie (hidrostática y pérdida por fricción en el tubing y otras restricciones existentes), ver FIGURA 7.

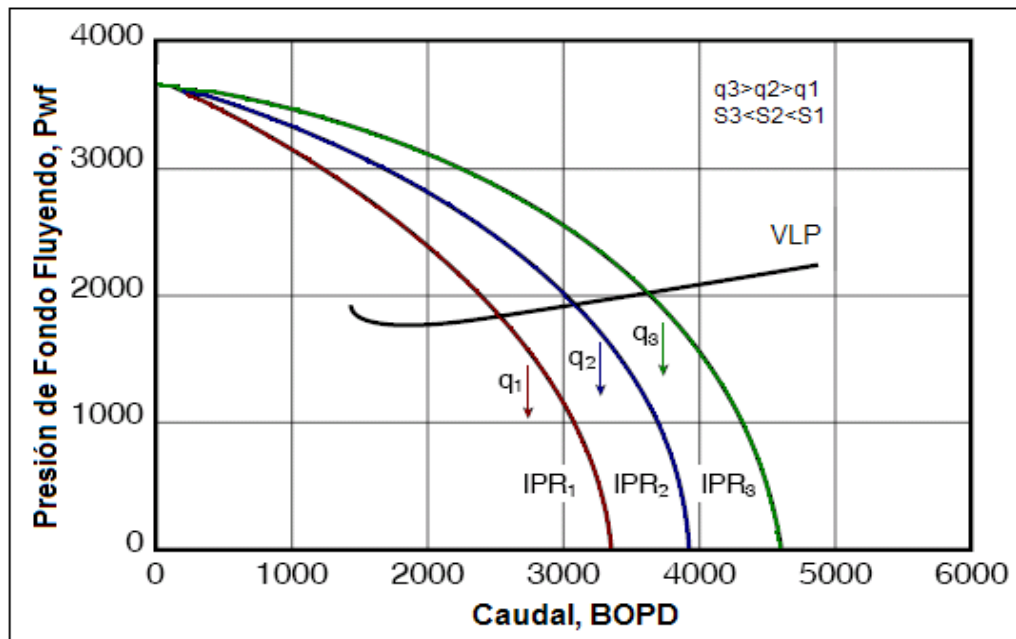
FIGURA 7. Análisis Nodal del Sistema de Producción.



FUENTE: DIAZ VILORIA, Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Bucaramanga, 2009, 205 p. Universidad Industrial de Santander.

La FIGURA 8 muestra una curva de afluencia de crudo, desde el yacimiento al pozo y una curva de afluencia, desde el fondo a superficie, esta curva es conocida como el IPR calculado con un skin total que incluye daño físico y pseudodaños, también relaciona la presión de fondo que se necesita para producir un cierto caudal en determinadas condiciones (Vertical Lift Performance, VLP). Esta es afectada por la presión en la cara de la formación, presión hidrostática, fricción (en tubería, válvulas y cualquier tipo de restricciones) y el método de levantamiento artificial que se esté utilizando en el pozo.

FIGURA 8. Curvas de afluencia para un pozo.



FUENTE: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela: Cied-Intevep, 1984. 300 p.

#### **4.2.4 REGISTROS DE RESISTIVIDAD**

La combinación de un registro dual de inducción y el laterolog pueden dar idea de la profundidad de la invasión de los fluidos hacia la formación, teniendo en cuenta también el espesor de la torta frente a zonas permeables y el registro de calibre del hueco pues cuanto más gruesa sea la torta, mayor invasión habrá sufrido la formación.

#### **4.2.5 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PERFORACIÓN / COMPLETAMIENTO / WORKOVER**

La revisión de la historia de perforación, completamiento o workover es una de las etapas más importantes al momento de identificar el daño de formación, debido a que es donde ocurren la mayoría de los daños al pozo.

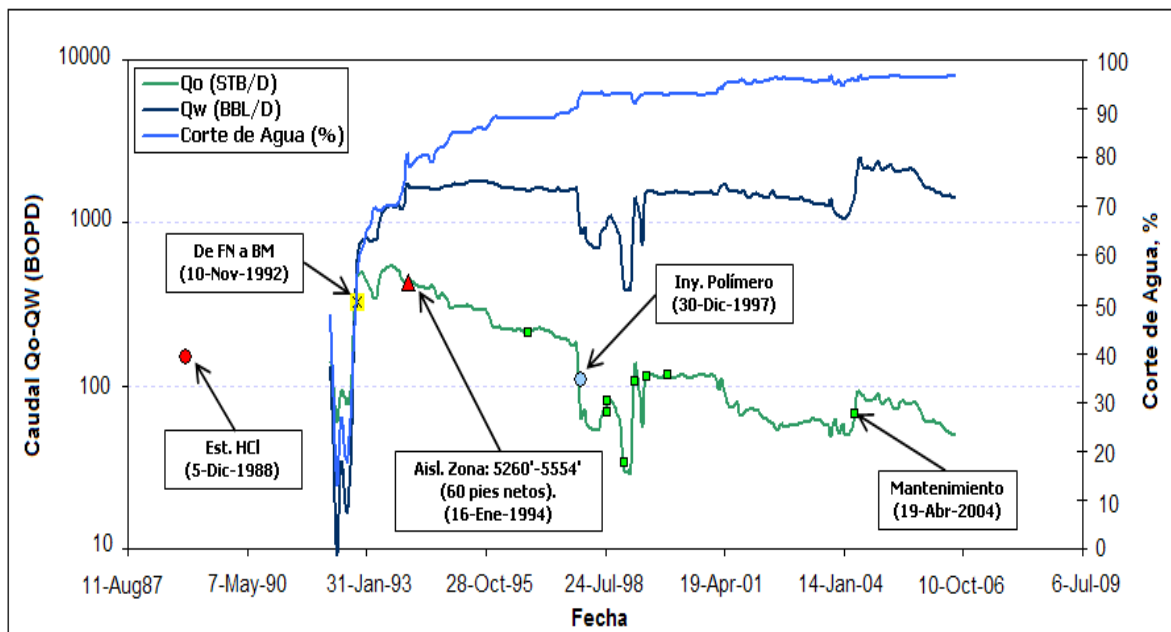
En la historia de perforación es conveniente revisar la composición del lodo, identificando los fluidos y aditivos que se inyectaron al pozo, así como las concentraciones para poder conocer que efectos tendrán sobre la formación productora. También es recomendable revelar problemas como: pega de la tubería, pérdidas de circulación, fallas en el funcionamiento del equipo de control de sólidos, reducción o aceleración en las tasas de producción, etc.

En el caso de los fluidos de completamiento y workover se debe conocer su composición química para detectar posibles interacciones con el filtrado de lodo, los fluidos de formación y la roca que podrían ocasionar daño.

#### 4.2.6 REVISIÓN DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El análisis de las curvas de producción es de gran utilidad porque proporcionan la existencia y extensión relativa del daño. En estas curvas puede verse el comportamiento del pozo, y detectarse cambios y anomalías, que pueden ser indicios de daño de formación.

FIGURA 9. Reporte de eventos para el Campo XYZ.



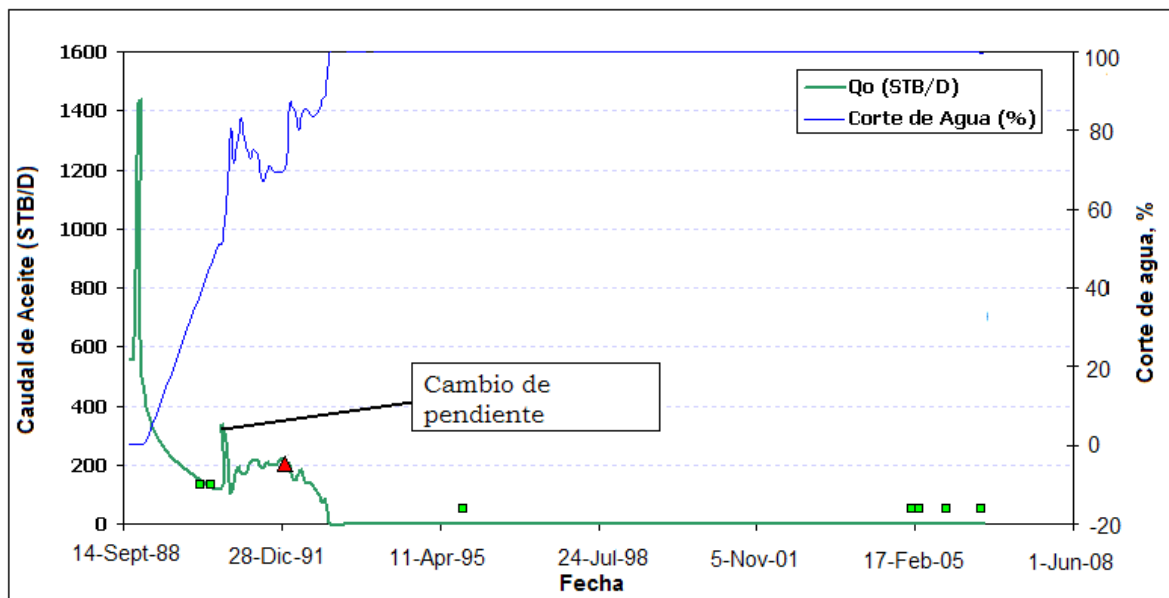
Fuente: Los Autores.

Una declinación brusca de la curva de producción es el mejor indicador que un pozo está dañado. Si la curva presenta una declinación normal y luego de un trabajo de estimulación al pozo hay una declinación brusca mayor que la normal, esto es una señal de daño en el pozo por causa del fluido de tratamiento utilizado y puede ser tratado químicamente (FIGURA 9).

En algunos casos la declinación brusca de la historia de producción es debido a producción de agua que ocasiona la migración de partículas finas en la cara del pozo. Si no está relacionada con producción de agua, la causa puede ser por depositación de asfáltenos en la misma área.

Si existe un cambio suave y gradual en la pendiente de la curva hay que identificar la pendiente de la curva de declinación natural del mismo. Un cambio de este tipo de pendiente, como se ilustra en la FIGURA 10, es una sospecha de la acumulación gradual de depósitos en la tubería, situación que puede corregirse con tratamiento químico.

FIGURA 10. Relación de eventos en una curva de producción Vs Tiempo.



Fuente: Los Autores.

#### 4.2.7 ANÁLISIS DE ESTIMULACIONES PREVIAS

Es importante analizar las estimulaciones previas hechas en pozos del mismo yacimiento, para determinar si se ha tratado de eliminar un tipo de daño recurrente, la efectividad de las estimulaciones realizadas y en caso de fracasos, determinar si se han dañado más los pozos, por que mecanismo y tratar de mejorar los diseños.

#### 4.2.8 COMPARACIÓN CON EL COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS VECINOS.

La comparación del comportamiento de un pozo con el de sus vecinos del mismo yacimiento puede hacerse comparando los índices de productividad de varios pozos por pie de espesor productor<sup>16</sup>, ecuación 5:

$$IP_{real} = \frac{q_o}{(P_s - P_{wf})h}$$

Ecuación 5

---

<sup>16</sup> KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

Se compararía con la ecuación 6, para índice de productividad ideal para cada pozo:

$$IP_{ideal} = \frac{0.00707K}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ecuación 6}$$

Los términos corresponden a:

$P_{wf}$ : Presión de fondo fluyendo, psi.

$H$ : Espesor de la capa o nivel, pies.

$B_o$ : Factor volumétrico del aceite, bbl/STB.

$q_o$ : Caudal de aceite, bbl.

$K$ : Permeabilidad del yacimiento, milidarcys.

$\mu_o$ : viscosidad del petróleo, centipoise.

$\Phi$ : porosidad del yacimiento, fracción.

$r_w$ : radio del pozo, pulgadas.

$r_e$ : radio de drenaje del pozo, pulgadas.

Esta comparación se puede entender claramente por medio de este ejemplo, si tiene un yacimiento con las siguientes propiedades:

$K= 450$  mD

$r_e= 660$  pies

$r_w= 0.25$  pies

$h=75$  pies

*Diferencial de presión*= 255 psi.

$\mu_o=5$  cp

$B_o=1.2$  bbl/STB

Los cálculos de los IP se muestran en la siguiente TABLA1:

TABLA1. Comparación de propiedades de pozos vecinos.

<i>Pozo</i>	<i>Espesor</i>	<i>BOPD</i>	<i>PI/h</i>	<i>PI ideal</i>	<i>DPI</i>
W-5	75	725	0.0379	0.0674	-0.0295
W-6	75	1100	0.0575	0.0674	-0.0099
W-7	75	565	0.0295	0.0674	-0.0379
W-8	75	980	0.0512	0.0674	-0.0162

Fuente: INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela, 1984. 300 p. CIED-INTEVEP.

Como puede observarse en la tabla anterior, el pozo que mas se aleja del comportamiento ideal es el W-7, seguido del W-5 y del W-8. En este orden de prioridad deberían ser estudiadas sus historias para determinar el origen del posible del daño presente y recomendar el tipo de tratamiento adecuado.

## 5. FLUIDOS USADOS EN ACIDIFICACIÓN

Existen diversos fluidos que son usados en la acidificación matricial de areniscas, de los que se pueden rescatar dos grupos: los sistemas ácidos y los aditivos<sup>17</sup>. Cada uno ellos cumple una función diferente dentro del proceso de acidificación, por ejemplo los sistemas ácidos son los encargados de disolver el daño que está afectando la formación de interés, sin embargo estos fluidos no pueden ser inyectados por si solos, estos deben ser adaptados a las condiciones y características particulares de cada pozo y aquí es donde entran en juego los diferentes aditivos que se emplean durante el proceso de acidificación matricial, también tienen la función de disminuir las posibilidades de fracaso que se tienen al implementar un proceso de estas características.

En el transcurso de este capítulo se explicarán brevemente los diversos sistemas ácidos, sus aplicaciones y algunos de los principales aditivos que se usan en el área de estimulación de pozos.

### 5.1 SISTEMAS ÁCIDOS

Los diferentes sistemas ácidos fueron diseñados como necesidad de crear un mayor éxito en la aplicación de acidificación matricial de areniscas, esto se refleja en una mayor capacidad de penetración del ácido vivo que disuelva las

---

<sup>17</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

restricciones que tiene el sistema de flujo que permite que el crudo se desplace hasta la cara de la formación, a continuación se muestran los principales sistemas ácidos usados en areniscas.

### **5.1.1 SISTEMAS ÁCIDOS CONVENCIONALES**

Los sistemas ácidos convencionales se caracterizan por tener un rango de acción reducido, es decir, no logran penetrar en la formación un poco más de un pie cuando el ácido ya se ha gastado; pero estos a su vez tienen un efecto positivo cuando su formulación es correcta. Aunque estas formulaciones han sido fruto de la observación en la actualidad existen publicaciones como las de Mcleod<sup>18</sup> y Kalfayan<sup>19</sup> que han recopilado información durante el transcurso de los años y han generado guías para la selección de fluidos de acidificación con sistemas convencionales que constan de una mezcla de ácido clorhídrico (HCl) y ácido fluorhídrico (HF) a concentraciones que van desde 0.5% HF: 6%HCl a 3% HF: 12%HCl, según la mineralogía presente en la formación de interés. También además del ácido principal se plantea el uso de un preflujo ácido que reducirá la posibilidad de generar daño por la inyección de HF en la formación por el contacto con ciertos minerales como los carbonatos y feldespatos.

---

<sup>18</sup> MCLEOD, Harry. Significant Factors for Successful Matrix Acidizing. En: New Mexico Tech Centennial Symposium. New Mexico. SPE 20155 (1990); p. 1-2.

<sup>19</sup> KALFAYAN, Leonard. & METCALF, A. S. Successful Sandstone Acid Design Case Histories. En: Exceptions to Conventional. Annual Technical Conference. Dallas. SPE 63178 (1-4 Oct. 2000); p. 6-8.

## ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCl)

El ácido clorhídrico reacciona con rocas calcáreas compuestas principalmente de minerales como la calcita y la dolomita, dando como resultado productos de reacción solubles en agua; a menudo estos se encuentran en las bombas y algunas tuberías tanto de superficie como de fondo de pozo. Su principal desventaja es su alta corrosividad, muy significativa y costosa de controlar en temperaturas por encima de los 250°F, porque ataca los recubrimientos metálicos de aluminio o cromo fácilmente. Normalmente la aplicación, a causa de la temperatura de la formación o los materiales a ser protegidos, indicará la necesidad de usar un ácido menos corrosivo que el clorhídrico.

El ácido clorhídrico tiene muchas ventajas en su aplicación en un tratamiento, algunas de estas son<sup>20</sup>:

- Disponibilidad y bajo costo.
- Fácilmente de inhibir para prevenir el ataque por corrosión en las tuberías.
- La tensión superficial se puede controlar para ayudar en:
  - Penetración.
  - Propiedades de mojabilidad.
  - Reducir la fricción.
- Puede ser emulsificado para lograr bajas tasas de reacción.

---

<sup>20</sup> BJ SERVICES. Formation Damage Manual. Houston, 2000. 350 p.

- Exhibe propiedades desemulsificantes que favorecen una eliminación rápida del daño.
- Junto con los aditivos minimiza o elimina los productos de reacción insolubles.

## **ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF)**

En la estimulación de pozos, el ácido fluorhídrico es comúnmente usado en combinación con el ácido clorhídrico, esta mezcla de dos ácidos pueden ser preparadas diluyendo mezclas de los ácidos concentrados con agua o agregando sales de flúor al ácido clorhídrico liberando ácido fluorhídrico que va a reaccionar con las partículas de cuarzo ( $\text{SiO}_2$ ) soportadas por varias clases de materiales cementantes principalmente carbonatos, sílice, y arcillas; este régimen de reacción es bajo comparado con el ácido clorhídrico en calizas.

Las concentraciones de ácido fluorhídrico aplicadas en la industria tiene un rango de 1.5% a 6.0%. En general el ácido fluorhídrico se utiliza para<sup>21</sup>:

- Ser bombeado en la mezcla HCl:HF.
- Asegurar que el contacto con los iones de sal sea prevenido.
- Eliminar los finos insolubles en ácido clorhídrico.

---

<sup>21</sup> SILVA, Carlos. Manual de Estimulación de Pozos. Mexico D.F: Colegio de Ingenieros de Petróleos de México; 1991. 82 p.

Y conlleva a serios inconvenientes, los cuales se pueden concretar en los siguientes:

- Genera productos de reacción que son de baja solubilidad y en algunos casos su precipitación es inevitable. Dada esta situación siempre será conveniente limitar la cantidad de precipitados y tratar que estos queden lo más lejos de la cara del pozo.
- El ácido fluorhídrico disuelve gran parte de los minerales silicios principalmente aquellos que funcionan como material cementante, dejando sueltos gran cantidad de finos; los cuales son causa de una rápida disminución de la producción del pozo después de realizar la estimulación ácida.
- El ácido fluorhídrico al disolver parte de la estructura sólida de la roca la debilita, originando un mayor problema si no se controla el uso del ácido; esto puede generar un colapso de la formación de la cara del pozo.

### **5.1.2 SISTEMAS ÁCIDOS NO CONVENCIONALES**

Dada la baja penetración obtenida con los ácidos convencionales, surge la necesidad de crear sistemas de alta penetración o de efecto retardado. Aquí se explicaran algunos de ellos.

## **SELF GENERATION MUD ACID (SGMA)**

El self generacion mud acid<sup>22</sup> o lodo ácido autogenerado es un sistema desarrollado por la Shell Oil Company, el cual utiliza un éster y una solución de bifluoruro. Inicialmente el contenido de la mezcla es muy bajo, sin embargo con el tiempo el éster se hidroliza lentamente para producir un ácido fórmico y un metanol. El ácido fórmico reacciona con la sal de fluoruro para producir ácido HF. Esta reacción es lenta a 100°F, sin embargo es extremadamente rápida a 200°F, por lo tanto su propiedad retardada se ve limitada.

## **LODO ÁCIDO SECUENCIAL**

Este es un proceso desarrollado y planteado por Halliburton<sup>23</sup>, el cual aprovecha las propiedades de intercambio iónico que ofrecen las arcillas para generar el ácido fluorhídrico in-situ en la cara de la arcilla. Este es un proceso secuencial en el cual se inyecta una solución de HCl débil (normalmente al 5%) seguido de una solución de fluoruro de amonio.

El ión de hidrogeno ( $H^+$ ) del HCl es atraído por los sitios catiónicos del cristal de arcilla y el ión de flúor ( $F^-$ ) proveniente de la solución de fluoruro de amonio llega a la arcilla, este se combina con el ión ( $H^+$ ) para formar el HF sobre la arcilla. Este ácido formado ataca la arcilla y la disuelve parcialmente dejando nuevas caras

---

<sup>22</sup> SILVA, Carlos. Manual de Estimulación de Pozos. Mexico D.F: Colegio de Ingenieros de Petróleos de México; 1991. 82 p.

<sup>23</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

expuestas. Simultáneamente, algunos iones de flúor será atraídos por los sitios aniónicos en la arcilla y la etapa de HCl al 5% aportara iones de hidrógeno para combinarse y formar HF. Este proceso se deberá repetir de 5 a 6 veces alternando estas soluciones de HCl 5% - NH<sub>4</sub>F para lograr una buena penetración del ácido.

Algunas ventajas de este sistema son:

- Alta penetración, dependiendo de las veces que se repita el proceso secuencial HCl 5% - NH<sub>4</sub>F.
- No tiene limitante de temperatura.
- No desconsolida la formación; ataca preferiblemente las arcillas sin alterar la arena o feldspatos, ya que estos no representan intercambio iónico considerable.
- Menor corrosivo que el HF regular.
- No requiere tiempo de cierre.
- Los costos y volúmenes de aditivos son comparables con los de un tratamiento con HF regular.
- Requiere la presencia de arcillas con alta capacidad de intercambio iónico en la formación.

## **LODO ÁCIDO ORGÁNICO**

El lodo ácido orgánico se creó como una alternativa para las formaciones que tenían alto grado de incompatibilidad con el HCl o cuando las altas temperaturas no son recomendables para el uso de HCl. Por lo general se usa una mezcla de HF con algún ácido orgánico, bien sea ácido acético o fórmico.

## **ÁCIDO FLUOBORICO (HBF<sub>4</sub>)**

El ácido fluoborico surge de la necesidad de generar lentamente el HF a condiciones de yacimiento, dada la rápida reacción del HF puro con las arcillas, lo cual hace que tenga poca penetración antes de gastarse. Tiene la propiedad de estabilizar partículas finas. Esta formulación genera HF por hidrólisis a medida que el mismo se consume en su reacción con las arcillas. En algunos casos puede usarse como una etapa de tratamiento después de inyectar lodo ácido convencional para lograr una mayor penetración.

## 6. SELECCIÓN DE CANDIDATOS

El proceso de selección de candidatos es un proceso mediante el cual se analizan los estados mecánicos, de producción y económico; entre otros datos de cada pozo para conocer en cuál o cuáles de ellos es viable técnica y económicamente un trabajo de estimulación acida.

Para la selección de los mejores candidatos para acidificación matricial de areniscas se recomienda seguir ciertos pasos en los cuales se identifiquen aquellos pozos que pueden presentar caídas anormales en su declinación de producción debido a un posible daño de formación o problemas de tipo mecánico, bien sea en la integridad de los equipos o por un mal diseño. Una vez se han identificado cuales son los mejores candidatos, aquellos que presentan un daño de formación removible con acidificación, se procede a realizar el diseño del tratamiento.

En el presente escrito se propone el proceso que se llevar a cabo para una correcta selección de candidatos.

- a. Recopilación de Información.
- b. Análisis de Información.
- c. Preselección de Candidatos.
- d. Identificación de los problemas de los pozos seleccionados.
- e. Seleccionar aquellos pozos en los que es viable un tratamiento de acidificación.

## 6.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Este es uno de los pasos más importantes del proceso, ya que aquí se recogerá toda la información que sea relevante de todos y cada uno de los pozos que tiene el campo en cuestión y se identificarán cuales son aquellos que presentan problemas. Dentro de la información importante para este proceso se encuentra la siguiente:

- **Reportes de Perforación y Completamiento:** Aquí se pueden observar los detalles de los fluidos usados durante la perforación del pozo. Es muy importante tener en cuenta las pérdidas de fluidos en cada momento de alcanzar cada una de las zonas productoras, aunque estos datos muchas veces no los muy precisos puedan dar una idea de lo que ha ocurrido.
- **Historial de Producción:** Se analizan las anomalías en la declinación normal que presentan los pozos, se deben comparar para ver cuáles de ellos presentan una mayor declinación.
- **Historial de Eventos:** Se presentan todos los trabajos que se le han realizado al pozo, teniendo presente los detalles de cada operación que se aplica y lo posible analizarlos en cuanto a la curva de producción del pozo.
- **Datos de Presión:** Aunque parezca un mito, en muchos de los campos tener datos de presión actualizados no es muy común. La relevancia de los datos con que se cuente al momento de hacer la selección de candidatos es muy importante; lo mismo cuando se hace su selección, ya que deben ser escogidos cuidadosamente, teniendo en cuenta la fecha en que fueron tomados, el radio de investigación, entre otros. Actualmente las empresas están implementando dentro de sus políticas, el conocimiento de sus yacimientos para obtener una mayor rentabilidad cuando se filtra cuidadosamente la información de sus pozos.

- **Registros de Pozo:** Son una herramienta crucial al momento de identificar las características del pozo y las formaciones de interés. Ayudan a identificar características petrofísicas, entre otras.
- **Información Mineralógica:** Al momento de diseñar un tratamiento de estimulación es primordial analizar la compatibilidad de los fluidos que se inyectaran en el pozo con los diferentes componentes, para no correr el riesgo de incurrir en daño de formación. La mineralogía se puede identificar a través de pruebas de Difracción de Rayos X, Análisis SEM y secciones delgadas. También se debe tener presente la caracterización petrofísica de la roca.
- **Caracterización de los Fluidos de Producción:** Es muy trascendental tener en cuenta que clases de fluidos se encuentra en la producción y sus características particulares, ya que estos pueden estar causando problemas debido a cambios termodinámicos que puedan ocurrir dentro del pozo.

## 6.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Es muy importante analizar la relevancia de la información que se ha escogido para realizar la selección de los candidatos, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- **Disponibilidad de la información:** Es aquella información, que se tiene al momento de comenzar la evaluación. También determina si la información con que se cuenta es suficiente o se requiere alguna información o datos más específicos.

- **Análisis de la información:** Este representa la evaluación de la calidad de la información, disponible al momento de realizar la caracterización. Es decir que relevancia tienen los datos, a la fecha de su requerimiento.
- **Interpretación de la información:** Son todas aquellas deducciones que derivan de la información analizada. La interpretación esta sujeta a la calidad de la información con que se cuenta en la actualidad.

### **6.3 PRESELECCIÓN DE CANDIDATOS**

En primera instancia se hace una selección de aquellos pozos que puedan estar presentando problemas de algún tipo. Esto comúnmente se ve reflejado en la caída de la producción luego de un trabajo que se le haya realizado al pozo. No obstante, los pozos productores también pueden ser buenos candidatos luego de realizar un análisis nodal o una prueba de presión que infiera la presencia de algún valor de skin; su reducción se vería reflejado en una relación costo beneficio bastante atractiva, aunque muchas veces estos pozos son descartados para no incurrir en riesgo con pozos altamente rentables.

### **6.4 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS EN LOS POZOS SELECCIONADOS**

Una vez se han seleccionado los mejores candidatos a estimulación se debe proceder a identificar cuáles son las causas de los problemas que están afectando su producción. Se debe iniciar un proceso investigativo con cada uno de los pozos analizando que es lo que lo está afectando realmente; bien sea un problema en el ensamble de producción, si este es el caso se debe proceder a rediseñar el equipo de subsuelo, si el problema es debido a algún tipo de daño de formación se

deberá a investigar cuales son las posibles razones por la que el pozo presenta problemas. Por ejemplo se deben analizar los fluidos producidos para evaluar si está produciendo arena que conlleva a una migración de finos o desconsolidación de la formación. También si la producción se reduce gradualmente a una mayor tasa de la normal y se está produciendo agua posiblemente presente incrustaciones inorgánicas. En si, la identificación del daño de formación se puede desarrollar como se explico en el capítulo 4.

## **6.5 SELECCIONAR DE POZOS VIABLES PARA UN TRATAMIENTO DE ACIDIFICACIÓN**

Para este tipo de tratamiento no es solamente importante determinar el valor del factor skin que está afectando la producción del pozo, también es muy relevante determinar el tipo de daño que afecta el pozo de interés, ya que no todos los tipos de daño son removibles con acidificación; en el caso de formaciones de areniscas los pozos son realmente candidatos cuando existe daño de formación que es removible por medio de esta técnica, porque cuando se estimula con acidificación un pozo que no esta dañado el aumento de producción es muy poco y muchas veces nulo. Esto se fundamenta en que los tratamientos ácidos en areniscas no tienen la finalidad de aumentar la permeabilidad, si no la de recuperar la permeabilidad que ha sido dañada por algún factor que es soluble en ácido.

Generalmente, el daño de formación removible con ácido es aquel que genera un taponamiento o reducción del sistema poroso, este daño de formación puede generarse durante cualquier operación que se le realice al pozo, a continuación en la TABLA2 se presentan un listado de daños formación que son solubles en ácidos.

TABLA2. Mecanismos de daño de formación removibles con ácido

ORIGEN	MECANISMOS DE DAÑO
Perforación	Invasión de Sólidos de Lodo Invasión de Filtrado del lodo
Cementación	Invasión de Filtrado (Efecto de Alto pH)
Producción	Taponamiento Por Incrustaciones Inorgánicas (Removibles con HCl o Combinaciones de Orgánicos con HCl o EDTA) <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Carbonato de Calcio</li> <li>➤ Óxidos de Hierro</li> <li>➤ Sulfato de Hierro</li> <li>➤ Sulfuro de Hierro</li> <li>➤ Sulfuro de Zinc</li> </ul> Migración de Finos
Workover	Invasión de sólidos Hinchamiento o Migración de Arcillas (salmueras incompatibles)
Estimulación	Migración de Finos y Relacionados Precipitación de Sólidos Formados de: <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Reacciones de los fluidos de estimulación con los minerales de la formación o sus fluidos.</li> <li>➤ Daño por polímeros.</li> <li>➤ Cambios de la mojabilidad (Causados por Aditivos; tratar con surfactantes Requeridos).</li> </ul>

FUENTE: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

## 7. SELECCIÓN DE FLUIDOS DE ACIDIFICACIÓN

Los fluidos de acidificación de areniscas cumplen la función de remover un daño existente, generando la menor cantidad de daño inducido por la inyección de ácidos en el pozo. En este orden de ideas, tomando en cuenta los seis pasos fundamentales para una acidificación exitosa propuesta por Kalfayan<sup>24</sup> y haciendo énfasis en el paso número dos donde se determinan los fluidos apropiados del tratamiento basándose en los posibles daños existentes y daños inducidos, interacciones de fluido-fluido y fluido-roca que dependen de las características particulares de cada pozo.

Partiendo de los criterios anteriores, se pretende proponer una metodología que caracterice de forma práctica y eficiente una guía para la selección adecuada de los fluidos de acidificación matricial de areniscas. Teniendo presente que para lograr un mayor éxito al aplicar un tratamiento de este tipo, se debe preparar la formación de interés antes de inyectar los fluidos que entraran a disolver el daño de formación, por lo tanto se proponen siete etapas fundamentales:

1. Tubing Pickling (Lavado de Tubería)
2. Desplazamiento de Aceite de Formación ó Tratamiento Orgánico.
3. Desplazamiento de Agua de Formación.
4. Reducción de minerales de Hierro.

---

<sup>24</sup> KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

5. Preflujo Ácido
6. Tratamiento Principal
7. Posflujo

Las cuales serán necesarias según ciertas condiciones y características del pozo y la formación de interés. Una vez se ha planteado la necesidad de cada etapa se proponen ciertos fluidos que podrán usarse en cada una de ellas, para lograr un mayor éxito al realizar el tratamiento.

## 7.1 SCREENING

Para la selección de cada una de las etapas anteriormente planteadas se plantea una tabla de selección para cada una de ellas, en las que se analizan diferentes variables para determinar la necesidad de cada etapa y posteriormente se seleccionan los fluidos dependiendo de las características de la etapa.

Para cuantificar el grado de injerencia que cada una de las variables tendrá al momento de decidir si será o no relevante hacer una etapa, se decido clasificarlas de la siguiente forma:

- **Muy Bajo:** La variable no está presente dentro de las características.
- **Bajo:** La variable está presente en el pozo pero no tiene ninguna incidencia dentro del tratamiento.
- **Medio:** La variable está presente en el pozo y su efecto es relativamente bajo dentro las consideraciones de tratamiento.
- **Moderado:** La variable está presente en el pozo y su efecto es considerable al momento de la selección de un tratamiento.

- **Alto:** La variable está presente en el pozo y sus efectos deberán ser considerados como importantes para la selección de una de las etapas.

A continuación se presentan cada una de las diferentes etapas con las consideraciones que se tuvieron en cuenta, para que sean aplicadas o no dentro de un tratamiento de acidificación.

## **7.2 TUBING PICKLING (Lavado de Tubería)**

La tubería que será usada para bombear el tratamiento (tubería de producción, perforación o flexible) deberá ser limpiada con anterioridad a cualquier tipo de tratamiento ácido, esto es debido a que la cantidad de hierro disuelto por el ácido será arrastrado hacia la formación y generará mayores problemas de los evaluados inicialmente. Por tal razón **esta etapa no se puede evitar**, aun en el caso de que las tuberías usadas para el tratamiento sean nuevas.

Para la formulación de esta etapa generalmente es usado ácido clorhídrico al 15%, pero se recomienda consultar a las compañías de servicios según el tipo de tubería a usar. Por ser una etapa netamente operacional no se considera dentro del screening.

## **7.3 DESPLAZAMIENTO DE ACEITE DE FORMACIÓN O TRATAMIENTO ORGÁNICO**

Esta etapa puede ser aplicada cuando el crudo producido puede no ser compatible con mezclas de ácidos o en los que posiblemente se cree que hay depósitos orgánicos presentes. También aplica cuando no se puede asegurar la compatibilidad de los aditivos con el crudo. El análisis de la necesidad de la etapa

y la selección de los fluidos para cada una de ellas se presentan en la TABLA3 y TABLA4:

TABLA3. Análisis de necesidad de desplazamiento de aceite de formación/ tratamiento orgánico

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>					
<i>Variables</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Mojabilidad de la formación	Mojado por agua			Mojabilidad Mixta	Mojada por Aceite
Emulsiones (Formación)	NO				SI
Parafinas	$P_{nube} \ll T_f$	$P_{nube} \ll T_f$	$P_{nube} \approx T_f$	$P_{nube} > T_f$	SI
Asfáltenos	$IIC \gg \gg 2,5$	$IIC > 2,5$	$IIC \approx 2,5$	$IIC < 2,5$	SI

FUENTE: Los Autores. Basado en: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

TABLA4. Selección de fluidos para la etapa de desplazamiento de aceite de formación ó tratamiento orgánico

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>						
<i>Fluidos Base</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Xileno	Disponibilidad y Reglamentación Ambiental	NO				SI
Tolueno		NO				SI
Benceno		NO				SI
Mezclas		NO				SI
<b>ADITIVOS</b>						
Solvente Mutual						SI
Surfactantes						SI
Agente Anti Sludge	Depósitos orgánicos	NO				SI
Rompedores de Emulsión	Daño por emulsiones	NO				SI

FUENTE: Los Autores. Basado en: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

## 7.4 DESPLAZAMIENTO DE AGUA DE FORMACIÓN

El principal propósito de esta etapa del tratamiento es evitar el contacto del agua de formación debido a sus altos contenidos de iones de bicarbonatos y sulfuros, impidiendo la precipitación de incrustaciones inorgánicas de carbonato de calcio y sulfato de calcio, que se forman a partir del HCl gastado con la salmuera de formación. También es usada para disolver algunas incrustaciones inorgánicas que son solubles en medios no ácidos. El análisis de las etapas y la selección de sus fluidos se puede observar en las TABLA5 y Motta, Eduardo. & PLANVLK, Benjamin. Optimization Sandstone Acidizing. En: SPE Reservoir Engineering. SPE 19426 (Feb. 1992); p. 2-3.

TABLA6, respectivamente.

TABLA5. Análisis de necesidad para el desplazamiento del agua de formación

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>						
<i>Variables</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
[ppm] Bicarbonatos & Sulfuros (Agua)					>1000	>>1000
Incrustaciones Inorgánicas	CaCO <sub>3</sub>	NO				SI
	CaSO <sub>4</sub>	NO				SI
	BaSO <sub>4</sub>	NO				SI
	SrSO <sub>4</sub>	NO				SI
	Fe SO <sub>4</sub>	NO				SI

FUENTE: Los Autores. Basado en: MOTTA, Eduardo. & PLANVLK, Benjamin.

Optimization Sandstone Acidizing. En: SPE Reservoir Engineering. SPE 19426

(Feb. 1992); p. 2-3.

TABLA6: Selección de fluidos para la etapa de desplazamiento de agua de formación

<b>CUANDO SE RECOMIENDA USAR ESTA ETAPA</b>						
<i>Fluidos Base</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
NH <sub>4</sub> Cl	[] Bicarbonatos & Sulfuros				>1000	>>1000
Na <sub>4</sub> EDTA	CaSO <sub>4</sub>	NO				SI
	BaSO <sub>4</sub>	NO				SI
	SrSO <sub>4</sub>	NO				SI
Na <sub>2</sub> EDTA	CaCO <sub>3</sub>	NO				SI
	FeSO <sub>4</sub>	NO				SI

FUENTE: Los Autores. Basado en: KALFAYAN, Leonard. Production

Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

## 7.5 REDUCCIÓN DE MINERALES DE HIERRO

Cuando una arenisca posee un alto contenido de minerales de hierro debe ser tratada de manera especial, debido a que aumenta la posibilidad que se generen precipitaciones inorgánicas gracias a la combinación de los minerales con las diferentes mezclas ácidas. La principal función de esta etapa es disminuir las posibilidades que se genere daño por exceso de hierro en la formación, aunque esta no es la única fuente de hierro dentro en un tratamiento se deben inhibir al máximo todas estos eventos. Esto se puede ver claramente en las TABLA7 y TABLA8, a continuación:

TABLA7. Análisis de necesidad de la etapa de reducción de minerales de hierro de la formación

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>						
<i>Variables</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
% Minerales de Hierro		TR	<2	<3	3-5	>5
Incrustaciones Inorgánicas X Hierro	FeSO <sub>4</sub>	NO				SI
	FeS	NO				SI
	Óxidos de Hierro	NO				SI

FUENTE: Los Autores. Basado en: SCHLUMBERGUER. Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schulemberguer.

TABLA8. Selección de fluidos para la etapa de reducción de minerales de hierro de la formación

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>						
<i>Fluidos Base</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Ácido Acético 10%	Minerales de Hierro		<2%			>5%
	Incrustaciones de hierro	Óxidos de Hierro	NO			SI
		FeSO <sub>4</sub>	NO			SI
		FeS	NO			SI
	Zeolitas			TR	1-2 %	2-5 %
<b>ADITIVOS</b>						
NH <sub>4</sub> Cl 2-8%	Minerales de Hierro					>5%
	Óxidos de Hierro		NO			SI
	FeSO <sub>4</sub>		NO			SI
	FeS		NO			SI
Control de Arcillas	Arcillas					>2%

FUENTE: Los Autores. Basado en: SCHLUMBERGUER. Fluid Selection Guide for Matrix Treatments. Schulemberguer.

## 7.6 PREFLUJO ÁCIDO

La principal función de esta etapa es disolver la mayor cantidad de minerales carbonatados posibles dentro de la formación antes de entrar en contacto con las mezclas de HF, ya que este ácido reacciona con los carbonatos de calcio y

magnesio para formar fluoruro de calcio y magnesio que son insolubles y taponan la formación. Basado en las razones anteriores, se propone la selección de etapas partiendo de la tabla 9:

TABLA 9. Análisis de necesidad de la etapa de preflujo ácido

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>						
<i>Variables</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
% Minerales carbonatados		TR	<2 %	2-3 %	3-4 %	>5 %
Incrustaciones Inorgánicas	FeSO <sub>4</sub>	NO				SI
	FeS	NO				SI
	ZnS	NO				SI
	Óxidos de Hierro	NO				SI
<i>Restricciones</i>						
Zeolitas		>5%	5-3 %	3-2 %	<2-3%	<2%
Clorita/ Glauconita		>8%	7-8 %	6-5 %	5-4 %	<4%

FUENTE: Los Autores. Basado en: MCLEOD, Harry. Matrix Acidizing. Society Petroleum of Engineers of AIME. (December 1984); p. 9-14.

Para la selección de fluidos para el Preflujo ácido se proponen dos métodos propuestos por Kalfayan<sup>25</sup> y McLeod<sup>26</sup>, ver TABLA10 y en el que se usan parámetros distintos dependiendo de la disponibilidad de información con que se

<sup>25</sup> KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

<sup>26</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

cuenta, por ejemplo para poder usar la tabla de McLeod es necesario conocer el contenido de limo de la formación.

TABLA10. Selección de fluidos para la etapa de preflujo ácido según Kalfayan

<b>¿QUE FLUIDOS SE DEBEN USAR?</b>							
<i>Fluidos Base</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>	
K > 100 mD	HCl 10 %	Arcillas	<2%	3-4 %	4-5 %	5-8%	>8%
	HCl 15 %	Arcillas		TR	<2%	2-4%	4-5 %
		Feldespatos	<5%	5-10%	10-15%	15-20%	>20%
	HCl 5-10 %	Arcillas	TR	2- 5 %	5-8%	8-10%	>10%
		Feldespatos	<3%	3-5%	5-8%	8-10%	< 10 %
K 100-10 mD	HCl 10%	Feldespato					<10%
		Arcillas	<2%	3-4%	4-5%	5-6%	>6%
	HCl 10-15%	Arcillas		1-2 %	2-3 %	3-5%	<5%
		Feldespatos	<5%	5-10%	10-15%	15-20%	>20%
K<10mD	HCl 5%	Arcillas	< 2%	2-3 %	3-4 %	4-5 %	5%
	HCl 10%	Feldespato	< 2 %	3-5%	5-8 %	8-10 %	> 10 %
<b>ADITIVOS</b>							
NH <sub>4</sub> Cl 2-8%	Minerales de Hierro		TR	1-2%	2-3%	3-5%	>5%
	Óxidos de Hierro		NO				SI
	FeSO <sub>4</sub>		NO				SI
	FeS		NO				SI
Control de Arcillas	Arcillas						>2%
Ácido Acético 5%	Minerales de Hierro		TR	1-2%	2-3%	3-5%	>5%

Fuente: Adaptado de: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States : PennWells Corp, 2008. 262 p.

TABLA11. Selección de fluidos para la etapa de preflujo ácido según McLeod

<b>¿QUE FLUIDOS SE DEBEN USAR?</b>										
<b>FLUIDOS BASE</b>										
	<i>K (md)</i>			<i>Mineralogía</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>	
	>100	20-100	<20							
[%] HCl	15	10	7.5	Limo	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	<10 %	
				Arcillas	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	<10 %	
	10	7.5	5	Limo	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
				Arcillas	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
	10	7.5	5	Limo	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
				Arcillas	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	<10 %	
	10	7.5	5	Limo	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	<10 %	
				Arcillas	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
	<b>ADITIVOS</b>									
	NH <sub>4</sub> Cl 2-8%				Minerales de Hierro	TR	1-2%	2-3%	3-5%	>5%
					Óxidos de Hierro	NO				SI
					FeSO <sub>4</sub>	NO				SI
FeS					NO				SI	
Control de Arcillas				Arcillas					>2%	
Ácido Acético 5%				Minerales de Hierro	TR	1-2%	2-3%	3-5%	>5%	

Fuente: Adaptado de: ECONOMIDES, Michael. J., & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

## 7.7 TRATAMIENTO PRINCIPAL

El propósito principal de esta etapa es el de remover el material de silicio que esta restringiendo el flujo en las cercanías de la cara del pozo, perforaciones o empaques de grava.

Con el correr de los años gracias a la observación y a la investigación se han generado nuevos sistemas ácidos con aplicaciones especiales, pero dada la poca información que se puede encontrar en la literatura acerca de estos sistemas solo se darán criterios de selección muy generales acerca del uso de cada uno de ellos.

### 7.7.1 LODO ÁCIDO CONVENCIONAL

A través de la historia ha sido usada una mezcla de HCl:HF de 12:3 respectivamente, conocida popularmente como *Lodo Ácido* o Mud Acid y ha sido modificada con el transcurso de los años según las observaciones de campo, tomando como referencia las propuestas de Kalfayan<sup>27</sup> y Economides<sup>28</sup>, ver TABLA12 y TABLA13 , respectivamente. El principal problema de estos sistemas

---

<sup>27</sup> KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States : PennWells Corp, 2008. 262 p.

<sup>28</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

ácidos es que las mezclas ácidas pierden su poder de disolución antes penetrar un poco más de un pie en la formación, siendo su principal limitación.

TABLA12. Análisis de necesidad de la etapa de tratamiento principal

<b>CUANDO SE RECOMIENDA EL USO DE ESTA ETAPA</b>					
<i>Variable</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Caolinita	<4%	4-6%	6-8%	8-10%	<10%
Illita	<4%	4-6%	6-8%	8-10%	<10%
Zeolitas	>9%	9-7%	7-5%	5-2%	<2%
Clorita	>12%	12-10%	10-8%	8-6%	<6%
Depósitos Orgánicos	SI				NO
Temperatura de Fondo	>350°F	350-320°F	320-300°F	300-250°F	<250°F
Localización del daño			Formación	Perforaciones	Empaq. Grava

Fuente: Los Autores. Basado en: MCLEOD, Harry. Matrix Acidizing. Society Petroleum of Engineers of AIME. (December 1984); p. 9-14.

TABLA13. Selección de fluidos para el lodo ácido convencional principal según Kalfayan

<b>¿QUE FLUIDOS SE DEBEN USAR?</b>								
<i>Fluidos Base (HCl-HF)</i>			<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>	
K > 100 mD	12-3	Cuarzo	<60%	60-70 %	70-80%	80-90%	>90%	
		Arcillas		TR	<2%	2-4%	4-5 %	
	7.5-1.5	Arcillas	<3 %	3-4 %	4-5%	5-6%	6-8%	
		Feldespatos	TR	<1%	1-2 %	2-5%	5-10%	
	6.5-1	Arcillas	TR	2- 5 %	5-8%	8-10%	>10%	
		Feldespatos	TR	<1%	1-2 %	2-5%	5-10%	
	13.5-1.5	Arcillas	< 5%	5-8 %	8-10 %	10-15 %	<15%	
		Feldespatos	TR	<1%	1-2 %	2-5%	5-10%	
	9-1	Arcillas	< 5%	5-8 %	8-10 %	10-15 %	<15%	
		Feldespatos	< 5%	5-8 %	8-10 %	10-15 %	<15%	
	K 100-10 mD	6-1.5	Arcillas	<3 %	3-4 %	4-5 %	5-7%	>7%
			Feldespatos					<10%
9-1		Arcillas	TR	<1%	1-2 %	2-7%	<7%	
		Feldespatos					<10%	
12-1.5		Arcillas	TR	<1%	1-2 %	2-7%	<7%	
		Feldespatos	<5%	5-8	8-10%	10-15%	>15%	
9-1		Arcillas	<3 %	3-4 %	4-5 %	5-7%	>7%	
		Feldespatos	<5%	5-8	8-10%	10-15%	>15%	
<b>ADITIVOS</b>								
NH4Cl 2-8%		Minerales de Hierro		TR	1-2%	2-3%	3-5%	>5%
	Incrustaciones inorgánicas	FeSO4	NO				SI	
		FeS	NO				SI	
Control de Arcillas	Arcillas						<2%	

Fuente: Adaptado de: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States : PennWells Corp, 2008. 262 p.

TABLA14. Selección de Fluidos de para el lodo ácido convencional principal según McLeod

¿QUE FLUIDOS SE DEBEN USAR?										
FLUIDOS BASE										
	K (md)			Mineralogía	Muy Bajo	Bajo	Medio	Moderado	Alto	
	>100	20- 100	<20							
[%] HCl: HF	12-3	8-2	6-1.5	Limo	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	<10 %	
				Arcillas	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	< 10 %	
	13.5-1.5	9-1	4.5-0.5	Limo	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
				Arcillas	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
	12-2	9-1.5	6-1	Limo	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
				Arcillas	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	< 10 %	
	12-2	9-1.5	6-1	Limo	<3%	3-5 %	5-9 %	9-10 %	< 10 %	
				Arcillas	<3 %	3-5 %	5-10 %	10-15 %	>15 %	
	ADITIVOS									
	NH4Cl 2-8% + Ácido Acético 5%	Minerales de Hierro				TR	1-2%	2-3%	3-5%	>5%
		Oxidos de Hierro				NO				SI
		Incrustaciones Inorgánicas	FeSO4			NO				SI
FeS				NO				SI		
Control de Arcillas	Arcillas								>2%	

Fuente: Adaptado de: ECONOMIDES, Michael. J., & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

### 7.7.2 SELF GENERATION MUD ACID (SGMA)

El Self Generarion Mud Acid<sup>29</sup> o lodo ácido autogenerado es un sistema desarrollado por la Shell Oil Company, el cual utiliza un éster y una solución de bifluoruro. Inicialmente el contenido de la mezcla es muy bajo, sin embargo con el tiempo el éster se hidroliza lentamente para producir un ácido fórmico y un metanol. El ácido fórmico reacciona con la sal de fluoruro para producir ácido HF. Esta reacción es lenta a 100°F, sin embargo es extremadamente rápida a 200°F, por lo tanto su propiedad retardada se ve limitada. Los criterios de selección se pueden apreciar a continuación:

TABLA15. Criterios de selección para SGMA

<i>Variable</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Zeolitas	>9	9-7	7-5	2-5	<2%
Clorita	>12%	12-10%	10-8%	8-4%	<4%
Caolinita	<2%	2-4%	4-12%	12-15%	>15
Depósitos Orgánicos	SI				NO
Localización del daño					Formación
Temperatura de Fondo	<100°F	100-120°F	130-150°F	150-170°F	170-180 °F

Fuente: Los Autores. Basado en: SILVA, Carlos. Manual de Estimulación de Pozos. Mexico D.F: Colegio de Ingenieros de Petróleos de México; 1991. 82 p.

---

<sup>29</sup> SILVA, Carlos. Manual de Estimulación de Pozos. Mexico D.F: Colegio de Ingenieros de Petróleos de México; 1991. 82 p.

### 7.7.3 LODO ÁCIDO SECUENCIAL

Este es un proceso desarrollado y planteado por Halliburton<sup>30</sup>, el cual aprovecha las propiedades de intercambio iónico que ofrecen las arcillas para generar el ácido fluorhídrico in-situ en la cara de la arcilla. Este es un proceso secuencial en el cual se inyecta una solución de HCl débil (normalmente al 5%) seguido de una solución de fluoruro de amonio.

El ión de hidrogeno ( $H^+$ ) del HCl es atraído por los sitios catiónicos del cristal de arcilla y el ion de flúor ( $F^-$ ) proveniente de la solución de fluoruro de amonio llega a la arcilla, este se combina con el ión ( $H^+$ ) para formar el HF sobre la arcilla. Este ácido formado ataca la arcilla y la disuelve parcialmente dejando nuevas caras expuestas. Simultáneamente, algunos iones de flúor será atraídos por los sitios aniónicos en la arcilla y la etapa de HCl al 5% aportara iones de hidrógeno para combinarse y formar HF. Este proceso se deberá repetir de 5 a 6 veces alternando estas soluciones de HCl 5% -  $NH_4F$  para lograr una buena penetración del ácido.

Algunas ventajas de este sistema son:

- Alta penetración, dependiendo de las veces que se repita el proceso secuencial HCl 5% -  $NH_4F$ .
- No tiene limitante de temperatura

---

<sup>30</sup> ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

- No desconsolida la formación; ataca preferiblemente las arcillas sin alterar la arena o feldespatos, ya que estos no representan intercambio iónico considerable.
- Menor corrosivo que el HF regular.
- No requiere tiempo de cierre.
- Los costos y volúmenes de aditivos son comparables con los de un tratamiento con HF regular.
- Requiere la presencia de arcillas con alta capacidad de intercambio iónico en la formación.

TABLA16. Criterios de selección para lodo ácido secuencial

<i>Variable</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Zeolitas	>9%	9-7%	7-5%	2-5%	<2%
Ilita/Esméctita	<5%	5-8%	8-10%	10-20%	>20%
Clorita/Esméctita	<5%	5-8%	8-10%	10-20%	>20%
Esméctica	<5%	5-8%	8-10%	10-20%	>20%
Depósitos Orgánicos	SI				NO
Localización del daño				Perforaciones	Formación

Fuente: Los Autores. Basado en: ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

#### 7.7.4 LODO ÁCIDO ORGÁNICO

El lodo ácido orgánico se creó como una alternativa para las formaciones que tenían alto grado de incompatibilidad con el HCl o cuando las altas temperaturas no son recomendables para el uso de HCl, los criterios de selección se ilustran en la TABLA17. Por lo general se usa una mezcla de HF con algún ácido orgánico, bien sea ácido acético o fórmico.

TABLA17. Criterios de selección para lodo ácido orgánico

<i>Variable</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Zeolitas	<2%	2-3%	3-4%	4-5%	>5%
Clorita	<2%	2-4%	4-6%	6-8%	>8%
Depósitos Orgánicos	NO				SI
Temperatura de Fondo	<230°F	230-250°F	250-280°F	280-300°F	>300°F
Localización del Daño			Empaq. Grava	Perforaciones	Formación

Fuente: Los Autores. Basado en: ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

#### 7.7.5 ÁCIDO FLUOBORICO (HBF<sub>4</sub>)

El ácido fluoborico surge de la necesidad de generar lentamente el HF a condiciones de yacimiento, dada la rápida reacción del HF puro con las arcillas, lo cual hace que tenga poca penetración antes de gastarse. Tiene la propiedad de estabilizar partículas finas. Esta formulación genera HF por hidrólisis a medida que

el mismo se consume en su reacción con las arcillas. En algunos casos puede usarse como una etapa de tratamiento después de inyectar lodo ácido convencional para lograr una mayor penetración, los criterios de selección están dados en la siguiente tabla:

TABLA18. Criterios de selección para ácido fluobórico

<i>Variable</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Caolinita	<6%	6-8%	8-10%	10-12%	>12%
Ilita	<2%	2-3%	3-5%	5-10%	>10%
Feldespatos	<3%	3-5%	5-7%	7-9%	>9%
Depósitos Orgánicos	SI				NO
Temperatura de Fondo	<100°F	100-130°F	130-150°F	150-200°F	>200°F
Localización del Daño					Formación

Fuente: Los Autores. Basado en: ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. United States: WILEY, 2007. 700 p.

## 7.8 POSFLUJO

Esta etapa es trascendental y no debe ser omitida dentro de cualquier tratamiento de acidificación, ya que la finalidad de esta etapa es desplazar dentro la formación los ácidos inyectados y los productos de reacción indeseables fuera de la zona flujo para que no se generen problemas posteriores.

Las pautas para la selección de los fluidos en esta etapa se encuentran en la

TABLA19.

TABLA19. Selección de fluidos para la etapa de posflujo

<b>¿QUE FLUIDOS SE DEBEN USAR?</b>						
<i>Variable</i>		<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
NH <sub>4</sub> Cl (2-8%)		Siempre se debe Usar				
<i>Aditivos</i>						
HCl (5-10%)	Zeolita	TR	<1%	1-2%	2-5 %	<5%
	Clorita	<2%	2-3 %	3-4 %	4-8 %	<8%
Ácido Acético 10%	Zeolita	<3 %	3-4 %	4-5 %	5-6%	> 6 %
	Clorita	< 4 %	4-6 %	6-8 %	8-9 %	> 9 %
Disolvente	Depósitos Orgánicos	NO				SI

Fuente: Los Autores. Basado en: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

## 8. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN

Según lo expuesto en el capítulo anterior, se procede a presentar paso a paso la metodología desarrollada para la evaluación de las diferentes etapas y sus fluidos de acidificación según las características de la formación de interés y sus fluidos producidos.

En primer lugar la metodología compara los datos del pozo en particular con los valores expuestos en el screening del capítulo anterior, de acuerdo al grado de concordancia entre cada dato ingresado y cada etapa se le asigna un puntaje clasificadorio a cada variable de referencia. Seguidamente se realiza una ponderación a partir de la relación entre el puntaje obtenido, con el porcentaje o grado de influencia asignado a cada variable. Una vez seleccionadas cuales son las etapas que son necesaria se procede a seleccionar cuales son los fluidos más relevantes para cada una de ellas siguiendo el mismo sistema, con excepción en la etapa de tratamiento orgánico o desplazamiento de aceite de formación en las que se seleccionan los fluidos base dependiendo de la disponibilidad del usuario en el campo. Finalmente la metodología presenta cuales fueron las etapas que son necesarias para el tratamiento del pozo en particular, con los fluidos seleccionados y algunos aditivos recomendados. Para el desarrollo de esta metodología se tuvo como punto de partida el trabajo de Torres y Muñoz<sup>31</sup>.

---

<sup>31</sup> MUÑOZ RODRIGUEZ, Alvaro F. & TORRES TORRES, Edgar. (2007). Evaluacion Tecnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga, 2007, p. 250. Universidad Industrial de Santander.

## 8.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Para el funcionamiento se debe contar con la información dada a continuación. Esta información será almacenada y comparada con cada una de las tablas expuestas en capítulo anterior y será ponderada en 5 diferentes rangos, (muy bajo, bajo, medio, moderado, alto). Esta información se recogerá en tres diferentes grupos de la siguiente forma:

1. Mineralogía.
  2. Daño de formación.
  3. Datos de Yacimiento y Otros.
- **Mineralogía:** Para este grupo de variables la información se recopila ingresando la concentración de cada uno de los minerales que están presentes dentro de la formación de interés, para tener una mayor facilidad del manejo de la información se agrupan en diferentes grupos como se expresa en la tabla 1 del anexo A. a continuación en la tabla 20 se presenta un grupo de minerales, que a consideración de los autores son los más comunes, (para tener facilidad en la herramienta, se podrán ingresar minerales que no estén en la lista, siempre y cuando se identifique al grupo que pertenecen):

TABLA20. Mineralogía presente en una formación productora de hidrocarburos

<i>Mineralogía</i>	<i>Mineralogía</i>
Cuarzo	Halita
Caolinita	Hematita
Illita	Magnetita
Esméctica/Mormorillonita	Pirrotita
Clorita	Pirita
Arcillas de Capas mezcladas	Óxidos de hierro
Microcline	Clorita
Ortoclasa	Siderita
Albita	Ankerita
Plagioclasa	Estilbita
Calcita	Huelandita
Dolomita	Chabazita
Ankerita	Natrolita
Siderita	Analcime

Fuente: Los Autores

- Daño de formación:** Para tener una mejor consideración al momento de seleccionar los fluidos, esta metodología da la facilidad de considerar diferentes tipos de daño para que al mismo tiempo se pueda abarcar los problemas que se puedan presentar en los pozos. En la tabla 2 del anexo A, se presentan las opciones consideradas para ingresar Origen, Causa y Tipo de daño, las cuales dependerán una de la otra respectivamente. Las Opciones de pseudodaño (sd) y localización deberán ser ingresadas por el Usuario). A continuación se presenta un ejemplo del ingreso de datos de daño de formación:

TABLA 21. Ingreso datos de daño de formación

<i>Origen</i>	<i>Causa</i>	<i>Tipo</i>	<i>Sd</i>	<i>Localización</i>

Fuente: Los Autores

- **Datos de yacimiento y otros:** Dentro de este grupo encontramos información decisiva que nos ayudara a analizar la relevancia del tratamiento, para dicho pozo. En este grupo de información encontramos los siguientes datos:

TABLA 22. Datos de yacimiento y otros

<i>Variable</i>	<i>Sigla</i>	<i>Unidades</i>
Permeabilidad	K	mD
Presión Promedio	P	Psi
Profundidad Vertical	TVD	Ft
Temperatura de Fondo		°F
Índice Inestabilidad Coloidal	ICC	Adimensional
Punto de Nube	P <sub>nube</sub>	°F
[ ] Iones Bicarbonatos & Sulfuros		Ppm
Prueba de Disolución en HCl 15%		% Peso
Mojabilidad de la formación		Agua, Aceite, mixta
¿El pozo esta Fracturado?		SI/NO

Fuente: Los Autores

## 8.2 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE LAS VARIABLES

Durante la realización del screening se definieron 5 diferentes rangos para cada una de las variables, los cuales serán: Muy Bajo, Bajo, Medio, Moderado y Alto, ver tabla 23. Cada rango tiene un valor entre 0 y 4 respectivamente. Estos rangos permiten medir la influencia de cada una de las variables y compararlas en el proceso de selección de fluidos.

TABLA 23. Valores numéricos de los rangos del screening

<i>Rango</i>	<i>Muy Bajo</i>	<i>Bajo</i>	<i>Medio</i>	<i>Moderado</i>	<i>Alto</i>
Valor	0	1	2	3	4

Fuente: Los Autores

### 8.3 ASIGNACIÓN DE PORCENTAJES A LAS VARIABLES

Para la asignación de porcentajes de las variables en primera instancia se tuvo en cuenta, diferentes criterios, como los que se explican a continuación:

Las variables deberán ser agrupadas según su influencia y disponibilidad en el proceso. Lo que nos lleva a definir los siguientes 3 grupos:

- Clase 1: **(Variables Determinantes)** Son aquellas variables de las cuales no se puede prescindir para el funcionamiento de la metodología y serán fundamentales al momento de tomar una decisión. Dentro de este grupo de variables se encuentra la *Mineralogía*, *Skin*, el *tipo de Daño de Formación* y la *Permeabilidad*. Además se definió el grupo de las arcillas como una variable diferente debido a la importancia que este grupo mineral tiene al momento de tomar una decisión para los tratamientos ácidos.
- Clase 2: **(Variables Limitantes)** Son todas aquellas variables que influyen en el proceso de selección de fluidos resaltando fortalezas y debilidades al momento de la intervención de un pozo. Dentro de este grupo de variables se encuentran *Sd*, *localización del daño*, *Temperatura en fondo*, *Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC)*, *Punto de Nube*, *Concentración de Iones de Bicarbonatos & Sulfuros* y *Mojabilidad de la formación*.

- Clase 3: **(Variables Complementarias)** Son todas aquellas variables que si bien no son críticas en el proceso de selección, ayudaran a darle una mayor confiabilidad al momento de tomar una decisión. Dentro de las variables de este grupo se encuentran *% de Disolución de la Formación en HCl 15%*, *Profundidad Vertical (TVD)*, *Si el pozo esta fracturado* y *presión promedio*.

Para poder determinar el valor numérico en términos porcentuales para cada categoría de variables es necesario hacer un estudio exhaustivo de una cantidad considerable de casos de campo. Pero debido a la poca información disponible sobre casos particulares, esta investigación será propuesta para una mejora de la herramienta. En nuestro caso los valores porcentuales para cada uno de los grupos serán determinados a consideración de los autores, basándose en los conocimientos adquiridos de los documentos consultados y la experiencia de algunos ingenieros que han querido compartir con los autores.

Para la determinación de los porcentajes de cada grupo se utilizaron los siguientes criterios:

- La importancia de cada grupo se debe al nivel de influencia que tienen las variables que lo componen en el proceso. Razón por la cual la variables clase 1 deben ser mayores que la clase 2 que a su vez son mayores que las clase 3.
- El porcentaje asignado a cada una de las variables se debe distribuir de la misma manera que para los grupos, es decir que una variable clase 3 no podrá tener mayor porcentaje que una clase 2 o una clase 1.

Teniendo en cuenta los criterios anteriores y para mantener la proporcionalidad de las variables, se tomo la siguiente determinación:

- Las Variables Clase 2 tendrán el doble del peso de una Clase 3.
- Las variables Clase 1 tendrán el doble del peso de una Clase 2.

Lo cual nos resulta en el siguiente sistema de ecuaciones:

$$5X + 7Y + 4Z = 100$$

Ecuación 7

$$X = 2Y$$

Ecuación 8

$$Y = 2Z$$

Ecuación 9

Donde los términos corresponden a:

*X= Representa el Porcentaje de las variables clase 1*

*Y= Representa el Porcentaje de las variables clase 2*

*Z= Representa el Porcentaje de las variables clase 3*

*“Cada coeficiente representa la cantidad de variables que tiene cada grupo”*

Como resultado de la cuantificación y relevancia dada a los grupos de las variables se determino, que cada grupo tendrá los siguientes porcentajes:

**Clase 1:** 52.65%

**Clase 2:** 36.82%

**Clase 3:** 10.52%

A su vez cada uno de estos porcentajes será repartido de forma equitativa para cada una de las variables de los grupos, dando como resultado los porcentajes iniciales de cada variables.

**Variables Clase 1:** 10.53% (4 variables =47.04%)

**Variables Clase 2:** 5.26% (7 variables= 41.16%)

**Variables clase 3:** 2.63% (4 variables= 11.8)

Dado que la mineralogía se cuantifica como una variable es necesario hacer una distribución del porcentaje entre los componentes de cada una de ellas. Por esto para la **Mineralogía** se ingresan los porcentajes de cada uno de los minerales, pero estos se asocian a uno o varios grupos antes definidos. El porcentaje total de la mineralogía será distribuido de manera uniforme en cada uno de los grupos, que esté presente en el pozo a evaluar (estos valores serán usados más adelante).

#### **8.4 FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA**

Teniendo en cuenta que en muchos casos puede no conocerse todas las variables requeridas por el sistema o simplemente desea ignorar una o más de ellas para la evaluación por no poseer estudios o pruebas de campo suficientemente claros y confiables, se consideró dar un cierto grado de flexibilidad a la metodología, al permitir que se realice una selección omitiendo algunas de las variables.

Esta omisión puede ser de una o más variables, aunque supondría una inconsistencia respecto a la asignación de los porcentajes de las variables, puesto que un determinado porcentaje no estaría siendo considerado en la toma de la decisión final.

Para superar este inconveniente, el presente trabajo se ha apoyado en una estrategia de estadística aplicada, muy usada en el área de análisis y toma de decisiones bajo riesgo, conocida como “Regla de decisión de Bayes<sup>32</sup>”. Dicha regla, afirma que dentro de un panorama de decisión con estados múltiples de la naturaleza cuyos valores de probabilidad son diferentes y ante la ausencia de datos que representen uno o varios de estos estados, se deben tomar los estados disponibles como la totalidad de la información a utilizar para la toma de decisiones y distribuir el valor de la probabilidad de ocurrencia de los estados faltantes entre los estados conocidos. Dicha distribución debe hacerse de manera tal que no se alteren las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados.

Para la toma de la decisión de cuáles son las etapas y fluidos más convenientes en función de una serie de variables, se tendría que cada estado de la naturaleza de las variables está representado por una de las variables a utilizar y la probabilidad de ocurrencia se verá representada por el porcentaje de influencia sobre la decisión final. Por tanto, en la ausencia de una o más variables se debe realizar una redistribución del porcentaje total dentro de las variables con las que si se cuente, y que cumpla con las siguientes condiciones<sup>33</sup>:

- La distribución de los porcentajes no puede hacerse de forma lineal, ya que cada variable debe recibir una fracción del porcentaje perdido de acuerdo a su

---

<sup>32</sup> HILLIER, Frederick S., y LIEBERMAN, J. Gerald. Investigación de operaciones. 754 – 758 p.

<sup>33</sup> MUÑOZ RODRIGUEZ, Alvaro F. & TORRES TORRES, Edgar. (2007). Evaluación Técnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga, 2007, p. 250. Universidad Industrial de Santander.

importancia o peso sobre la decisión final, la cual, está dada por el porcentaje inicial de cada variable.

- La suma de los incrementos o fracciones ganados por todas las variables con que se cuenta debe ser igual al porcentaje total correspondiente a las variables omitidas.
- Para asegurar que la proporcionalidad ente los valores de porcentaje de las variables de las tres clases se mantenga, se definen 3 parámetros que representan la relación existente entre las variables de las tres categorías de importancia y los cuales deben ser constantes tanto antes como después de la redistribución.
- La suma de los todos los porcentajes finales después de la redistribución debe ser igual a la totalidad, es decir al 100 %.

$$R_{12} = \frac{\%X[i, j]clase1}{\%X[i, j]clase 2} \quad R_{23} = \frac{\%X[i, j]clase2}{\%X[i, j]clase 3} \quad R_{13} = \frac{\%X[i, j]clase1}{\%X[i, j]clase 3}$$

Ecuación 10

Teniendo en cuenta las anteriores condiciones, se puede concluir que no sería correcto dividir el porcentaje total de las variables omitidas entre el número de variables con las que se cuenta y sumar este resultado al porcentaje inicial de cada variable. Por lo tanto, se desarrolló el siguiente procedimiento que cumple con todas las condiciones expuestas y se aplica para todos los sistemas de levantamiento artificial.

### 8.4.1 PROCEDIMIENTO DE DISTRIBUCIÓN DE PORCENTAJES

1. En primera instancia se debe identificar las variables requeridas con que se cuenta al momento de iniciar el proceso de selección o aquellas que se desean omitir para el proceso. Es de vital importancia identificar cuáles son las variables a omitir al igual que su peso o porcentaje asignado.
2. Se calcula el porcentaje que corresponde a las variables con que si se cuenta, sumando los porcentajes de cada una de las variables los que nos da un valor total al que se le llamara **Porcentaje de Trabajo**.

$$\mathbf{Porcentaje\ de\ Trabajo} = \sum \mathbf{Porcentaje} [i,j] \quad \text{Ecuación 11}$$

3. Se calcula el porcentaje de las variables omitidas haciendo la diferencia entre el 100% y el porcentaje de trabajo. Este valor se conoce como el porcentaje perdido y es la cantidad que debe ser distribuido entre las variables de trabajo. Este valor también será llamado incertidumbre y será utilizado más adelante.

$$\mathbf{Porcentaje\ perdido} = 100 - \mathbf{porcentaje\ de\ trabajo} \quad \text{Ecuación 12}$$

4. Para cada variable no omitida se calcula un factor de consumo, que es la relación entre el porcentaje base de cada variable y el porcentaje de trabajo. Este factor representa la importancia relativa que tiene cada variable en

cuestión dentro del grupo de variables no omitidas y por lo tanto la fracción del porcentaje perdido que recibirá durante la redistribución.

$$\mathbf{Factor\ de\ Consumo} = \frac{\mathbf{Porcentaje\ [i,\ j]}}{\mathbf{Porcentaje\ de\ trabajo}} \quad \text{Ecuación 13}$$

5. Se calcula el valor neto del incremento de porcentaje que debe de recibir cada variable, multiplicando el factor de consumo por el porcentaje perdido.

$$\mathbf{Incremento} = \mathbf{Factor\ de\ Consumo} * \mathbf{Porcentaje\ Perdido} \quad \text{Ecuación 14}$$

6. Se calcula el nuevo porcentaje de influencia que tendrá cada variable adicionándole el incremento al porcentaje inicialmente asignado.

$$\mathbf{Porcentaje}_{\mathbf{Nuevo}} = \mathbf{Porcentaje[i,\ j]} + \mathbf{incremento} \quad \text{Ecuación 15}$$

Se debe tener en cuenta que la sumatoria de los nuevos porcentajes debe corresponder a 100%.

Es de notar, que aunque este procedimiento a simple vista parece sencillo, cumple rigurosamente con todas las condiciones estipuladas para la redistribución de los porcentajes de las variables omitidas, y por tal razón es totalmente válida su aplicación.

Al tener las variables el mismo porcentaje y clase para todos los sistemas ácidos estos valores deben ser calculados una sola vez, durante el desarrollo de la metodología.

## **8.5 PONDERACIÓN Y SELECCIÓN**

Una vez se cuenta con los puntajes clasificatorios para las variables y la asignación de los nuevos porcentajes para proporcionar un análisis confiable, lo que sigue es la ponderación y la unificación de la información en un criterio sólido, que permitirá la toma de una decisión confiable. Dada la información con la que se cuenta para un caso en particular.

El primer criterio a tener en cuenta es el desempeño general de la metodología, el cual está dado por la ponderación de cada variable para cada sistema con el objeto de relacionar su desempeño individual y la influencia que tiene cada variable sobre la decisión final.

El ponderado es la puntuación obtenida por cada una de las variables en relación con la clasificación dada en el screening del capítulo anterior, que representara la totalidad o una fracción del porcentaje asignado para cada una de las variables. Este valor será calculado en dos pasos, en primera instancia se calcula para las variables generales (las que se muestran en la TABLA 24) y para las variables representativas de cada sistema particular (TABLA25), que a pesar de ser las mismas variables para todos los sistemas ácidos, estas tendrán un puntaje diferente para cada uno.

TABLA 24. Variables generales de los sistemas ácidos

<i>Variable</i>		<i>Clase</i>	<i>Porcentaje Asignado</i>
Permeabilidad		1	10,53
Presión Promedio		3	2,63
Profundidad Vertical TVD		3	2,63
Índice Inestabilidad Coloidal		2	5,26
[ppm] Iones Bicarbonatos y Sulfuros		2	5,26
Pruebas de disolución en HCl 15%		3	2,63
Mojabilidad de la formación		2	5,26
¿El Pozo esta fracturado?		3	2,63
S		1	10,53
Punto de Nube		2	5,26
Mineralogía	Cuarzo	1	
	Limo	1	
	Carbonatos	1	
	Minerales de Hierro	1	
Tipo de Daño	Bloqueo Por Emulsiones	1	10,53
	Hinchamiento/Migración de Arcillas	1	
	Invasión de Sólidos	1	
	Perdida de Filtrado	1	
	Incrustaciones Inorgánicas	1	

Fuente: Los Autores

TABLA25. Variables que influyen en la decisión de cada sistema (Particulares)

Variable		Clase	Porcentaje Asignado
Sd		2	5,26
Localización del Daño		2	5,26
Temperatura de fondo		2	5,26
Mineralogía	Feldspatos	1	10,53
	Zeolitas	1	
Arcillas	Clorita	1	10,53
	Caolinita	1	
	Illita	1	
	Esméctica/Mormorollinita	1	
	Illita/Esmectita	1	
	Clorita/Esmectita	1	
Tipo de Daño	Depósitos Orgánicos	1	10,53

FUENTE: Los Autores

El ponderado obtenido por cada una de las variables está representado por la siguiente ecuación:

$$Ponderado_i = \frac{Puntaje_i * Porcentaje_i}{4} \quad \text{Ecuación 16}$$

Debe tenerse en cuenta que para la Mineralogía también se debe hacer con cada grupo mineral presente y se deben sumar para obtener el ponderado total de la misma, al igual que para el grupo de las arcillas.

Posteriormente cada ponderado individual es sumado con los otros ponderados para obtener el ponderado total.

$$\mathbf{Ponderado}_{General} = \sum \mathbf{Ponderado}_i \quad \text{Ecuación 17}$$

Para las variables particulares se les da una puntuación según cada sistema, como se expresa en el screening del capítulo anterior. Para las variables particulares que no influyen en la selección de un sistema y se cuenta con ellas tendrán la puntuación máxima para el cálculo del ponderado (es decir 4).

$$\mathbf{Ponderado}_{[j,k]} = \frac{\mathbf{Puntaje}_{[j,k]} * \mathbf{Porcentaje}_i}{4} \quad \text{Ecuación 18}$$

Una vez calculado el ponderado de las variables de cada sistema este debe ser sumado para obtener el ponderado parcial del sistema, que luego se deberá sumar al ponderado general para poder obtener el ponderado total de cada sistema de la siguiente forma.

$$\mathbf{Ponderado}_{Parcial} = \sum \mathbf{Ponderado}_{[1,k]} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$\mathbf{Ponderado}_{Parcial} = \sum \mathbf{Ponderado}_{[1,k]} \quad \text{Ecuación 20}$$

En la

TABLA26, se muestra la matriz “Ponderados” donde se almacenan los valores calculados para cada sistema ácido.

TABLA26. Matriz “Ponderados”

<i>Variable</i>	<i>Lodo ácido Convencional</i>	<i>SGMA</i>	<i>Lodo ácido secuencial</i>	<i>Lodo Ácido Orgánico</i>	<i>Ácido Fluoborico</i>
<b>Ponderado<sub>parcial</sub></b>					
<b>Ponderado<sub>total [j]</sub></b>					

Fuente: Los Autores

Otro criterio importante que se debe considerar para la consolidación de la información es la viabilidad del sistema, la cual se ve representada en este caso por los puntajes de las variables que obtuvieron una puntuación mayor a cero o se encuentran en rango diferente a muy bajo. Para identificar esto se analizan las variables que obtuvieron un puntaje de cero según los rangos establecidos por el screening y se suman los porcentajes correspondientes a estas variables. Al igual que para el puntaje se debe calcular primero para las variables generales y luego para cada sistema ácido. Como se muestra en la TABLA27, en la primera fila se almacena el número de variables con puntaje cero y en la segunda fila se almacena el porcentaje correspondiente a estas variables.

$$Ceros = \sum_1^{17} Porcentaje[i,j] \quad \forall Puntaje[i,j] = 0$$

Ecuación 21

TABLA27. Vector “ceros”

<i>Variable</i>	<i>Lodo ácido Convencional</i>	<i>SGMA</i>	<i>Lodo ácido secuencial</i>	<i>Lodo Ácido Orgánico</i>	<i>Ácido Fluoborico</i>
Numero					
Ceros					

Fuente: Los Autores

Para determinar el porcentaje de viabilidad de la metodología, se calcula una diferencia entre el 100% y el valor obtenido por la suma “Ceros”

El tercer y último criterio que se utiliza, es el porcentaje de **No Limitación** de la metodología, es decir la cantidad de casos viables en los que las etapas funcionan sin restricciones de ningún tipo y que dentro del proceso están representados por las variables que obtuvieron un puntaje igual a “4”. Para este fin se cuentan y se suman las variables que obtuvieron un puntaje igual a “1” que representara el porcentaje por limitaciones. En la

TABLA28 se muestra el vector “Unos” que almacenara este valor para cada sistema.

$$Unos = \sum_1^{17} Porcentaje[i,j]$$

Ecuación 22

TABLA28: Vector “Unos”.

<i>Variable</i>	<i>Lodo ácido Convencional</i>	<i>SGMA</i>	<i>Lodo ácido secuencial</i>	<i>Lodo Ácido Orgánico</i>	<i>Ácido Fluoborico</i>
Numero					
Unos					

Fuente: Los Autores

Para determinar el funcionamiento sin limitaciones de la metodología, al 100% se le sustrae el porcentaje total por no viabilidad y por limitaciones. El uso de estos tres criterios para la obtención del resultado final surge como consecuencia que ningún de ellos por si solo constituye un argumento suficientemente sólido por si solo al momento de tomar una decisión.

El ponderado total si bien da una visión global del comportamiento que tendrá la metodología al implementarse en las condiciones propuestas, no da información detallada de los problemas más que se puedan presentar o de las condiciones que darían viabilidad o no para una decisión.

El factor de viabilidad supera este inconveniente, al señalar claramente bajo qué condiciones no es factible la implementación de la metodología, sin embargo no da información sobre algunas de las ventajas de su ejecución. Por su parte el sistema “**No limitación**” del proceso señala en forma de alerta las condiciones bajo las cuales se encontrará un funcionamiento restringido, lo que se representaría en una posible falla del proceso propuesto.

Considerando los aspectos antes mencionados, se llega finalmente a la definición de un único valor que será el criterio mediante el que se identifique el mejor sistema ácido para cada caso evaluado. Este criterio se define como Ponderado Final y se almacena en un vector llamado “PondFinal”, cuya estructura se puede observar en la ecuación 23 y su ilustración dentro del sistema como se presenta en la TABLA29.

TABLA29. Vector “Ponderado Final”

<i>Variable</i>	<i>Lodo ácido Convencional</i>	<i>SGMA</i>	<i>Lodo ácido secuencial</i>	<i>Lodo Ácido Orgánico</i>	<i>Ácido Fluoborico</i>
Ponderado Final					

Fuente: Los Autores

$$Ponderado\ final = Ponderado_{total} * X_1 + (100 - Ceros) * X_2 + (100 - Ceros - unos) * X_3$$

Ecuación 23

Como se puede observar en la ecuación anterior, a cada uno de los criterios mencionados anteriormente se le multiplica por un factor  $X_n$  que representa la importancia o valor relativo de cada criterio dentro de la decisión final. Este factor esta definido como una fracción entre cero y uno, de tal forma que la suma de los tres factores sea igual a la unidad.

$$X_1 + X_2 + X_3 = 1$$

Ecuación

24

Los valores de estos tres factores se han definido de la siguiente forma:

$$X_1 = 0.5 ; X_2 = 0.35 ; X_3 = 0,15$$

Ecuación 25

Estos valores fueron obtenidos de la comparación estadística y cuantitativa de los tres criterios, al determinar el grado de interrelación entre los mismos. El valor para  $X_1$  es mayor que el de los otros dos factores, dado que relaciona una mayor cantidad de información y de cierta forma contiene a los otros dos. Por otra parte  $X_2$  recibe un valor mayor que el de  $X_3$  ya que estadísticamente los valores de viabilidad ejercen una mayor influencia sobre la decisión final que la ejercida por los de limitación. Para la refinación y cuantificación de esta diferencia se utilizo el método de prueba y error, hasta encontrar los valores dados, para la cual la gran mayoría de los casos evaluados arrojaron resultados coherentes.

De esta forma, una vez hallados los ponderados finales para todos los sistemas ácidos y se halla completado el vector "PondFinal", se ordenan dichos sistemas de mayor a menor valor a partir del ponderado final, entendiéndose que el método de levantamiento con mayor ponderado final será el más recomendado y el de menor ponderado será el menos recomendado.

## 8.6 INCERTIDUMBRE DE LOS RESULTADOS

Dado que la metodología de selección propone una solución con base en 15 variables cuidadosamente definidas, es de esperarse que la omisión de cualquiera de ellas conduzca a una desviación de la metodología con respecto a la realidad, como sucede cuando se emplea la flexibilidad del sistema. Esta suposición no es descabellada si se tiene en cuenta que la omisión de una variable dentro de la metodología no descarta la presencia de dicha variable en la realidad. Por esta razón, surge la necesidad de cuantificar esta desviación al omitir una o más variables.

Un primer acercamiento en la determinación de esta incertidumbre se da al suponer que la inexactitud en la respuesta obtenida con omisión de variables es directamente proporcional a los aportes que las variables omitidas harían a la decisión final si fuesen consideradas. Estos aportes estarían dados por el porcentaje de influencia asignado a las variables omitidas antes de realizar la redistribución de porcentajes. Este porcentaje se puede calcular de la siguiente forma:

$$\textit{Porcentaje de Influencia Omitido} = \sum_1^{15} \textit{Porcentaje}[i,j]_{\textit{Base}} \forall \textit{Puntaje}[i,j] = \textit{Vacio}$$

Ecuación 26

Retomando una de las variables utilizadas en la etapa del desarrollo de la flexibilidad para la metodología, el *Porcentaje de trabajo*, se tiene que:

$$\textit{Porcentaje de trabajo} + \textit{Porcentaje de Influencia omitido} = 100 \%$$

Ecuación 27

Por lo tanto, se tiene que:

$$\textit{Porcentaje de influencia omitido} = 100\% - \textit{porcentaje de trabajo}$$

$$\textit{Porcentaje de influencia Omitido} = \textit{Porcentaje Perdido}$$

Ecuación 28 y 29

De todo lo anterior, se concluye que al almacenar el porcentaje perdido por la omisión de variables, se está almacenando la incertidumbre asociada a la metodología. Esto es válido, teniendo en cuenta que las variables tienen el mismo peso para todos los sistemas ácidos.

Un último aspecto a tener en cuenta, es que el sistema cuenta con un grado de incertidumbre adicional asociado a cualquier otra variable que pueda influir en la selección de los sistemas ácidos, y que no esté contemplada dentro de las 16 variables de la metodología. Sin embargo, la cuantificación de esta incertidumbre adicional esta fuera del alcance del presente trabajo, ya que el número mismo de posibles variables adicionales es incierto como tal, razón por la cual no se tendrá en cuenta el efecto de estas sobre el cálculo de la incertidumbre asociada a la presente metodología.

## **8.7 PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS**

El uso de la herramienta brinda los resultados comprende tres módulos básicos. El primero permite observar los resultados obtenidos, es decir muestras las etapas recomendadas para el caso evaluado, en el caso de la etapa de tratamiento principal muestra los sistemas ácidos ordenados por el nivel de aplicación. El segundo módulo muestra los criterios de selección de las variables generales. El tercero muestra información completa y detallada de los criterios de selección que llevaron a tomar la decisión de cual es el mejor sistema ácido para el caso a evaluar.

### **8.7.1 SELECCIÓN FINAL**

Es el componente principal del primer módulo, en el cual se presentan todas las etapas de tratamiento incluyendo en la etapa de ácido principal los sistemas ácidos seleccionados, en forma descendente por orden de implementación para las etapas y para los sistemas ácidos por orden de aplicabilidad según el criterio de ponderado final.

También se presentan los fluidos que se deben usar en cada una de las etapas, excepto para los sistemas ácidos de los cuales solo se presentara la concentración específica para el lodo ácido convencional.

### **8.7.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN**

Forma parte del segundo y tercer módulo, estos son un complemento en el que se muestran los criterios de selección usados al momento de tomar las decisiones.

En el segundo módulo se muestran las variables generales y en el tercer módulo se muestran las variables características de cada uno de los sistemas ácidos. Estos módulos muestran los siguientes datos para cada una de las variables:

- Los nombres de las variables.
- La “clase” a la que pertenece cada una de ellas.
- La “calificación de desempeño” obtenida por las variables utilizadas.
- El “porcentaje de influencia” de cada variable sobre el tratamiento en general y para cada sistema ácido.
- “Desempeño Individual” de cada una de ellas.

### **8.7.3 DATOS DE ENTRADA**

Son las variables con las que se evalúa el tratamiento ácido. En esta plantilla se visualiza cada una de variables con su respectivo valor, producto del caso particular a evaluar.

### **8.7.4 CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO POR VARIABLE.**

Permite confrontar entre sí los diferentes sistemas ácidos, con respecto a su desempeño en cada una de las variables evaluadas. El significado de esta calificación está especificado en la TABLA 23, al principio de este capítulo. De la misma forma, permite visualizar en que variables presenta un mejor desempeño y en cuales puede tener debilidades o incompatibilidades.

### **8.7.5 PORCENTAJE DE INFLUENCIA POR VARIABLE**

De la misma forma en que la sección de “*Calificación del Desempeño por Variable*” permite confrontar entre si el desempeño de los sistemas ácidos en cada una de las variables evaluadas, en esta sección del módulo 2 y 3, se puede observar la importancia relativa que tiene cada variable para la selección del tratamiento y un determinado sistema ácido.

### **8.7.6 DESEMPEÑO INDIVIDUAL POR VARIABLE**

Estos datos también hacen parte del módulo 2 y 3, y contienen la consolidación de la “*Calificación del Desempeño*” de cada variable con su correspondiente “*Porcentaje de Influencia*” para selección del tratamiento y cada sistema ácido, cuantificando el comportamiento de las variables frente a posibles escenarios de operación, representados por los datos de entrada. Cada uno de estos datos representa el aporte que realiza cada variable individualmente al desempeño global de un tratamiento y un sistema ácido dado, lo que significa, que la suma de sus “*Desempeños Individuales*” frente a cada una de dichas variables es igual su “*Desempeño Global*”.

### **8.7.8 DESEMPEÑO GLOBAL**

Como se mencionó anteriormente, el “Desempeño Global”, reúne la totalidad de los valores de “Desempeño Individual”. Este único valor representa el comportamiento de un determinado sistema frente a una serie de condiciones planteadas, permitiendo de esta forma, comparar entre sí todos los sistemas ácidos y ver, a grandes rasgos, cual o cuales podrían ser las mejores opciones a implementar en un determinado caso. Los datos correspondientes a este valor, se miden en “% de eficiencia”, oscilan entre 0 y 100 %.

### **8.7.9 INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS**

Este valor cobra importancia a medida que se empieza a desconocer la información del caso a evaluar, y por lo tanto, empiecen a faltar datos de entrada. Por esta razón, aún cuando esta metodología permite obtener resultados sin considerar la carga de todos los datos, es conveniente tener en cuenta la incertidumbre que esta ausencia induce a dichos resultados.

Teniendo en cuenta el grupo al cual pertenece cada una de las variables omitidas, y el “*Porcentaje de Influencia*” asignado inicialmente a las variables de cada grupo, se determina el porcentaje de influencia que tendría cada una de estas variables de ser consideradas, el cual, se convierte finalmente en el “*porcentaje de incertidumbre*”. Como se menciona anteriormente en este capítulo el porcentaje de incertidumbre será el mismo para todos los sistemas ácidos y la metodología en general ya que las variables fueron consideradas con igual importancia para cada una de los sistemas ácidos.

### **8.7.10 CRITERIO DE SELECCIÓN FINAL**

Este es el último componente, y muestra el resultado más importante de la metodología, como lo es el “Criterio de Selección Final”, el cual hace referencia al “Desempeño Global”, las “Condiciones de No Aplicabilidad” y las “Condiciones de Limitación” simultáneamente, constituyéndose así, en un único valor de gran significado, el cual, es utilizado como parámetro para ordenar los sistemas ácidos, y determinar cual o cuales son los más adecuados para ser implementados, así como cuáles de ellos no son recomendables para las condiciones evaluadas.

Dependiendo de dicho valor, se da también una clasificación cualitativa del ponderado, y se describe a continuación:

**NO APLICABLE:** 0-50%. En este caso no se recomienda aplicar una etapa (s) como opción para aumentar la producción del pozo, debido a que no se van a obtener los resultados esperados.

**LIMITADO:** 50-60%. La(s) etapa (s) seleccionada (s) puede funcionar como método de estimulación, pero no es confiable su aplicación debido a que no presenta efectos exitosos en el tratamiento.

**BUENO:** 60-80%. La (s) etapa (s) seleccionada (s) es una opción satisfactoria como mecanismo de estimulación.

**EXCELENTE:** 80-90%. Teniendo en cuenta las variables de selección de etapas de tratamiento, esta tiene consecuencias prósperas al momento de aplicar una acidificación.

**OPTIMO:** 90-100%. La (s) etapa (s) corresponde a la mejor opción como estimulación matricial de la formación, ya que cumple con los estándares de calidad para lograr un aumento en la producción del pozo.

## **9. HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN**

La herramienta sistematizada para la evaluación y selección de fluidos de acidificación es un software de fácil y rápida aplicación que permite identificar las etapas necesarias y los sistemas ácidos más adecuados para la serie de especificaciones dadas por el usuario para un pozo productor de petróleo.

Dada la simplicidad de la interfase de la herramienta es fácil cometer errores y obtener resultados inconsistentes, si no se tiene claridad en el ingreso de los datos, razón por la cual se deben identificar claramente los valores a ingresar para realizar una evaluación y además interpretar prudentemente los resultados obtenidos.

Para darle una mayor versatilidad y utilidad a la herramienta se realizó su programación en lenguaje web (Html, Java Script, php, Mysql), a fin de ser utilizada como Tecnología Informática de la Comunicación (TIC) para dar una aplicación ágil y disponible a toda la comunidad académica.

### **9.1 INSTALACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA**

Para poder ejecutar la herramienta software es necesario instalar el programa en el equipo en que se va a correr la herramienta. Siguiendo los siguientes pasos:

1. Inserte el Cd de que contiene la herramienta. Donde automáticamente se desplegará un menú de inicio. El menú tiene la configuración que se muestra en la FIGURA 11. En donde se presentan las siguientes opciones:

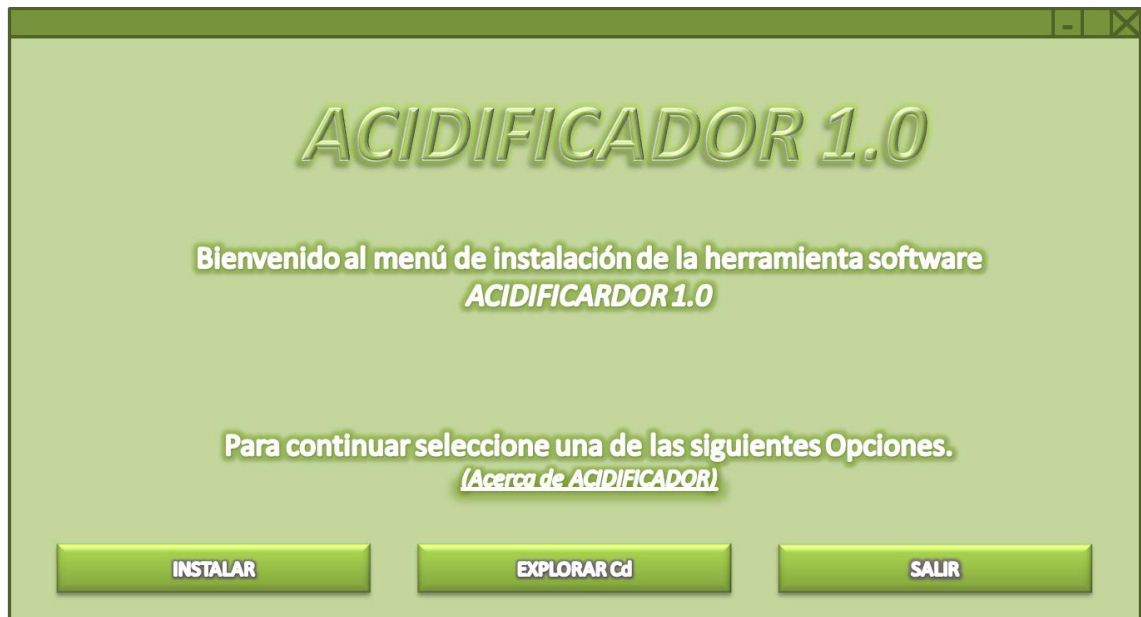
**Acerca de ACIDIFICADOR** muestra un breve resumen de lo que es la herramienta.

**INSTALAR** Inicia el proceso de instalación de la herramienta en el equipo donde se inserte el Cd.

**Explorar Cd** Abre la ubicación correspondiente al Cd para ver su contenido.

**Salir** cierra la ventana del menú inicio y no ejecuta ninguna opción adicional.

FIGURA 11. Menú Inicio



Fuente: Los Autores

2. Haga clic en el botón instalar o si ha cerrado el menú inicio valla a la ubicación del Cd y ejecute el archivo **INSTALAR.exe**.

Los requisitos mínimos del sistema para su instalación son:

- Sistema operativo Windows 95 o sistemas equivalentes.
- Navegador de internet (Internet Explorer 6 o equivalentes)
- 20 Mb de espacio libre en la unidad de disco duro.

La herramienta software es igualmente compatible con cualquier versión posterior a los sistemas y programas mencionados anteriormente como requisitos de instalación.

Para iniciar la herramienta, una vez instalada se hace clic en el menú inicio de Windows a través de la siguiente ruta:

*Todos los programas/Acidificador/Acidificador 1.0*

## **9.2 ENTRADA DE DATOS**

Además de presentar específicamente cuales son los datos que se deben suministrar al programa para su correcta ejecución, a continuación se describe la forma en que deben ser ingresados.

### 9.2.1 INFORMACIÓN REQUERIDA

Es muy importante tener claridad sobre los datos que se ingresan al programa para no incurrir en evaluaciones incoherentes y para asegurar una selección acorde a las condiciones reales de campo.

Esta información se clasifica en tres grupos:

**Mineralogía:** Comprende la clasificación mineralógica de la formación en la cual se va a realizar la evaluación. Para esta información solo se podrá una evaluar una formación a la vez o promediar los valores de varias formaciones adyacentes y tratarlas como una sola formación. Para el ingreso de estos valores se proponen ciertos minerales que son bastante comunes, pero dado el caso si algún mineral a ingresar no está presente se puede ingresar, siempre y cuando se especifique a qué grupo mineral pertenece.

**Daño de Formación:** Para una aplicación más clara de cada uno de los tipos de daño de formación ingresados se deberá especificar el origen y la posible causa del mismo. A continuación cada uno de sus componentes:

- **Origen:** Se refiere al tipo de operación que se realizó previamente a la generación de daño. Como lo son la perforación, workover y otros trabajos.
- **Causa:** Son los factores dentro de la operación que generaron el posible daño de formación. Por ejemplo durante una inyección de químicos se pudo desestimar el punto de nube del fluido y se genero una caída de temperatura por debajo de este, lo cual ocasionaría una precipitación de parafinas en la cara del pozo.

- **Tipo de Daño:** Es la clasificación general que tiene el problema ocasionado durante la operación. Como en el ejemplo anterior el tipo de daño generado sería la generación de depósitos orgánicos, más específicamente parafinas.
- **Localización del Daño:** Debido a la naturaleza del daño de formación se puede hacer un estimativo de su ubicación, para esta información el usuario podrá ingresar alguna de las opciones que la herramienta ofrece.
- **Skin (S):** Es la cuantificación total del daño de formación que tiene el pozo a evaluar. Este valor se refiere a la restricción total de flujo del pozo y no especifica cuáles son las causas de la restricción.
- **Pseudoskin (Sd):** Dado que el valor del skin no especifica cuáles son las causas de la restricción de flujo, es necesario hacer un estimado de la restricción de flujo por el tipo de daño ingresado. Por ejemplo si el pozo tiene un skin igual a 10, un posible pseudoskin para un posible daño de formación podría ser 6 que representara la restricción debido al tipo de daño de formación presente.

**Datos de yacimiento y otros:** En este grupo se encuentran datos como propiedades de los yacimientos, características de los fluidos y de la configuración del pozo que son de importancia al momento de tomar una decisión.

- **Permeabilidad (K):** Es una medida de la facilidad con que los fluidos pueden fluir a través del medio poroso. La permeabilidad debe ser ingresada en miliDarcys (mD).
- **Presión Promedio:** Es la presión de confinamiento de los hidrocarburos en el subsuelo, que representara la capacidad de respuesta a cualquier tratamiento. Este valor debe ser ingresado en Psi.

- **Profundidad Vertical:** Es la profundidad vertical a la que se encuentra la formación de interés. Sus siglas en ingles TVD (True Vertical Deep) y se ingresara en Pies.
- **Temperatura de Fondo:** Es la temperatura en la cara de la formación. Este valor debe ser ingresado en grados Fahrenheit.
- **Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC):** Es la relación de resinas con asfaltenos, que se calcula a partir de los resultados de un análisis SARA.
- **Punto de Nube:** Es la temperatura a la cual comienzan a depositarse las parafinas en el aceite. Este valor debe se ingresado en grados Fahrenheit.
- **[ ] Bicarbonatos y sulfuros:** Es el contenido de lones de bicarbonatos y sulfuros presentes en el agua producida por la formación, estos componentes generan la precipitación de incrustaciones al contacto con HCl. Para este valor se debe ingresar la concentración de cada uno de ellos sumadas entre si y se hace en partes por millón [ppm].
- **Prueba de disolución en HCl al 15%:** Es una prueba en la que se sumerge una fracción de roca en HCl y se evalúa que porcentaje de ella fue disuelto por el HCl, mediante la comparación del peso de la muestra antes y después de la prueba.
- **Mojabilidad de la Formación:** Es la preferencia de absorción de la roca por un fluido. Para el caso de este dato se tienen tres opciones mojado por Agua, Aceite o Mixta. En caso de no ingresar alguno de estos valores el software asumirá que la roca esta mojada por agua.
- **Estado del Pozo:** Esto se refiere si en el pozo a evaluar se han realizado trabajos de fracturamiento previamente, a un tratamiento de acidificación.

## 9.2.2 INGRESO MANUAL DE DATOS

Para este fin el usuario deberá seleccionar la opción “**ingresar datos**” (FIGURA 12) en el menú de opciones en la parte superior de la ventana y llenar cada uno de los campos solicitados. En los cuales existen dos tipos de entradas los campos de ingreso manual y los campos de selección de una lista predeterminada.

FIGURA 12. Ventana de Inicio Acidificador 1.0

FORMULARIO DE INGRESO DE DATOS				
CAMPO	Gonzales	POZO	G1	
GRUPO MINERAL	MINERALES QUE LO COMPONEN		[ ]%	
CUARZO	Cuarzo		71	
	Caolinita		0.6	
ARCILLAS	Iilita			
	Esmectita/Mormorillonita			
	Clorita		3	
	Arcillas de Capas Mezcladas	Iilita/Esmectita		
		Clorita/Esmectita		
	Microclina			
	Ortoclase		2.9	

Fuente: Los Autores

En los campos de ingreso manual, el usuario debe digitar el valor que desea ingresar dentro de la casilla correspondiente, teniendo cuidado de no ingresar valores fuera del rango de cada una de las variables; en caso de que un valor ingresado este fuera de rango el programa indicara automáticamente que se está incurriendo en un error y el rango adecuado para este rango. En caso de conocer el valor a ingresar se sugiere dejar la casilla en blanco. Con excepción de los campos marcados con asteriscos los cuales indican que el valor debe ser ingresado obligatoriamente.

En los campos de selección de una lista predeterminada, usuario deberá seleccionar de las opciones propuestas cuál de ellas desea ingresar y en caso de que no se conozca el valor a ingresar debe seleccionar el valor <DESCONOCIDO>.

### **9.2.3 GUARDAR DATOS**

Los datos ingresados serán guardados automáticamente después de realizar una corrida, los cuales pueden ser de utilidad para una corrida posterior. Estos datos serán guardados en función del nombre del campo y el pozo que se esté trabajando de la siguiente manera:

Nombrecampo\_Nombrepozo

Estos archivos serán almacenados por defecto en la base de datos interna del sistema donde podrán ser consultados por el usuario en el momento que lo desee, haciendo clic en la opción “consultar” del menú de opciones de la parte superior.

En el caso que el usuario desee exportar los datos de la corrida podrá hacerlo a través de la opción “exportar datos” en el formulario de resultados en un archivo

plano de texto (.txt) que luego podrá ser usado para cargar los datos de la corrida como se explica más adelante.

#### **9.2.4 CARGAR DATOS**

Existe también la opción de cargar los datos desde un archivo creado con anterioridad, de esta forma se puede acceder a la información de una corrida realizada con anterioridad y modificarla si se desea, para realizar una nueva corrida. Se puede usar esta información haciendo clic en la opción “**Desde Archivo**” en la ventana principal y seleccionando el archivo deseado.

Los archivos se podrán cargar desde cualquier ubicación de disco, y discos extraíbles en donde se encuentre.

También se podrán cargar datos desde la base de datos interna de programa, presionando en la opción “**Consultar**”, en esta base de datos quedará almacenadas todas las corridas que se realicen en el sistema. Para el caso que no se recuerde el nombre ingresado, se podrá hacer clic en el botón consultar sin ingresar ningún valor para visualizar todas las corridas almacenadas en la base de datos interna.

#### **9.3 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN**

Una vez se han ingresados los datos necesarios para realizar el análisis de un caso, el sistema está listo para realizar la evaluación y selección de los fluidos de acidificación para lo cual se debe hacer clic en el botón evaluar, que se encuentra en el último formulario de datos de entrada.

Seguido a esto, se presentará una ventana en la que se muestran las diferentes etapas de tratamiento (FIGURA 13) que deberán ser usadas para el tratamiento en orden de aplicación y en la etapa de tratamiento ácido, se expondrán los sistemas ácidos ordenados en forma descendente según su grado de aplicabilidad.

También muestra la incertidumbre asociada a la metodología, y las siguientes opciones:

FIGURA 13. Ventana Principal de Resultado

*Siempre Que Se Inyecten Acidos Se Debe Evaluar El Uso De Un Inhibidor De Corrosion*

RESULTADOS			
SI/NO	ETAPA	FLUIDOS	ADITIVOS
Si	Pickling	Recomendado Segun Compañia	
Si	Tratamiento Organico	Xileno+varsol +	Solvente Mutua + Surfactantes + Agente Anti-Sludge + Desemulsionante +
No	Desplazamiento De Agua De Formacion		
No	Reduccion De Minerales De Hierro		
Si	Preflujo Acido	Kalfayan - HCL 10% ó Mcleod - HCL 7.5% ó	Control de Arcillas +
	ORDEN	SISTEMAS ACIDOS	
Aplicable	1	<a href="#">Lodo Acido Organico</a>	
Aplicable	2	<a href="#">SGMA</a>	
No Aplicable	3	<a href="#">Lodo Acido Secuencial</a>	
No Aplicable	4	<a href="#">Lodo Acido Convencional</a>	Kalfayan - HCL-HF 6:1.5% ó Mcleod - HCL-HF 9:1.5% ó
No Aplicable	5	<a href="#">Acido Fluoborico</a>	
Si	Posflujo	NH4Cl (2-8%) + Disolvente +	
INCERTIDUMBRE:		26.31	
<a href="#">Comentarios Variables Generales</a>			

Fuente: Los Autores

- **Análisis de variables Generales:** Muestra los resultados del análisis de relevancia correspondientes a las variables que son comunes a cada uno de los sistemas (FIGURA 14).

FIGURA 14. Análisis de Relevancia de las variables Generales

VARIABLES GENERALES				
VARIABLE	CLASE	CALIFICACION	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
permeabilidad	1	3	14.8184632705	11.1138474529
presion_promedio	1	4	14.8184632705	14.8184632705
mojabilidad_formacion	2	0	7.40219532789	0
fracturado	3	4	3.70109766395	3.70109766395
skin	1	4	14.8184632705	14.8184632705
cuarzo	1	2	2.46974387841	1.23487193921
carbonatos	1	1	2.46974387841	0.617435969603

Fuente: Los Autores

- **Comentarios:** Muestra los comentarios generales resultantes de la evaluación del tratamiento (FIGURA 15).

FIGURA 15. Comentarios Generales

COMENTARIOS		
VARIABLE	DATO	RECOMENDACION
Pozos Fracturados	Si	Corre el Riesgo de Disolver el propante de la fractura

Fuente: Los Autores

- **Inicio:** Da la opción de volver al menú inicial para realizar nuevamente una corrida.
- **Ver más:** Muestra los análisis de relevancia correspondientes a cada una de las variables, que influyen en la selección de los diferentes sistemas ácidos y las etapas.

FIGURA 16. Análisis de Relevancia de las Variables Particulares a cada sistema

LODO ACIDO CONVENCIONAL				
APLICABILIDAD	No Aplicable	PONDERADO FINAL		48.0300583526
VARIABLE	CLASE	CALIFICACION	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Caolinita	1	1	4.76319717736	1.19079929434
Esmectita/Mormorillonita	1	4	4.76319717736	4.76319717736
Ilita/Esmectita	1	4	4.76319717736	4.76319717736
Feldspatos	1	4	2.85791830642	2.85791830642
localizacion_danos	2	2	3.56900529244	1.78450264622
localizacion_danos	2	2	3.56900529244	1.78450264622

Fuente: Los Autores

## **9.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Para un mayor entendimiento de los procesos internos que lleva a cabo esta herramienta, el programa permite visualizar de forma clara y ordenada los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología interna, de forma que el usuario pueda visualizar independientemente cada uno de los criterios presentados en las ventanas “SELECCIÓN FINAL” y “CRITERIOS DE SELECCIÓN”. El programa presenta esta información en forma de tablas, las cuales representan los vectores y matrices utilizados internamente durante el proceso de evaluación. Para acceder a estas tablas se debe hacer clic en el encabezado de cada una de las listas de variables de la ventana de análisis de relevancia para los sistemas ácidos. Seguido a esto, se desplegará una lista con las categorías a examinar, desde donde se debe seleccionar la tabla de interés.

A continuación se presentan dichas tablas en orden secuencial

### **9.4.1 DATOS DE ENTRADA**

Contiene toda la información suministrada por el usuario. En la FIGURA 17 se presenta un fragmento de la forma en cómo se visualizará el ingreso de los datos.

FIGURA 17. Ingreso Mineralogía (Fragmento)

Ingrese toda la información necesaria

FORMULARIO DE INGRESO DE DATOS				
CAMPO	<input type="text" value="Gonzals"/>	POZO	<input type="text" value="G1"/>	
GRUPO MINERAL	MINERALES QUE LO COMPONEN	[]%		
CUARZO	Cuarzo	<input type="text" value="71"/>		
	Caolinita	<input type="text" value="0.6"/>		
ARCILLAS	Ilita	<input type="text"/>		
	Esmectita/Mormorillonita	<input type="text"/>		
	Clorita	<input type="text" value="3"/>		
	Arcillas de Capas Mezcladas	Ilita/Esmectita	<input type="text"/>	
		Clorita/Esmectita	<input type="text"/>	
	Microdine	<input type="text"/>		
FELDESPATOS	Ortoclasa	<input type="text" value="0.3"/>		
	Albita	<input type="text"/>		
	Plagioclasa	<input type="text" value="2.9"/>		
	Calcita	<input type="text" value="4"/>		
CARBONATOS	Dolomita	<input type="text"/>		
	Ankerita	<input type="text" value="15.5"/>		
	Siderita	<input type="text"/>		
	Halita	<input type="text"/>		

Fuente: Los Autores

#### 9.4.2 CALIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO POR VARIABLE

En esta tabla se presentan las calificaciones obtenidas por cada una de las variables que influyen en la selección de los diferentes sistemas ácidos. Sus valores se pueden observar en la columna “Calificación” de las ventanas de análisis de relevancia para variables generales y particulares.

Las variables que sean omitidas dentro de la metodología, no tendrán ningún valor en el campo correspondiente.

### **9.4.3 PORCENTAJE DE INFLUENCIA POR VARIABLE**

Muestra el porcentaje de influencia que tendrá cada una de las variables dentro de la metodología, aquí se podrá observar el porcentaje o peso inicial y el porcentaje nuevo, que se genera por la omisión de datos en la metodología. Este valor se puede observar en la columna “% de influencia” de las ventanas de análisis de relevancia para variables generales y particulares.

### **9.4.4 DESEMPEÑO INDIVIDUAL POR VARIABLE**

Presenta una combinación de la calificación obtenida por cada una de las variables con el nivel de influencia de cada una de ellas. Es decir los ponderados de cada una de las variables. Para este caso se presentan sin ningún valor las variables que fueron omitidas por el usuario.

### **9.4.5 DESEMPEÑO GLOBAL**

Reúne la totalidad de los valores antes mencionados e indica la respuesta general de los sistemas ácidos frente a las condiciones planteadas por el usuario. También se muestra en la ventana de análisis de relevancia de las variables particulares, como ponderado final.

#### **9.4.6 INCERTIDUMBRE POR OMISIÓN DE DATOS**

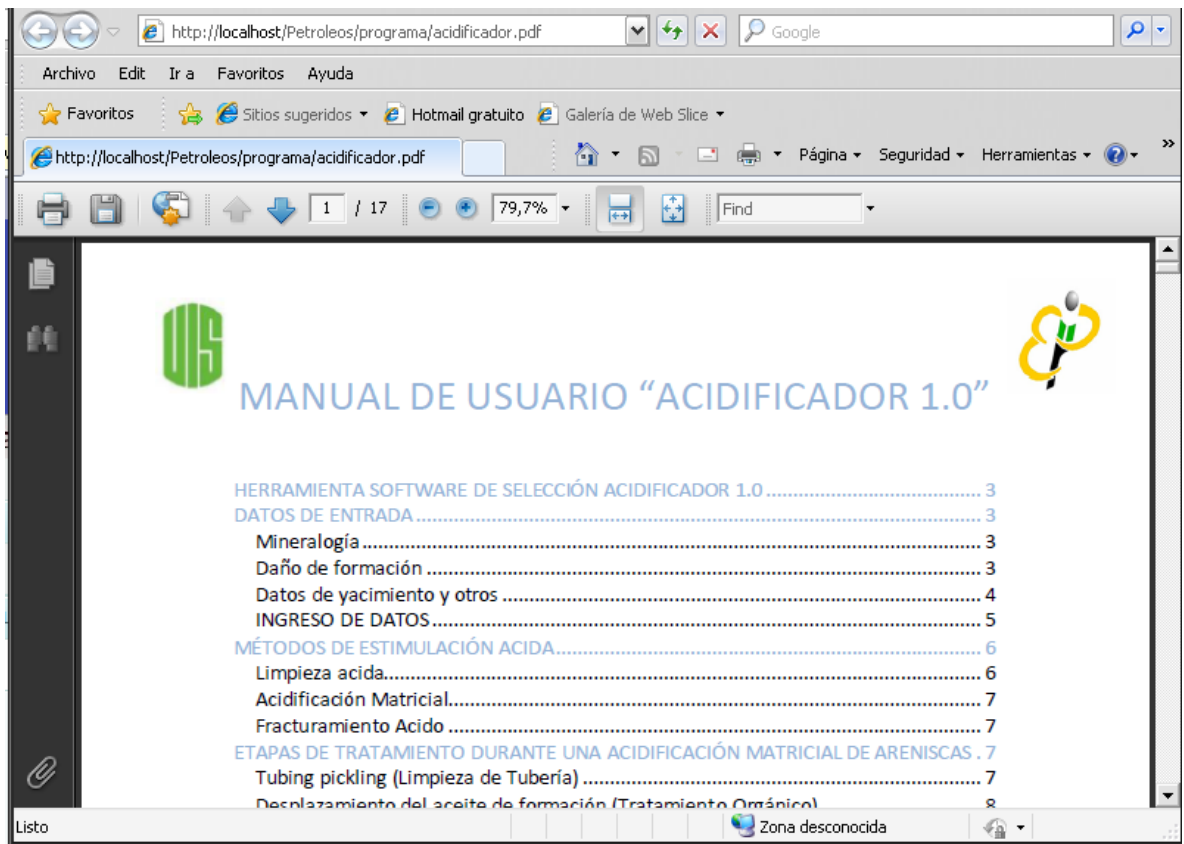
Los valores que contiene representan la disminución en la confiabilidad de la metodología, el cual, es el resultado de la omisión de datos en las variables de entrada. Por lo tanto, de no omitir ninguna variable dentro de los datos de entrada, la incertidumbre calculada deberá ser siempre cero (0). Este valor de incertidumbre se muestra en la ventana principal de resultados.

#### **9.5 MANUAL DEL USUARIO**

La herramienta cuenta con un documento interactivo en formato .pdf en el que se podrá encontrar todos los contenidos necesarios para poder dar un buen manejo a la herramienta, además de ofrecer algunos conceptos básicos para un mayor entendimiento del programa por parte de los usuarios. Para acceder al manual del usuario se deberá hacer clic en la opción “Ayuda” del menú superior, donde automáticamente se abrirá una ventana con el manual del usuario.

El archivo cuenta con una tabla interactiva que al hacer clic en uno de sus contenidos, inmediatamente referirá al usuario al tema de interés. En la se observa el manual del usuario.

FIGURA 18. Manual del Usuario



Fuente: Los Autores

## **10 APLICACIÓN Y VALIDACIÓN**

El propósito de este capítulo es comprobar la efectividad de la herramienta, con la convicción de incrementar la producción y mejorar la recuperación total de hidrocarburos de los campos petroleros colombianos. Esta una herramienta que sencilla de manejar que permite a los ingenieros ampliar su conocimiento de acidificación por medio de la experiencia recopilada de expertos. Dado que la ingeniería y la selección de tratamientos ácidos efectivos implica la aplicación de reglas y criterios que son las base de decisiones lógicas para el correcto funcionamiento de la herramienta software.

Para validar la herramienta se presentarán los datos requeridos de varios pozos, y posteriormente se hará una corrida de esta, permitiendo la selección de las etapas y fluidos correspondientes de cada uno de los ejemplos aquí presentados. La información de los ejemplos propuestos representan la realidad de algunos campos colombianos, ya que se tomó como referencia los datos reales de varios campos del país.

### **10.1 POZOS SELECCIONADOS E IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES**

Después de una búsqueda exhaustiva y cuidadosa con la colaboración de varios expertos de la industria, se logro llegar a plantear diferentes ejemplos con las características requeridas, para lo cual se diseñaron 5 casos reales que representan las características de pozos colombianos con evidente daño de formación, en los que se podrá correr la herramienta.

Dada la calidad de ejemplos didácticos los datos presentados en esta sección será muy parecidos a las condiciones reales, donde para tener un mayor parecido con la realidad se tuvo en cuenta que no todos los datos se encuentran disponibles en campo.

### **10.1.1 PRESENTACIÓN DE LOS CASOS**

Para los casos propuestos se proponen dos grupos para los ejemplos que representan varias opciones de cómo podrá usarse la herramienta. En el primer ejemplo se tomo la perspectiva de una compañía operadora que luego de realizar un estudio de daño de formación llego a la conclusión que se necesitaba realizar tratamientos ácidos a varios de sus pozos. El segundo caso corresponde al de las empresas de servicios las cuales, solo cuentan con la información que les suministra la compañía operadora.

#### **CASO 1 “CAMPO GONZALES”**

*Breve Descripción del Campo:* Es un campo que tiene de un ambiente de depositación fluvial y la producción proviene de una sola formación que está dividida en tres zonas Superior (FGS), Medio (FGM) e Inferior (FGI), son arenas calcáreas que contienen calizas en su parte media e inferior. Para el desarrollo de este campo se consideran de gran importancia la permeabilidad debido a canales de disolución y la porosidad primaria, porque no tendrá grandes cambios por la aplicación de tratamientos de acidificación.

*Justificación:* En este caso la compañía operadora realizó un estudio íntegro de daño de formación a todos los pozos con que cuenta su campo, esto debido a la caída anormal de la producción que están presentado los pozos y algunos fracasos en los tratamientos de estimulación.

Luego de este estudio se determino que los pozos G1, G2 y G3 serian los candidatos más óptimos para estimulación acida, por las características de la formación y el tipo de daño que estos pozos presentan.

## **CASO 2 “COMPAÑÍA DE SERVICIOS”**

*Breve descripción:* Se le suministra información a una compañía de servicios acerca de los pozos O1 y O2. El pozo O1 produce de tres zonas diferentes y como resultado de un PLT se descubrió que una de las zonas se encuentra taponada, por lo tanto se quiere recuperar la producción de esta zona aislando las otras dos que si se encuentran en buen estado. El pozo O2 produce de dos zonas diferentes FO21 y FO22, deseando estimularlas con un solo tratamiento.

*Justificación:* Una compañía operadora solicita a la empresa de servicios que diseñe un tratamiento de estimulación acida para dos de sus pozos, para esto le proporciona cierta información y alguna muestras de fluidos y corazones para realizar las pruebas que crean convenientes. Esta compañía deberá hacer las suposiciones que crean favorables.

### 10.1.2 DATOS DE POZO

Los datos de pozo aquí presentados se organizaran en tres grupos de la siguiente forma:

#### Mineralogía

Para el campo Gonzales los datos de mineralogía provienen de análisis SEM y DRX se realizaron a muestras de corazones de los pozos G1 y G2. La mineralogía del pozo G3, se debe correr con la mineralogía de los pozos con que se cuenta con información, para nuestro caso será la de los pozos G1 y G2. Esta hipótesis surgió porque es probable que la mineralogía sea parecida a cualquiera de las dos o en el peor de los casos no coincida con ninguna. En cualquiera de las situaciones se deberá respaldar con estudios más profundos al momento de tomar cualquier decisión.

TABLA 30. Mineralogía de los pozos G1 y G2

Pozo	Prof.	Formación	Armazón					Aglutinantes				
			Cuarzo		Feldespatos			Cementos				
			Mono (%)	Poli (%)	K	PL	MICR	DOL	CALC	CLOR	CAOL	PIRIT
<b>G1</b>	5404	FGM	69.8	1.2	2.9	0.3		15.5	4	3	0.6	1.5
<b>G2</b>	5821	FGS	59.5	0.8	0.5	0.5		18.4	1.3	4.2	0.5	2.9

Fuente: Los Autores

Para el pozo O1 se tienen cuatro muestras de fondo, correspondientes a la zona de interés, que fueron sometidas a análisis SEM y DRX; los resultados de estas pruebas arrojaron los siguientes resultados:

TABLA 31. Resultados de análisis de muestras para el pozo O1

Núcleo	Cuarzo	Feldespato		Illita	Heulandita	Clorita	Horblenda	Moscovita	Esmectita	Caolinita
		K	Na							
1	50	1	28	6	3	2	2	--	8	--
2	51	1	27	6	2	1	1	--	9	--
3	53	4	24	--	3	2	3	3	9	1
4	50	2	18	--	2	2	4	3	15	1
<b>Promedio</b>	<b>51</b>	<b>2</b>	<b>24.25</b>	<b>3</b>	<b>2.5</b>	<b>1.75</b>	<b>2.5</b>	<b>1.5</b>	<b>10.25</b>	<b>0.25</b>

Fuente: Los Autores

Para el pozo O2 se cuenta con 20 muestras, repartidas en 13 muestras de la zona FO21 y 7 de FO22, después de ser sometidas a análisis DRX arrojaron los siguientes resultados:

TABLA 32. Resultados de análisis de muestras para el pozo O2

Profundidad (ft)	Formación	Mineralogía Bull (%)										Arcillas (%)				
		Cuarzo	Plagioclasa	Feldespatos-K	Calcita	Dolomita	Siderita	Dolomita-Fe	Anhidrita	Pirita	Total de arcilla	Caolinita	Clorita	Ilita	Esmectita	Ilita/Esmectita
Prom	FO 21	90	0	0	Tr	0	0	2	0	2	7	6	0	1	0	1
Prom	FO 22	89	0	1	0	0	Tr	1	0	1	10	9	0	Tr	0	0

Fuente: Los Autores

### **Daño de formación**

Los pozos correspondientes al campo Gonzales después de un análisis exhaustivo arrojaron que presentaban los siguientes problemas:

#### **Pozo G1**

Este pozo presenta un daño significativo asociado a la perforación por invasión de filtrado, y leve precipitación de asfáltenos. S= 6.13

TABLA 33. Datos de daño de formación pozo G1

Origen	Causa	Tipo de Daño	Detalle	Localización	Sd
Perforación		Perdidas de Filtrado		Formación	
Producción	Agotamiento Natural del pozo	Depósitos Orgánicos	Asfáltenos	Perforaciones	

Fuente: Los Autores

### Pozo G2

Según el reporte de eventos de este pozo presenta formación de emulsiones estabilizadas por finos, para este tipo de emulsiones se recomienda conocer que la migración de finos puede ser una de las causas de la formación de emulsiones, por tanto para este pozo se ingresara en la herramienta daño por emulsiones y migración de finos por separado. S=7.77

TABLA 34. Datos de daño de formación pozo G2

Origen	Causa	Tipo de Daño	Detalle	Localización	Sd
Producción	Altas tasas de Flujo	Bloqueo por emulsiones		Perforaciones	
Producción	Migración de finos por la desestabilización de Caolinita	Migración de Finos		Formación	

Fuente: Los Autores

### Pozo G3

En este pozo se presentan problemas por la formación de incrustaciones inorgánicas por carbonato de calcio y problemas por desestabilización de arcillas.

**S= 8.27**

TABLA 35. Datos de daño de formación pozo G3

Origen	Causa	Tipo de Daño	Detalle	Localización	Sd
Producción	Alto contenido de Carbonatos	Incrustaciones Inorgánicas	Carbonato de Calcio	Perforaciones	
Workover	Inyección de Salmuera incompatible	Migración de Finos		Formación	

Fuente: Los Autores

### Pozo O1

Después de analizar la información dada por la empresa operadora con la colaboración de un software para identificación de daño, se llegó a la conclusión que el pozo presentaba problemas por migración de finos, tendencia a depositación de asfaltenos e incrustaciones inorgánicas de carbonato de calcio.

**S=12.3**

TABLA 36. Datos de daño de formación pozo O1

Origen	Causa	Tipo de Daño	Detalle	Localización	Sd
Producción	Alto contenido de Carbonatos	Incrustaciones Inorgánicas	Carbonato de Calcio	Perforaciones	
Producción	Agotamiento del Yacimiento	Depósitos Orgánicos	Asfáltenos	Formación	
Producción	Altas tasas de flujo	Migración/hinchamiento de Arcillas		Perforaciones	

Fuente: Los Autores

### Pozo O2

Este pozo presenta problemas de arcillas y tendencia incrustante de carbonato de calcio en una relación de 44.30 libras por cada mil barriles de agua producida, a partir de la formación productora. **S = 8.7**

TABLA 37 Datos de daño de formación pozo O1

Origen	Causa	Tipo de Daño	Detalle	Localización	Sd
Producción	Alto contenido de Carbonatos	Incrustaciones Inorgánicas	Carbonato de Calcio	Perforaciones	
Workover	Inyección de salmuera incompatible	Hinchamiento/migración de Arcillas		Formación	

Fuente: Los Autores

## DATOS DE YACIMIENTO Y OTROS

De la simulación realizada con un software especializado que computa datos de producción y presiones en simultáneo, se obtuvo el último recobro esperado, gas in-situ, balance de materia, estimaciones de permeabilidad y skin. Se calcularon las presiones promedios, los valores de skin y las permeabilidades para todos los pozos del campo Gonzales. De lo anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

TABLA 388. Datos Generales para todos los pozos

Variable	Pozo				
	G1	G2	G3	O1	O2
K	<b>203</b>	<b>339</b>	<b>100</b>	<b>89.9</b>	<b>70</b>
Presión Prom.	980	1088	1163	<b>1032.2</b>	<b>1204.6</b>
TVD	4168	4594	4768	<b>3399</b>	<b>8550</b>
Bicarbonatos	366	594	1104,1		<b>336</b>
Sulfuros	3.6	14,6	13,8		<b>1644,4</b>
Bicarbonatos + Sulfuros	369.6	608.6	<b>1117.9</b>		<b>200.4</b>
Indice Inestabilidad Coloidal				<b>2.1</b>	
Temp. Fondo				<b>135</b>	
% Disolución de la Formación en HCl al 15%					
Pozo Fracturado	<b>NO</b>	<b>NO</b>	<b>NO</b>	<b>SI</b>	

FUENTE: Los Autores

## 10.2 EJECUCIÓN DE LA HERRAMIENTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para la ejecución del programa se utilizaron los datos de todos los pozos antes mencionados, pero debido a los requerimientos de espacio solo se mostrara el análisis del pozo G1. Los demás pozos podrán ser consultados en la base de datos de la herramienta. Luego de correr los datos obtenidos para el pozo G1 se obtuvieron los siguientes resultados:

FIGURA 19: Resultados generales de una corrida para el pozo G1

Siempre Que Se Inyecten Acidos Se Debe Evaluar El Uso De Un Inhibidor De Corrosion			
RESULTADOS			
SI/NO	ETAPA	FLUIDOS	ADITIVOS
Si	<a href="#">Pickling</a>	Recomendado Segun Compañia	
Si	<a href="#">Tratamiento Organico</a>	Xileno+varsol +	Solvente Mutal + Surfactantes + Agente Anti-Sludge + Desemulsionante +
No	Desplazamiento De Agua De Formacion		
No	Reduccion De Minerales De Hierro		
Si	<a href="#">Preflujo Acido</a>	Kalfayan - HCL 10% ó	Control de Arcillas +
	ORDEN	SISTEMAS ACIDOS	
Aplicable	1	<a href="#">Lodo Acido Secuencial</a>	
Aplicable	2	<a href="#">Lodo Acido Organico</a>	
Aplicable	3	<a href="#">Lodo Acido Convencional</a>	Kalfayan - HCL-HF 7.5:1.5% ó Control de Arcillas ó
No Aplicable	4	<a href="#">SGMA</a>	
No Aplicable	5	<a href="#">Acido Fluoborico</a>	
Si	<a href="#">Posflujo</a>	NH4Cl (2-8%) + HCL(5-10%) + Disolvente +	
INCERTIDUMBRE:		23.68	
<a href="#">Comentarios Variables Generales</a>			

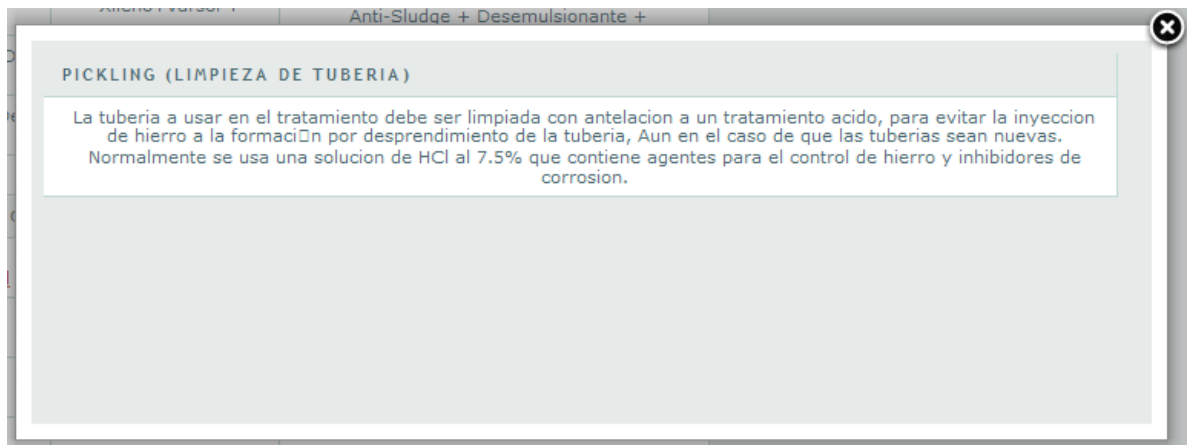
FUENTE: Los Autores

Como se puede observar los resultados arrojados por el programa muestra las etapas básicas para un tratamiento óptimo para este pozo.

### 10.2.1 ETAPAS DE TRATAMIENTO

Pickling (Limpieza de tubería de Inyección): Es recomendable la realización de esta etapa siempre que se vaya a realizar un tratamiento de esta naturaleza, dado que las tuberías pueden tener contaminantes que pueden afectar el equilibrio natural del pozo. En el caso de tener tuberías nuevas es imperante la realización de esta etapa ya que el porcentaje de hierro que arrojan las tuberías es mayor que para el caso de las tuberías viejas<sup>34</sup>. En la herramienta se podrá observar el resultado que se muestra en la FIGURA 20, para cada una de las etapas seleccionadas con cada corrida.

FIGURA 20 Comentario Etapa de Pickling



Fuente: Los Autores

---

<sup>34</sup> Opinión del Ingeniero Hebert Ferneyes. Ingeniero de Petróleos con más de 30 años de experiencia en el área de estimulación química u otras.

**Tratamiento Orgánico:** Se debe realizar esta etapa para evitar el contacto de los ácidos con el crudo y asfáltenos depositados dentro del pozo. Ya que esto podría generar un daño secundario como por ejemplo sludge, debido a que el pozo tiene presencia de minerales de hierro, lo que implica tener especial cuidado con el control de hierro en el diseño final de un tratamiento.

**Preflujo Ácido:** Se debe realizar por el alto contenido de carbonatos que presenta esta formación, para evitar el contacto de los mismos con minerales carbonatados que puede generar precipitados insolubles que disminuirán la permeabilidad del pozo.

**Etapa Principal (Sistemas Ácidos):** Esta es la etapa que mayor influencia tendrá en el pozo durante un tratamiento, pues es la etapa que se diseña para eliminar el daño de formación.

**Etapa de Posflujo:** Siempre que se realiza un tratamiento se debe realizar esta etapa con el único fin de dar una mayor penetración a los ácidos usados en la etapa de ácido principal.

## 10.2.2 SISTEMAS ÁCIDOS SELECCIONADOS

Para los sistemas ácidos seleccionados se ordenan los resultados en función del ponderado final de forma descendente, como se puede observar en la

FIGURA 19. El más apropiado tendrá el número 1 y el menos apropiado tendrá el número 5. También se muestra la aplicabilidad que tendrá cada sistema, como se definió anteriormente.

Los resultados obtenidos para cada sistema ácido, en orden de aplicabilidad fueron los siguientes:

FIGURA 21. Clasificación de Variables para lodo Ácido Orgánico

LODO ACIDO ORGANICO				
APLICABILIDAD	Aplicable	PONDERADO FINAL		61.33
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Caolinita	1	4	6.66	6.66
Clorita	1	1	6.66	1.66
Feldespatos	1	4	3.33	3.33
Temperatura de fondo	2	4	6.66	6.66
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Depósitos Orgánicos	2	4	6.66	6.66

Fuente: Los Autores

FIGURA 22. Clasificación de Variables para lodo Ácido Secuencial

LODO ACIDO SECUENCIAL				
APLICABILIDAD	Aplicable	PONDERADO FINAL		60.50
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Caolinita	1	4	6.66	6.66
Clorita	1	4	6.66	6.66
Feldespatos	1	4	3.33	3.33
Temperatura de fondo	2	4	6.66	6.66
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Depósitos Orgánicos	2	0	6.66	0

Fuente: Los Autores

FIGURA 23. Clasificación de Variables para Ácido Fluobórico

ÁCIDO FLUOBORICO				
APLICABILIDAD	Aplicable	PONDERADO FINAL		54.91
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Caolinita	1	0	6.66	0
Clorita	1	4	6.66	6.66
Feldespatos	1	1	3.33	0.83
Temperatura de fondo	2	4	6.66	6.66
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Depósitos Orgánicos	2	0	6.66	0

Fuente: Los Autores

FIGURA 24. Clasificación de Variables para SGMA

SGMA				
APLICABILIDAD	Aplicable	PONDERADO FINAL		54.50
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Caolinita	1	0	6.66	0
Clorita	1	4	6.66	6.66
Feldespatos	1	4	3.33	3.33
Temperatura de fondo	2	2	6.66	3.33
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Localización del daño	2	4	3.33	3.33
Depósitos Orgánicos	2	0	6.66	0

Fuente: Los Autores

FIGURA 25. Clasificación de Variables para Lodo Ácido Convencional

LODO ACIDO CONVENCIONAL				
APLICABILIDAD	Aplicable	PONDERADO FINAL		50.50
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Caolinita	1	0	6.66	0
Clorita	1	4	6.66	6.66
Feldespatos	1	4	3.33	3.33
Temperatura de fondo	2	0	6.66	0
Localización del daño	2	2	3.33	1.66
Localización del daño	2	2	3.33	1.66
Depósitos Orgánicos	2	0	6.66	0

Fuente: Los Autores

En la FIGURA 26 se pueden observar los puntajes y el porcentaje de influencia de cada una de las variables generales del sistema así mismo como su desempeño individual.

De los resultados anteriores se puede observar que el “Lodo Ácido Orgánico” es el más apropiado dadas las condiciones que presenta el pozo y el lodo ácido convencional es el menos apropiado. Esto se debe a la presencia de depósitos orgánicos que presentan alta incompatibilidad con los sistemas ácidos en general, razón por la cual es inevitable la realización de la etapa de tratamiento orgánico antes de realizar cualquier tratamiento con ácidos.

**FIGURA 26. Clasificación de Variables Generales**

VARIABLES GENERALES				
VARIABLE	CLASE	CALIFICACIÓN	% DE INFLUENCIA	DESEMPEÑO INDIVIDUAL
Permeabilidad	1	4	13.33	13.33
Presión promedio	1	4	13.33	13.33
Profundidad vertical	3	4	3.33	3.33
Mojabilidad formación (Agua)	2	0	6.66	0
Fracturado	3	4	3.33	3.33
Skin	1	4	13.33	13.33
Cuarzo	1	3	3.33	2.50
Carbonatos	1	4	3.33	3.33
minerales de hierro	1	2	3.33	1.66

Fuente: Los Autores

## CONCLUSIONES

La selección del tratamiento de acidificación matricial más adecuado se basa principalmente en características particulares de cada uno de los pozos, como mineralogía, daño de formación y las propiedades de los fluidos producidos. Dependiendo de la calidad de la información con que se cuente al momento de aplicar la metodología dependerá la relevancia de cualquier tratamiento que esta pueda seleccionar.

La determinación del posible daño de formación en el pozo a evaluar es un factor determinante al momento de seleccionar los fluidos de tratamiento, ya que la acidificación en areniscas tiene la función de restaurar la permeabilidad original, que ha sido afectada por algún factor que altere su equilibrio natural.

Debido a la generación de daño de formación por la inyección de ácidos como una consecuencia de reacciones secundarias y terciarias con los minerales de la formación, es necesario prepararla previamente para la inyección de ácidos, esto se hace con cada una de las etapas que este trabajo propone, con la única finalidad de minimizar la generación del daño. Teniendo en cuenta estas reacciones que ocurren dentro de la formación es necesario desplazar estos posibles precipitados fuera de la zona flujo del pozo con la ayuda de la etapa de posflujo.

La acidificación matricial de areniscas se presenta como una alternativa muy atractiva en materia de costos y retorno de la inversión, considerando que los resultados de un tratamiento bien diseñado han reportado aumentos en producción de un 100% y en muchos casos del 400%.

Para la implementación de tratamiento de acidificación matricial, la herramienta software es una excelente alternativa de orientación, ya que permite conocer de forma sencilla cuales serían las ventajas y debilidades que tendría si se lleva a cabo su aplicación.

Una de las principales características de la herramienta software diseñada es contar con una metodología interna de selección flexible, que no obliga al usuario a introducir necesariamente una determinada serie de datos que en algunas ocasiones son difíciles de conseguir, permitiendo de esta forma utilizar solamente aquella información del campo disponible y obtener los resultados con un grado considerable de confiabilidad. Esto se debe a que cuando un dato es omitido por el usuario, el software no lo descarta sino que lo incluye dentro de la incertidumbre del resultado final, ajustándose así a las condiciones y necesidades reales que se encontrarían en la práctica.

En general, la Herramienta Software con todos sus componentes, constituye un consejero y soporte de gran utilidad para el estudio de tratamientos y sistemas ácidos, más no un sustituto de la experiencia de campo y el sentido común de los ingenieros. Los resultados proporcionados por el software no deben ser apreciados como definitivos para la implementación de un tratamiento en un campo, sino antes deben ser analizados para verificar su coherencia y veracidad,

identificando los puntos claves y criterios a tener en cuenta ante una eventual aplicación de una acidificación matricial.

Gracias al lenguaje utilizado para la programación y contenido didáctico de la herramienta está podrá ser implementada como TIC (Tecnología informática de las comunicaciones), brindando así mayores posibilidades de aprendizaje y capacitación.

## RECOMENDACIONES

La herramienta software diseñada constituye la base de un conveniente y promisorio estudio de los tratamientos de acidificación frente a las condiciones operativas de los campos, por lo tanto se debe seguir trabajando en esta área no muy desarrollada hasta el momento, con el fin de aprovechar las ventajas de este software y producir nuevos y mejores resultados que contribuyan a incrementar la producción y por lo tanto, satisfacer las necesidades energéticas del sector hidrocarburos, que crecen a un ritmo acelerado en la actualidad.

Si bien es cierto que la herramienta fue desarrollada con base en tecnologías modernas, es conveniente mantener actualizada la base de datos del software con el fin obtener resultados cada vez más favorables, incluso para las condiciones de operación más exigentes. Se debe prestar especial atención a los rangos de operación de las etapas y los fluidos, ya que gracias a las continuas mejoras que se dan en los campos de resistencia de materiales, diseño de equipos y química más sencilla, dichos rangos de aplicación se hacen cada vez más amplios.

Se recomienda desarrollar una investigación acerca de los diferentes sistemas ácidos para generar una herramienta más robusta al momento de seleccionar un sistema ácido. Y poder dar opciones más específicas, cuando se refiera a un sistema ácido no convencional.

Es muy importante para darle seguimiento a esta herramienta, desarrollar un módulo de diseño completo de un tratamiento, con el cálculo de volúmenes, tasas

de inyección y tiempos de remojo. También sería una buena alternativa generar otro módulo dedicado a la simulación en el que se recree el medio poroso y las posibles reacciones de algún fluido en el mismo, para identificar los productos de reacción, los tiempos de reacción, regímenes de flujo, entre un gran variedad de posibilidades.

## BIBLIOGRAFÍA

ABOUD, Ricardo. & FORERO, Leandro. Effective Matrix Acidizing in high temperatures Environments. En: Annual Technical Conference and Exhibition . Anaheim, California. SPE 109818 (Nov. 2007); p. 4-5.

ALI GHALAMBOR, M. E.. Formation Damage Abatement: A Quarter-Century Perspective. SPE 58744 (26 July. 2001); p. 5-8.

BJ SERVICES. Formation Damage Manual. Houston, 2000. 350 p.

BRYANT, Steven L. & BULLER, David. C. Formation Damage from Acid Treatments. En: BP Research. SPE 17597 (Nov. 1990); p. 3-4.

CHANG, F.F. New Material and Technique for Matrix Stimulation in High-Water-Cut Oil Wells. En: SPE International Symposium on Formation Damage Control. Lafayette, Louisiana. SPE 39592 (10 Jan. 2000); p. 5-7.

COULTER WALLAS, Andrew. HENDRICKSON, Alexander. & MARTINEZ, Sergio. Petroleum Engineering Handbook. New York, 1987. 270 p.

COULTER, G., & JENNINGS, A. A Contemporary Approach to Matrix Acidizing. San Antonio, Texas. SPE 3859412 (Aug. 1998); p. 8-11.

CROWE, C. Masmonteil, J. & THOMAS, R. Trends in Matrix Acidizing. En: Oilfield Review – Schlumberger. Vol 1 (Oct. 1992); p. 24-40.

DIAZ VILORIA, Ricardo. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Bucaramanga, 2009, 205 p. Universidad Industrial de Santander.

ECONOMIDES, Michael J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. Houston: WILEY, 2007. 700 p.

GARROUCH A.A. & MALALLAH, A. M. A Comprehensive Expert System for Diagnosis and assessing Formation Damage. En: SPE Eropec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna Austria: SPE 99277 (Jun. 2006); p. 2-3.

GHALAMBOR, A. & ECONOMIDES, M. Formation Damage Abatement: A Quarter-Century Perspective. Lafayette, Louisiana: SPE 58744 (26 Jul. 2001); p. 2-7.

HILLIER, Frederick S. & LIEBERMAN, J. Gerald. Investigación de operaciones. 754 – 758 p.

HONGJIE, X., & HOLDITCH, S. A. (s.f.). A Comprehensive Approach to Formation Damage Diagnosis and Corresponding Stimulation Type And Fluid Selection. p. 8-15.

HOUCHIN, L. R. & HUDSON, L. M. The Prediction, evaluation y treatment of Formation Damage Caused by Organic Deposition. SPE 58966, (22-26 Febr. 1986); p. 5-9.

INTEVEP. Daños a la Formación. Venezuela: Cied-Intevep, 1984. 300 p.

KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. United States: PennWells Corp, 2008. 262 p.

KALFAYAN, Leonard. & METCALF, A. S. Successful Sandstone Acid Design Case Histories. En: Exceptions to Conventional. Annual Technical Conference. Dallas. SPE 63178 (1-4 Oct. 2000); p. 6-8.

KRUEGER, R. F. Operations An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield. En: Society Of Petroleum Engineers. SPE-10029. (Jul. 1986); p. 10.

KUME, Nicholas. & VAN MELSEN, Robert. New HF Acid System Improves Sandstone Matrix Acidizing Success Ratio By 400% Over Conventional Mud Acid System in Niger Delta Basin. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, Texas. SPE 56527 (Oct. 1999); p. 12-14.

MCLEOD, Harry. Matrix Acidizing. Society Petroleum of Engineers of AIME. (December 1984); p. 9-14.

MCLEOD, Harry. Significant Factors for Successful Matrix Acidizing. En: New Mexico Tech Centennial Symposium. New Mexico. SPE 20155 (1990); p. 1-2.

MEHDL AZARL, J. Formation Permeability Damage Induced by Completion Brynes. En: Journal Petroleum Engineer. (Abril, 1990); p. 486-490.

MININNI, Simonetta. & CHERRI, Roberto. Matrix Stimulation: Automation of Treatment Design. En: European Petroleum Conference . Aberdeen U.K.SPE 27550. (Mar. 1994); p. 6-9.

MOTTA, Eduardo. & PLANVLK, Benjamin. Optimization Sandstone Acidizing. En: SPE Reservoir Engineering. SPE 19426 (Feb. 1992); p. 2-3.

MUÑOZ RODRIGUEZ, Alvaro F. & TORRES TORRES, Edgar. (2007). Evaluacion Tecnica de las Estrategias de Levantamiento Artificial Implementadas en Campos Maduros. Diseño de una Herramienta Software de Selección. Bucaramanga, 2007, p. 250. Universidad Industrial de Santander.

MURTAZA, Ziauddin. & BERNALT, Oliver. An Improved Sandstone Acidizing Model: The Importance of Secondary and Tertiary Reactions. En: European Formation Damage Conference. The Hague, The Netherlands. SPE 54728 (Jun. 1999); p. 10-11.

PORTER, K. E. An Overview of Formation Damage. SPE-19894 (Mar. 1989); p.3.

QUINN, M Anthony. & LAKE, Larry W. Designing Effective Sandstone Acidizing Treatments Through Geochemical Modeling. En: European Formation Damage Control Conference. The Hague. SPE 38173 (1 Feb. 1999); p. 6-8.

QUINTANA, Javier. Evaluacion de Trabajos de Estimulacion Organica en Pozos de Yarigui-Cantagallo. Bucaramanga, 2008, p.210. Universidad Industrial de Santander.

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, Autralia. SPE 77808 (Oct. 2002); p. 5-6.

RAE, Phillip. & DI LULLO, Gino. Matriz Acid Stimulation- A review of State of Art. En: European Formation Damage Conference. Hague, Netherlands. SPE 82260 (May. 2003); p. 8-9.

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

SAN ANTONIO A COMPANY WITH PRIDE. Daño de Formacion y Estimulación Acida. Argentina: INGTEC Ingenieria y Tecnología, 2005. 190p.

SCHLUMBERGUER. Fluid Selection Guide for Matrix Treatmentes. Schlumberguer.

S RABAA, Ali. PHILLIPS James. E. Minimizing Wellbore Damage in a Sandstone reservoir Using Efective Mud Management Practices. En: SPE Saudi Arabia Section Tecnical Symposium and Exhibition. SPE 126056 (May. 2009); p. 11-13.

SHUCHART, C.E. GDANSKY, R.D. Improved Success in Acid Stimulations with a New Organic-HF System. En: European Pelroleum Conference. Milan, Italy. SPE 36907 (Oct. 1996); p. 11-14.

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

SMITH, C. & HENDRICKSON, A. Hydrofluoric Acid Stimulation of Sandstone Reservoirs. En: Journal of Petroleum Technology JPT (1965); p. 6-10.

SUMOTARTO, U. & HILL, A.D. Un Integrated Sandstone Acidizing Fluid Selection and Simulation to Optimize Treatment Desing. En: SPE Annual Thecnical Conferenceand Exhbition . Dallas, Texas. SPE 30520 (1995); p. 7-9.

SUTTON, Gary D. LASSATER, R. M. Aspects of Acid Additive Selection in Sandstone Acidizing. En: Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas. SPE 4114 (8-16 Oct. 1972); p. 11-12.

TARBUCK, Edward J. & LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra - Una introducción a la geología física. Madrid: Pearson, 2005. 400 p.

VAN DORNELEN, M & FORD, W. F. An Expert System for Matrix Acidizing Treatment Design. En: Annual Technical Conference and Exhibition. Washington, DC. SPE 24779 (4-7 Oct. 1992); p. 13-14.

UZODINMA, Enelamah. & AKUNNA, Patrick. Successful Matriz Acidizing: Is guess work part of you Desing? Good Engineering Mitigates Uncertainties. En: SPE International Conference and Exhibition . Abuja, Nigeria. SPE 85683. (Aug. 2003); p. 9-10.

WANG, Xuang. & CHENG, Xingsheng. A New Approach for Matrix Acidizing of Water Injectors in Low-permeability Sandstone Fields. En: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette. Louisiana. SPE 73780 (20–21 Febr. 2002); p. 5-7.

WAYNE W. & HILL, Donald. Effect of Acidizing additives on Formation Permeability During Matriz Treatments. En: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control . Lafayette, Lousiana. SPE 73705 (Febr. 2002); p. 5-6.

WILLIAMS, B. B. Hydrofluoric Acid Reaction with a Porous Sandstone. En: Esso Production Research. SPE 3112. (Jun. 1971); p. 6-7.

## **ANEXOS**

**ANEXO A: TABLA “GRUPO DE MINERALES”**

<i>Grupo Mineral</i>	<i>Minerales</i>
Cuarzo	Todas las Variedades de Cuarzo
Arcillas	Caolinita
	Illita
	Esméctica/Mormorillonita
	Capaz Mezcladas
	Clorita
Feldespatos	Microcline
	Ortoclasa
	Albita
	Plagioclasa
Carbonatos	Calcita
	Dolomita
	Ankerita
	Siderita

<i>Grupo Mineral</i>	<i>Minerales</i>
	Halita
Minerales de Hierro	Hematita
	Magnetita
	Pirrotita
	Pirita
	Óxidos de hierro
	Clorita
	Siderita
	Ankerita
Zeolitas	Estilbita
	Huelandita
	Chabazita
	Natrolita
	Analcime

Fuente: Los Autores. Basado en: TARBUCK, Edward J. & LUTGENS, Frederick K. Ciencias de la Tierra - Una introducción a la geología física. Madrid: Pearson, 2005. 400 p.

**ANEXO B: TABLA “TIPOS DE DAÑO DE FORMACIÓN SEGÚN ORIGEN Y CAUSA”**

<i>Origen</i>	<i>Causa</i>	<i>Tipo de Daño</i>
Perforación	Invasión de Lodo (Muy Alta Permeabilidad)	Invasión de Sólidos
	Filtrado del Lodo (Arcillas Sensibles)	Hinchamiento o Migración de Arcillas
	lodos con alto Calcio (CaCO <sub>3</sub> )	CaCO <sub>3</sub>
	lodos con alto Calcio (CaCO <sub>3</sub> ) Sellado de la permeabilidad de la pared	CaCO <sub>3</sub> Invasión de Sólidos
	Pozos Perforados con lodos bases Aceite	Emulsiones
	Taponamiento de Fracturas Naturales por el Lodo	Invasión de Sólidos
Cementación	Filtrado de cemento (Compuesto de Ca)	Precipitación química
	Invasión del Cemento	Invasión de sólidos
	Taponamiento de Fracturas con ácido	Invasión de sólidos
Engravado	Óxidos Y otros	Invasión de sólidos
	Polímeros mal Hidratados	Invasión de Sólidos
	Arcillas de Formación (lavado previo)	Invasión de sólidos
	Grasa de la tubería	Invasión de sólidos
producción	Hinchamiento/dispersión de arcillas	Migración de Finos
	<b>Formación de incrustaciones</b>	<b>Incrustaciones Inorgánicas</b>
	<b>Formación de incrustaciones</b> Deposición de Parafinas o Asfaltenos	CaCO <sub>3</sub>
		CaSO <sub>4</sub>
		BaSO <sub>4</sub> /SrSO <sub>4</sub>
Óxidos de Hierro		

<i>Origen</i>	<i>Causa</i>	<i>Tipo de Daño</i>
		FeSO <sub>4</sub>
		FeS
		ZnS
		Parafinas y/o Asfáltenos
	Altos Caudales de Producción	Migración de Finos
	Emulsiones Estabilizadas con Limo	Bloqueo por emulsiones
	Emulsiones estabilizadas con surfactantes	Bloqueo por emulsiones
	Emulsiones inestables	Bloqueo por emulsiones
	Sludge	Incrustaciones
Workover	Sólidos en Suspensión	Invasión de sólidos
	Residuos de la tubería	Invasión de sólidos
	Desestabilización de Arcillas y finos	Hinchamiento o migración de Arcillas
	inyección de fluidos base a ceite	Cambios en la mojabilidad
	Emulsiones	Bloqueo por emulsión
	Alta tensión superficial	Cambios en la mojabilidad
	inyección de fluidos fríos	Depósitos Orgánicos
	Redeposición Orgánica (Hot Oil)	Depósitos Orgánicos
	<b>Incompatibilidad química con agua</b>	<b>Incrustaciones Inorgánicas</b>
	Incompatibilidad química con agua	CaCO <sub>3</sub>
		CaSO <sub>4</sub>
		BaSO <sub>4</sub> /SrSO <sub>4</sub>
Óxidos de Hierro		
FeSO <sub>4</sub>		
FeS		
ZnS		

<i>Origen</i>	<i>Causa</i>	<i>Tipo de Daño</i>
Acidificación y Otros tratamientos químicos	Tuberías y/o Ácidos Sucios	Invasión de sólidos
	Desestabilización de Arcillas y finos	Hinchamiento / Migración de Arcillas
	Deposición de compuesto de Hierro	Incrustaciones Inorgánicas
	Formación de emulsiones	Bloqueo por emulsión
	alta tensión interfacial	Cambios de mojabilidad
Inyección de Agua	Petróleo en suspensión	Taponamiento
	Sólidos en suspensión	Invasión de Sólidos
	Residuos de Bacterias	Bacterias
	Productos de corrosión	Invasión de Sólidos
	<b>Incompatibilidad de Aguas</b>	<b>Incrustaciones Inorgánicas</b>
	Incompatibilidad de Aguas	CaCO <sub>3</sub>
		CaSO <sub>4</sub>
		BaSO <sub>4</sub> /SrSO <sub>4</sub>
		Óxidos de Hierro
		FeSO <sub>4</sub>
		FeS
ZnS		
<b>Desestabilización de Arcillas y finos</b>	<b>Hinchamiento/migración de Arcillas</b>	
Desestabilización de Arcillas y finos	Hinchamiento/migración de Arcillas	

Fuente: Los Autores. Basado en: ECONOMIDES, Michael. J. & NOLTE, Keneth G. Reservoir Stimulation. Houston: WILEY, 2007. 700 p.

## **Manual del Usuario**

En los anexos a continuación se presentaran los conceptos, definiciones y procedimientos básicos para el correcto funcionamiento de la herramienta, que harán parte del paquete como contenido HTML, que podrá ser consultado por el usuario en cualquier momento, durante la ejecución de la herramienta.

### **ANEXO C: DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA**

#### **HERRAMIENTA SOFTWARE DE SELECCIÓN ACIDIFICADOR 1.0**

El propósito de esta herramienta como consejero en para acidificación matricial de areniscas, es evaluar y seleccionar las etapas y fluidos de tratamiento utilizados en cada una de ellas, partiendo de las datos de entrada para cada pozo ingresados por el usuario.

Esta basada en los criterios y pautas recopilados a lo largo de la experiencia de en el área de estimulación de pozos a nivel mundial, que permitió integrar conocimiento y tecnología para lograr su culminación, como una opción practica y eficiente en los trabajos de acidificación.

El software de selección no debe considerarse como razón ultima en la toma de decisiones para la selección de fluidos y etapas durante el tratamiento, por el contrario su respuesta se debe correlacionar con la experiencia en campo y llegado el caso comparar con estimulaciones previas.

## **ANEXO D: CARGAR O INGRESAR DATOS**

Para el ingreso de datos se tienen las siguientes opciones:

Cargar Datos manualmente, para utilizar esta opción el usuario debe ir a la opción “Ingresar Datos” e ingresar los datos solicitados.

Consultar Archivos Guardados: con esta opción el usuario puede consultar las corridas que se han hecho desde que fue instalada la aplicación. Para acceder a esta opción el usuario deberá ir a la opción “consultar” e ingresar el nombre del campo o simplemente dar clic en el botón consultar y aparecerán todas las corridas almacenadas.

Cargar datos desde archivo: para acceder a esta opción el usuario deberá hacer clic en la opción “Desde Archivo” en la parte superior y cargar el archivo deseado desde cualquier Ubicación.

## **ANEXO E: GUARDAR DATOS**

La herramienta permite dos mecanismos para almacenar la información:

**Guardado Automático:** Los datos ingresados en cualquiera de las corridas quedaran almacenados en la base datos interna de la herramienta y podrán ser consultados, en el momento que el usuario lo desee. Para esto deberá hacer clic en la opción “Consulta” del menú superior.

**Exportar Archivo:** En el caso que el usuario desee guardar los datos de la corrida en un archivo único, podrá realizarlo a través de la opción “Exportar Archivo”, que se podrá encontrar en la ventana de resultados o en una consulta.

## ANEXO F: CONSULTAR TODOS

Para poder ver los datos almacenados internamente el usuario deberá hacer clic en el botón consultar sin ingresar ningún valor en la casilla correspondiente.

*\*Para consultar todos los registros deje los campos en blanco.*


FORMULARIO DE BUSQUEDA:	
INGRESE EL VALOR BUSCADO:	<input type="text"/>
	<input type="button" value="Consultar"/>
<a href="#">Ejemplos</a>	

## ANEXO G: EJEMPLOS

Para observar los ejemplos almacenados en la base de datos el usuario deberá hacer clic en la opción “ejemplos” en la ventana de consulta.













FORMULARIO DE BUSQUEDA :	
INGRESE EL VALOR BUSCADO:	<input type="text"/>
	<input type="button" value="Consultar"/>
<a href="#">Ejemplos</a>	

### MODIFICAR DATOS

Para modificar los valores ingresados se debe hacer clic en el icono  que se muestra en la ventana de resultados y en los resultados de las consultas. Aquí se podrán modificar o agregar valores ingresados para cada una de las corridas.

### MUESTRA RESULTADOS

Para poder observar los resultados de una corrida anterior, luego de realizar la consulta se podrá:

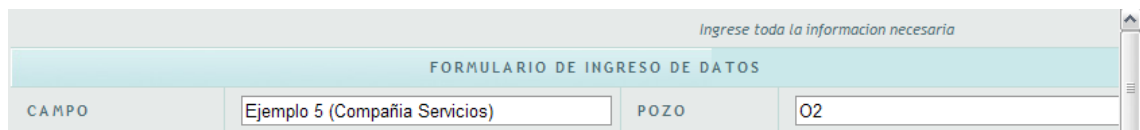
RESULTADOS DE LA BUSQUEDA		
NOMBRE DEL POZO	INCERTIDUMBRE	OPERACIONES
Ejemplo 1 (Gonzales)_G1	23.68	  <a href="#">Exportar A Archivo</a>
Ejemplo 2 (Gonzales)_G2	18.415	  <a href="#">Exportar A Archivo</a>
Ejemplo 3_A (Gonzales)_G3	18.415	  <a href="#">Exportar A Archivo</a>
Ejemplo 3_B (Gonzales)_G3	18.415	  <a href="#">Exportar A Archivo</a>
Ejemplo 4 (Compañía Servicios)_O1	14.91	  <a href="#">Exportar A Archivo</a>
Ejemplo 5 (Compañía Servicios)_O2	21.045	  <a href="#">Exportar A Archivo</a>

## ANEXO H: DATOS DE ENTRADA

Para la correcta ejecución del programa se requieren de los siguientes datos del campo que deben ser ingresados por el usuario, esta información se ha dividido en tres grupos:

### ***IDENTIFICACIÓN DEL POZO***

Para que el sistema pueda identificar cada una de las corridas se deberá ingresar el nombre del campo al que pertenece y pozo a evaluar, quedando registrado en la base de datos primero el nombre del campo y luego el nombre del pozo (por ejemplo Gonzales\_G1). Es muy importante tener en cuenta que estos valores no podrán repetirse juntos en una misma corrida para no generar conflicto interno con la base de datos. Si se desea revisar o modificar una corrida deberá hacerse desde la opción consulta.



The image shows a screenshot of a web-based data entry form. At the top right, there is a small instruction: "Ingrese toda la informacion necesaria". The main title of the form is "FORMULARIO DE INGRESO DE DATOS". Below the title, there are two input fields. The first field is labeled "CAMPO" and contains the text "Ejemplo 5 (Compañia Servicios)". The second field is labeled "POZO" and contains the text "02".

FORMULARIO DE INGRESO DE DATOS	
CAMPO	Ejemplo 5 (Compañia Servicios)
POZO	02

### ***Mineralogía***

Corresponde a la clasificación mineralógica que posea la formación a tratar. Está dividida en 6 grupos para suministrar al usuario una mayor flexibilidad en la

herramienta. Sí en algún caso un mineral no está presente en la clasificación, se pueda ingresar siempre y cuando sea especificado el grupo al que pertenece.

The screenshot shows the 'Acidificador 1.0' software interface. At the top, there is a blue header with a logo on the left and the text 'Acidificador 1.0' in the center. On the right of the header is a green square logo with the letters 'US'. Below the header is a navigation bar with four buttons: 'Ingresar Datos', 'Consultar', 'Desde Archivo', and 'Ayuda'. Below the navigation bar is a light blue banner with the text 'Ingrese toda la información necesaria' and 'FORMULARIO DE INGRESO DE DATOS'. The main form area contains several input fields and a table. The 'CAMPO' field is filled with 'Ejemplo 5 (Compañía Servicios)' and the 'POZO' field is filled with 'O2'. The table below has three columns: 'GRUPO MINERAL', 'MINERALES QUE LO COMPONEN', and '[ ]%'. The rows are as follows:

GRUPO MINERAL	MINERALES QUE LO COMPONEN	[ ]%	
CUARZO	Cuarzo	89.5	
	Caolinita	7.5	
ARCILLAS	Ilita	0.5	
	Esmectita/Mormorillonita		
	Clorita		
	Arcillas de Capas Mezcladas	Ilita/Esmectita	0.5
		Clorita/Esmectita	
FELDSPATOS	Microclina		
	Ortoclase	0.5	

## *Daño de formación*

Se ha categorizado en origen, causa y tipo de daño de formación para tener una mayor exactitud y veracidad de la herramienta, al momento de seleccionar las etapas y fluidos durante el tratamiento.

DAÑOS DE FORMACION			
ORIGEN	<input type="text" value="Produccion"/>	CAUSA	<input type="text" value="altos caudales de flujo"/>
TIPO DE DAÑO	<input type="text" value="Hinchamiento/Migracion d"/>	DETALLES	<input type="text"/>
LOCALIZACION	<input type="text" value="Formacion"/>	SD	<input type="text" value="0"/>

*Ingrese toda la informacion necesaria*

**Origen:** Esta relacionado con el tipo de operación que causo el daño, como por ejemplo la perforación, workover, entre otros.

**Causa:** Recopila todos los tipos de factores que influyeron a la creación del daño de formación, es decir, mezclas de fluidos incompatibles, alteración de la temperatura que favorece la precipitación de parafinas, etc.

**Tipo de daño:** Manifestación física de la causa del daño de formación debido a la operación realizada en el pozo, como por incrustaciones inorgánicas, emulsiones, etc.

**Localización del daño de formación:** Esta basada en la naturaleza del daño de formación que permite estimar la ubicación del daño, el programa ofrece algunas opciones viables de su localización.

**Skin (S):** Es la cuantificación del daño de formación debido a cualquier objeto que obstruya el flujo normal de fluidos hacia la superficie, no tiene en cuenta las causas que lo originaron.

**Seudoskin (Sd):** Es la estimación de la restricción al flujo dependiendo del tipo de daño ingresado. Por ejemplo para un skin de 10, un valor coherente de seudoskin sería 6.

#### *Datos de yacimiento y otros*

En esta parte de datos de la herramienta se tienen en cuenta las características del los fluidos, las propiedades de los yacimientos y la configuración que posea el pozo a tratar, entre ellos están:

**Permeabilidad (K):** Medida de la facilidad del flujo de fluidos a través del medio poroso. Dada en milidarcys (mD).

**Presión promedio:** Es la presión a la que están sometidos los fluidos dentro de la formación. Dada en psi.

**Profundidad vertical:** Profundidad vertical a la que se halla la formación de interés. Dada en pies.

**Temperatura de fondo:** Temperatura en la cara de la formación. Dada en grados Fahrenheit (°F).

**Índice de inestabilidad coloidal (IIC):** Corresponde a la relación de resinas y asfáltenos obtenida por medio de un análisis SARA.

**Punto de nube:** Es la temperatura a la cual se comienzan a formar los primeros cristales de parafinas en el crudo. Dado en grados Fahrenheit (°F).

**Concentración de bicarbonatos y sulfuros:** Es el contenido de iones de bicarbonatos y sulfuros presentes en el agua de formación. Para ingresar este valor se debe sumar cada uno, dado en ppm.

**Prueba de disolución en HCl al 15%:** Es la prueba realizada en un corazón de la formación de interés sometida a un 15% de HCl; donde se evalúa el poder de disolución por medio del peso de la muestra antes y después de la prueba.

**Mojabilidad de la formación:** Es la preferencia de la roca a ser mojada por agua, aceite o tener mojabilidad mixta. Si este dato no es ingresado, el programa asumirá que la formación esta mojada por agua.

**Estado del Pozo:** Es tenido en cuenta para comprobar si el pozo ha sido fracturado antes de realizar una acidificación, esto para evitar posibles incompatibilidades entre el fluido de fracturamiento y el de acidificación.

## **ANEXO I: MÉTODOS DE ESTIMULACIÓN ACIDA**

En general hay tres categorías de tratamientos de ácidos:

### *Limpieza acida*

Este método corresponde a la limpieza de tuberías o para la cara de la formación, esto evita posibles daños a futuro en la producción. Elimina incrustaciones o desechos que obstruye el flujo de fluidos.

### *Acidificación Matricial*

El propósito de este tratamiento es remover o disolver el daño de formación que obstruye el flujo normal de fluidos desde la formación hasta la cara del pozo. Se realiza por medio de flujo de ácidos a través del medio poroso que reaccionan con los sólidos y/o finos que bloquean las gargantas de los poros o también con los minerales de la formación, aumentando los canales de flujo que favorecen la producción de hidrocarburos.

### *Fracturamiento Ácido*

La fractura puede ser creada por un ácido que circula a través de la fractura o simplemente por un paquete de fluidos con ácido. Como el ácido viaja a través de la fractura entra en contacto con las paredes de la formación, lo que resulta en la disolución de las mismas y en un consecuente aumento de la permeabilidad de la

formación. Si la disolución no es uniforme entonces la fractura podría cerrarse y causar una conductividad retardada.

## **ANEXO J: ETAPAS DE TRATAMIENTO DURANTE UNA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCAS**

Para alcanzar el éxito de una estimulación acida se han propuesto las siguientes etapas de tratamiento para inyectar el fluido que disolverá el daño de formación, están fundamentadas en las características del pozo y la formación de interés:

### *Tubing pickling (Limpieza de Tubería)*

La tubería usada para inyectar el fluido de tratamiento (coiled tubing, tubing o de perforación) debe ser limpiada con anterioridad para evitar que el hierro disuelto por el ácido sea arrastrado hacia la formación y beneficie la formación de incrustaciones inorgánicas. Esta etapa no puede ser evadida aun en tuberías nuevas.

### *Desplazamiento del aceite de formación (Tratamiento Orgánico)*

Esta etapa es llevada a cabo cuando el crudo de la formación no es compatible con los fluidos de tratamiento o cuando hay indicios de incrustaciones orgánicas.

### *Desplazamiento del agua de formación*

Se realiza cuando el agua de formación tiene una concentración alta de bicarbonatos y sulfuros (> 1000 ppm), evitando el contacto con el HCl gastado y la salmuera de la formación así como la formación de incrustaciones inorgánicas.

### *Reducción de minerales de hierro*

Se aconseja realizarla cuando la formación presente alto contenido de minerales de hierro, que al contacto con los fluidos de estimulación favorecerá la precipitación de incrustaciones inorgánicas.

### *Preflujo Ácido*

La principal función de esta etapa es disolver los minerales carbonatados de la formación a tratar para impedir que el HF reaccione y forme precipitados que obstruirán los canales de flujo.

### *Tratamiento principal*

Esta etapa se emplea para remover el material de silicio que esta restringiendo el flujo en las cercanías de la cara del pozo, perforaciones o empaques de grava. Con el paso de los años se han venido implementando sistemas ácidos con características especiales que contribuyen de manera eficaz en la remoción del daño de formación.

### *Postflujo*

Es una de las etapas imprescindibles en una acidificación matricial y no puede ser omitida por ningún motivo, ya que contribuye a desplazar los ácidos inyectados y los productos de reacción dentro de la formación para impedir problemas a futuro.

## **ANEXO K: SISTEMAS ÁCIDOS**

### *Lodo ácido convencional*

Conocido en el área de estimulación de pozos como Mud Acid, consiste en una mezcla de HCl:HF a diferentes concentraciones de acuerdo a las características de la formación y a las observaciones de campo.

### *Self generation mud acid (SGMA)*

Es un tipo de lodo autogenerado que utiliza un éster y una solución de bifluoruro. Inicialmente el contenido de la mezcla es muy bajo, sin embargo con el tiempo el éster se hidroliza lentamente para producir un ácido fórmico y un metanol. El ácido fórmico reacciona con la sal de fluoruro para producir ácido HF.

### *Lodo ácido secuencial*

Se basa en el intercambio catiónico que tienen las arcillas para generar HF in-situ en la cara de estas, se logra inyectando secuencialmente HCl débil (normalmente al 15%) seguido por una solución de fluoruro de amonio.

### *Lodo ácido orgánico*

El propósito de emplear este sistema ácido es en el caso de incompatibilidad de la formación con el HCl o cuando hay altas temperaturas que disminuyen la efectividad del ácido.

### *Ácido fluobórico ( $\text{HBF}_4$ )*

Este sistema ácido surge de la necesidad de generar lentamente HF por hidrólisis a medida que el  $\text{HBF}_4$  se consume con las arcillas, esto se ve reflejado en una mayor penetración del ácido dentro de la formación.

## **ANEXO L: ADITIVOS**

Un aditivo es cualquier material agregado a un ácido para modificar su comportamiento o ajustarlo a condiciones de yacimiento, para evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad de los fluidos de la formación y/o los fluidos de tratamiento.

### *Surfactantes*

Los surfactantes o agentes activos de superficie son empleados en tratamientos de estimulación ácida para romper emulsiones indeseables, reducir la tensión interfacial, alterar la mojabilidad, acelerar la limpieza de los poros de la formación, dispersar los aditivos y prevenir la formación de sludges.

### *Agentes Anti-sludge*

Para combatir la formación del sludge se utilizan surfactantes catiónicos y aniónicos que se adsorben y forman una capa continua de protección en la interfase ácido/aceite, este desarrollo del sludge se puede prevenir usando la concentración adecuada de ácido en el tratamiento.

### *Control de arcilla*

Los estabilizadores de arcillas son normalmente recomendados para prevenir la migración y/o hinchamiento de arcillas durante el tratamiento ácido, también para proteger las arcillas de los intercambios iónicos iniciales.

### *Solvente mutual*

Ayudan a lograr la mojabilidad por agua en la roca para mantener una buena permeabilidad relativa del aceite, también mantienen la concentración requerida de surfactantes e inhibidores en solución para disminuir la adsorción de estos materiales. Otra gran ventaja es que previene los finos insolubles debido a la mojabilidad por aceite que favorece la estabilización de emulsiones.

### *Rompedores de emulsión*

Son surfactantes que rompen emulsiones ya formadas. Usualmente se inyectan en un fluido de transporte no ácido como por ejemplo un solvente aromático. En general no se usan a menos que su uso sea completamente probado como necesario.

### *Ácido acético*

Una pequeña cantidad de ácido acético retrasa la precipitación de los aluminosilicatos ya que actúa como un buffer en la mezcla ácida (manteniendo un pH suficientemente bajo) y acomplejándose con el aluminio (efecto quelante).

### *Disolvente*

Su intención es remover depósitos orgánicos a través del de surfactantes dispersantes con xileno, estos surfactantes pueden penetrar y soltar los depósitos orgánicos. Para tratamientos de la matriz es favorable realizar un periodo de remojo de varias horas.

### *Cloruro de amonio ( $NH_4Cl$ )*

Este producto es a menudo usado en conjunción con tratamientos ácidos como un preflujo o postflujo, especialmente con ácido fluorhídrico donde es importante mantener los productos secundarios de la reacción en solución y desplazar los fluidos de tratamiento dentro de formación.

### *Sal tetrasódica de EDTA*

Disuelve incrustaciones de  $CaSO_4$ ,  $BaSO_4$  y  $SrSO_4$ .

*Sal disódica de EDTA*

Disuelve incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  y  $\text{FeSO}_4$ , ya que actúa como un agente secuestrante de hierro.

## **ANEXO M: IDENTIFICACIÓN DE POZOS PARA ESTIMULACIÓN MATRICIAL ACIDA**

Para identificar correctamente el pozo es necesario recopilar la información necesaria que permita identificar un posible daño de formación que cause una disminución en la producción del pozo (s) seleccionado (s). Esto se logrará definiendo que información está disponible, analizando la calidad de los datos obtenidos y seguidamente interpretar esta información para conocer la relevancia que tendrá cuando sea ingresada en la herramienta.

Después de haber tenido en cuenta estos parámetros para la selección de los posibles candidatos a una acidificación, se procede a identificar los problemas que presenta cada uno de los pozos. Se debe comenzar un estudio completo que permita reconocer lo que está afectando al pozo realmente, esto se verá reflejado en los pozos viables para un tratamiento ácido.

La información necesaria para identificar los pozos candidatos son:

**Reportes de perforación y completamiento:** Conocer los fluidos usados durante estas operaciones. Evaluar el desempeño actual del pozo con el esperado, para saber si está produciendo según su capacidad o si, por el contrario, existe daño de formación.

**Historial de producción:** Análisis de cambios abruptos en las tasas de declinación de la producción, para descartar que esta asociada con problemas mecánicos u otros.

**Historial de eventos:** Estimar la efectividad de los tratamientos u operaciones y analizar la respuesta de producción del pozo a tales intervenciones.

**Datos de presión:** Tener los datos de presión actualizados, ya que estos serán de gran relevancia al momento de seleccionar los pozos candidatos. Su clasificación

debe tener en cuenta la fecha a la que fueron registrados, el radio de investigación, etc.

**Registro de pozos:** Información crucial, pues de esta se obtienen características petrofísicas de la formación determinantes para la estimulación.

**Información mineralógica:** La mineralogía de la formación se obtiene por medio de pruebas de Difracción de Rayos X (XRD), Análisis SEM y secciones delgadas.

**Caracterización de los fluidos de producción:** Es necesario caracterizar los fluidos producidos para no incurrir en incompatibilidades entre fluidos y/o cambios termodinámicos en el pozo.

## **ANEXO N: ORIGEN, CAUSA Y TIPO DE DAÑO DE FORMACIÓN**

A continuación se presentan el origen, causa y tipo de daño de formación relacionados en la herramienta:

### *Daños causados durante la perforación*

El fluido de perforación consta de una fase sólida y líquida, y los daños que causa pueden ser por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.

### *Daños causados durante las operaciones de cementación*

Los fluidos empleados en la cementación pueden reaccionar con los minerales y fluidos de la formación produciendo:

Migración arcillas y/o finos.

Cambios en la mojabilidad.

Cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo.

### *Daños causados durante las operaciones de completamiento*

Durante el completamiento del pozo se llevan a cabo varias operaciones como control de pozo y recementación de tuberías que propicia la inyección forzada de fluidos y sólidos hacia la formación, originando:

Migración de finos y/o arcillas.

Formación de incrustaciones.

Formación de emulsiones.

Cambios en la mojabilidad.

#### *Daños causados durante las operaciones de workover*

El daño de formación es causa de un exceso de presión diferencial en las zonas productoras que genera pérdidas de circulación de fluidos, favoreciendo:

Invasión de sólidos.

Migración de finos y arcillas.

Cambios en la mojabilidad.

Formación de incrustaciones.

### *Daños causados durante las operaciones de estimulación*

Los fluidos de estimulación es la mayor fuente que ocasiona daño de formación, debido a su mala selección se puede generar:

Cambios en la mojabilidad.

Formación de emulsiones y/o sludges.

Formación de incrustaciones.

Migración de finos y/o arcillas.

Desconsolidación de la roca, etc.

### *Daños causados durante el proceso de producción*

Cuando el pozo comienza a producir, los daños más comunes en este caso son:

Migración y taponamiento por finos en la cara del pozo.

Formación de incrustaciones.

Formaciones de emulsiones y/o sludges.

### *Daños causados durante los procesos de inyección de agua o gas*

Cambios de mojabilidad por la presencia de surfactantes en el agua de inyección.

Taponamiento por productos de corrosión (hierro disuelto).

Formación de incrustaciones inorgánicas por causa de la incompatibilidad del agua inyectada y el agua de la formación.

Migración de finos.

## TIPOS DE DAÑOS DE FORMACION

**Migración de finos:** Las partículas que provienen de los fluidos producidos permanecen atrapadas en las gargantas de los poros cerca de la región de la cara del pozo y reducen la producción de aceite.

**Hinchamiento de arcillas:** Cuando las arcillas entran en contacto con fluidos incompatibles, aumentan su volumen reduciendo considerablemente la permeabilidad de la formación.

**Incrustaciones orgánicas:** Se presentan cuando se pierde el equilibrio químico debido al contacto de aguas incompatibles con la formación. Las incrustaciones relacionadas en el programa son: Carbonatos de calcio y hierro y Sulfato de calcio y bario.

**Depósitos orgánicos:** Corresponden a las parafinas y asfáltenos, precipitan por cambios termodinámicos en el pozo.

**Emulsiones:** Su estabilidad es una consecuencia de la migración de partículas finas y depósitos orgánicos.

**Cambios en la mojabilidad:** El cambio en la mojabilidad (a mojada por aceite) ocurre por filtración del fluido de perforación o completamiento que contienen un surfactante inadecuado.