

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO USADO
EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN EN YACIMIENTOS DE CARBONATOS

ANGIE PAOLA LONDOÑO CADENA
BRAYAN ESTEBAN RINCÓN CORREDOR

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO USADO
EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN EN YACIMIENTOS DE CARBONATOS

ANGIE PAOLA LONDOÑO CADENA
BRAYAN ESTEBAN RINCÓN CORREDOR

Proyecto Integral de Grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
MIGUEL ANGEL RODRIGUEZ REYES
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

Nota de aceptación

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 1

Bogotá, D.C., Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la facultad de ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigación y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI (E)

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestos en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A DIOS por guiarme a lo largo de todo este camino, por llenarme de fuerza y sabiduría en los momentos difíciles.

A mi mami linda y mi papito, por brindarme su apoyo incondicional y acompañarme en cada momento durante este proceso que hoy finaliza, por brindarme su amor y cariño todos los días.

A mis hermanos, Mauricio y Katherine, quienes han sido ejemplo a seguir durante mi vida y me han acompañado con sus consejos y buenos deseos.

A mi tío Nef, quien siempre me ha apoyado y ha confiado en mí incondicionalmente, por brindarme su amor y cariño en todo momento.

A mis abuelitos Neftali y Alis, por sus palabras llenas de sabiduría en los momentos difíciles y su apoyo incondicional.

A Diana Hidalgo, por su compañía incondicional en los momentos difíciles, su paciencia y sabiduría para guiarme a tomar las mejores decisiones.

A Brayan Rincón, por brindarme su amistad y permitirme conocer a una gran persona, por su gran dedicación y esfuerzo para realizar el proyecto, de igual forma por su comprensión y persistencia en cada etapa.

A cada uno de mis amigos y compañeros que durante este camino estuvieron compartiendo conmigo diferentes momentos y que hicieron de mí una mejor persona.

Angie Paola Londoño Cadena

DEDICATORIA

A Dios en primer lugar, por permitirme culminar esta etapa y por darme la sabiduría y la fuerza para terminar este proceso académico;

A mis padres por brindarme todo el apoyo y por siempre haber estado ahí cuando los necesite.

A mi hermano por animarme, por brindarme su apoyo y por siempre estar en los momentos difíciles.

A mi compañera de tesis por su arduo trabajo, dedicación, empeño y paciencia en este proceso y además por brindarme su amistad.

A mi novia por su cariño, y por sus buenos consejos que me llevaron a tomar las mejores decisiones en los momentos difíciles.

A mis amigos que estuvieron paso a paso por este largo camino permitiéndome llegar a cumplir este gran objetivo.

Brayan Esteban Rincón Corredor

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos por su apoyo incondicional a:

La Fundación Universidad de América y todos sus docentes por permitirnos formarnos como personas y sobretodo como profesionales íntegros a lo largo del desarrollo de nuestra carrera.

A cada uno de los miembros del Semillero NUTEPER en el cual desarrollamos nuestro proyecto de grado.

A Ecopetrol S.A por permitirnos desarrollar este proyecto en conjunto con el conocimiento de sus profesionales y por brindarnos la información necesaria.

Al ingeniero Jorge Ítalo Bahamon Pedroza por brindarnos su tiempo, información y asesoramiento para la ejecución exitosa del proyecto a desarrollar.

A la ingeniera Carolina Charry por brindarnos la información base y necesaria para la ejecución exitosa del proyecto a desarrollar.

A los docentes Eliana Mesa y Miguel Rodríguez por su constante acompañamiento y asesoramiento en cada etapa de la realización del proyecto.

A todas aquellas personas que durante este camino nos acompañaron y nos apoyaron.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	22
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1.GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO Y FORMACIÓN VILLETA CALIZA	26
1.1 CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO	26
1.1.1 Ubicación	26
1.1.2 Geología del petróleo	27
1.1.2.1 Roca Generadora	28
1.1.2.2 Roca Reservorio	29
1.1.2.3 Roca Sello	30
1.1.2.4 Generación y migración	30
1.1.2.5 Modelo de Migración Regional	31
1.1.3 Estratigrafía y tectónica	31
1.1.3.1 Mega secuencias de la cuenca Caguán - Putumayo	31
1.1.3.2 Unidades estratigráficas	33
1.1.3.3 Descripción detallada de los periodos de la columna	35
1.1.3.4 Historia Tectónica	36
1.1.4 Elementos estructurales principales	36
1.1.5 Sistema petrolífero	38
1.1.5.1 Subcuenca del Caguán	38
1.1.5.2 Subcuenca del Putumayo	39
1.2 FORMACIÓN VILLETA CALIZA	41
1.2.1 Formación de Carbonatos	41
1.2.2 Propiedades fundamentales de la roca	42
1.2.3 Descripción de la formación	42
1.2.3.1 Villeta Inferior (Albiano-Cenomaniano)	43
1.2.3.2 Villeta Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano)	44
2. MARCO TEÓRICO	45
2.1 GENERALIDADES	45
2.2 MECÁNICA DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	46
2.2.1 Proceso de fractura	46
2.2.2 Comportamiento de la roca	47
2.2.3 Módulo de elasticidad o de Young	47
2.2.4 Relación de Poisson	48

2.2.5 Estado de esfuerzos	50
2.3 LONGITUD DE FRACURA EFECTIVA	51
2.4 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA EFECTIVA	52
3. TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA	53
3.1 HISTORIA DE LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS	53
3.1.1 Patente de Frasch	53
3.1.2 Compañía química Dow y Pure Oil	54
3.1.3 Modelo cinético de Nierode y Williams	54
3.2 TIPOS DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA	54
3.2.1 Lavado Ácido	55
3.2.2 Acidificación matricial	55
3.2.2.1 Procedimiento convencional para la acidificación matricial	59
3.2.2.2 Sistemas ácidos retardados en acidificaciones matriciales	60
3.2.2.3 Lineamientos para la acidificación matricial en carbonatos	61
3.2.2.4 Técnica de divergencia del ácido	62
3.2.2.5 Tratamientos convencionales para acidificaciones matriciales	63
3.2.3 Fracturamiento ácido	64
3.3 APLICACIONES DE LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS	64
3.3.1 Fluidos de cañoneo, limpieza y ruptura. (Sistemas ácidos)	64
3.3.2 Evasión del daño de formación	64
3.3.3 Estimulación de formaciones	65
3.4 AFECTACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE PROCESOS DE ESTUMULACIONES ÁCIDAS	65
3.4.1 Mecanismos del daño de formación	69
3.4.1.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación	69
3.4.1.2 Reducción de la permeabilidad relativa	70
3.4.1.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento	70
4. FRACTURAMIENTO ÁCIDO	71
4.1 PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL	72
4.1.1 Digitación viscosa - Viscous Fingering	72
4.1.2 Ácido viscoso para fracturar	73
4.1.2.1 Preflush	74
4.1.2.2 Etapa de ácido viscoso	74
4.1.2.3 Overflush	74
4.2 TRATAMIENTOS CONVENCIONALES	74
4.2.1 Tratamiento ácido en pozos de baja temperatura	74
4.2.2 Tratamiento ácido en formaciones de calizas apretadas	74
4.2.3 Tratamiento ácido en pozos de temperatura moderada	74
4.2.4 Tratamiento ácido usando el método de digitación viscosa en Prudhoe.	75
4.2.5 Tratamiento ácido usando en la bahía Prudhoe	75

4.2.6 Tratamiento ácido usando el método de digitación viscosa con ácidos espumosos	75
4.3 EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO	75
4.3.1 Éxito del proceso	76
4.4 FLUIDOS ÁCIDOS FRACTURANTES EMPLEADOS EN EL PROCESO	77
4.4.1 Importancia Química	77
4.4.2 Fluidos ácidos más comunes	77
4.4.2.1 Ácido Clorhídrico - HCL	77
4.4.2.2 Ácido Acético - CH ₃ COOH	77
4.4.2.3 Ácido Fórmico - HCOOH	78
4.4.2.4 Ácidos Orgánicos	78
4.4.3 Factores que afectan la tasa de reacción del ácido	78
4.4.3.1 Temperatura	78
4.4.3.2 Ionización del ácido	78
4.4.3.3 Concentración del ácido	79
4.4.3.4 Velocidad del ácido	79
4.4.3.5 Área de superficie	79
4.4.3.6 Composición de la formación	79
4.4.4 Interacción ácido – mineral	79
4.4.4.1 Estequiometria de la reacción ácido-mineral	79
4.4.5 Aditivos empleados en el proceso de fracturamiento ácido	82
4.4.5.1 Inhibidores de corrosión	83
4.4.5.2 Aditivos para el control de Hierro	85
4.4.5.3 Alcoholes	86
4.5 REGULACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA	86
4.5.1 Legislación colombiana	86
5. SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE	88
5.1 FACTORES A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE	88
5.1.1 Daño de formación	88
5.1.2 Sensibilidad de la formación	88
5.1.3 Mineralogía de la formación	88
5.1.4 Petrofísica	89
5.1.5 Temperatura y presión de la formación	89
5.2 ESTUDIOS DE LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO	89
5.2.1 Análisis petrográficos	91
5.2.1.1 Análisis por difracción de rayos X	91
5.2.1.2 Análisis por microscopio electrónico	91
5.2.2 Análisis petrofísicos	92
5.2.2.1 Porosidad	92
5.2.2.2 Permeabilidad	92

5.2.3 Análisis químicos	93
5.2.3.1 Solubilidad al HCL y HF – HCL	93
5.2.3.2 Contenido de Hierro disuelto por HCL	93
5.2.4 Pruebas de flujo	94
6. METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL DISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO	95
6.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS MULTICRITERIO	95
6.1.1 Determinación del porcentaje de influencia global	95
6.1.1.1 Asignación porcentual de variables	95
6.1.1.2 Sistema de ecuaciones para determinar el porcentaje de influencia global	97
6.1.1.3 Flexibilidad del sistema	98
6.1.1.4 Pasos de distribución porcentual	99
6.1.2 Determinación del porcentaje de desempeño individual por variable	101
6.1.2.1 Evaluación cuantitativa de las variables de selección	101
6.1.2.2 Ponderación y selección	102
7. MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0 DE FLUIDOS ÁCIDOS EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN	104
7.1 DATOS DE INICIALIZACIÓN	104
7.1.1 Permeabilidad del yacimiento y temperatura de fondo	105
7.1.2 Mineralogía de la formación	106
7.1.3 Daño de formación	107
7.2 ASIGNACIÓN DE CRITERIOS DE IMPORTANCIA	107
7.2.1 Clasificación de las variables	108
7.2.2 Asignación de criterio de importancia a las variables	109
7.3 PROCESO DE ANÁLISIS MULTICRITERIO	111
7.4 RESULTADOS DE LA MATRIZ	113
8. SELECCIÓN DEL FLUIDO ACIDO FRACTURANTE PARA LA FORMACION VILLETA CALIZA A	116
8.1 DATOS DEL POZO A	117
8.2 APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0 PARA DETERMINAR EL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE EN LA FORMACIÓN VILLETA CALIZA A	121
8.2.1 Ingreso de los datos de Inicialización en la Matriz	121
8.2.2 Clasificación de variables y asignación de criterios de importancia	122
8.2.3 Sistemas ácidos recomendados	124
8.2.4 Tabla resumen del análisis multicriterio obtenido	125
8.3 ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS	127

8.4 USO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0 PARA DETERMINAR EL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE EN UN CASO X PARA VALIDAR SU OPERATIVIDAD	128
9. CONCLUSIONES	131
10. RECOMENDACIONES	132
BIBLIOGRAFIA	133
ANEXOS	136

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca Caguán – Putumayo	26
Figura 2. Estructuras en Tulipán y Palmera en ambientes de Transtensión y Transpresión respectivamente	28
Figura 3. Columna crono estratigráfica de las subcuencas Putumayo (Izquierda) y Caguán (Derecha)	34
Figura 4. Fallas inversas o normales de poco desplazamiento vertical fosilizadas por unidades del Cenozoico (A). Fallas subverticales, inversas buzantes al oeste que afectan toda la sección (B)	37
Figura 5. Perfil de localización del pozo Caguán en la línea sísmica Y-1973-08	38
Figura 6. Perfil de localización del pozo Bagre en la línea sísmica PWD-1990	40
Figura 7. Esquema tradicional de un fracturamiento ácido	47
Figura 8. Representación de la deformación de un material	49
Figura 9. Esquema del daño de formación en el límite del yacimiento	56
Figura 10. Flujo del ácido a través del sistema poral de una matriz en arenas.	57
Figura 11. Wormholes inducidos por ácido	58
Figura 12. Patrón de un Wormhole por tratamiento ácido en una matriz de carbonato.	58
Figura 13. Condiciones esquemáticas del flujo de Darcy en un yacimiento radial – circular.	67
Figura 14. Mensaje de Bienvenida.	104
Figura 15. Datos de inicialización	104
Figura 16. Error de ingreso de datos. Permeabilidad y Temperatura de fondo	105
Figura 17. Alerta por error de ingreso de datos de Yacimiento	105
Figura 18. Ingreso de Mineralogía	106
Figura 19. Alerta por error en ingreso de datos de Mineralogía	106
Figura 20. Ingreso de Daño de Formación	107
Figura 21. Datos de Asignación y Clasificación	108
Figura 22. Clasificación de variables	108
Figura 23. Alerta por error en Clasificación de Variables	109
Figura 24. Criterios de Asignación Numérica	110
Figura 25. Alerta por error en Asignación de Criterio	110
Figura 26. Sistemas ácidos recomendados	111
Figura 27. Parámetros de los Sistemas ácidos recomendados.	112
Figura 28. Más de un sistema ácido recomendado.	112
Figura 29. Asignación de importancia de criterio a los minerales	113
Figura 30. Alerta por error en Asignación de Criterio Minerales	113
Figura 31. Resumen de porcentajes de influencia global e individual	114
Figura 32. Sistemas ácidos recomendados ordenados	114

Figura 33. Ácido final Recomendado	115
Figura 34. Finalización	115
Figura 35. Localización Sucumbíos.	116
Figura 36. Registro FEL Villeta Caliza A	117
Figura 37. Registro Litoscanner Villeta Caliza A	118
Figura 38. Registro Litológico Villeta Caliza A	120
Figura 39. Ingresando datos de Permeabilidad y Temperatura, Villeta Caliza A	121
Figura 40. Ingresando datos de Mineralogía, Villeta Caliza A	122
Figura 41. Ingresando datos de Daño, Villeta Caliza A	122
Figura 42. Clasificando variables, Villeta Caliza A	123
Figura 43. Asignación de criterios, Villeta Caliza A	124
Figura 44. Conociendo los Sistemas ácidos recomendados, Villeta Caliza A	124
Figura 45. Desplugué del sistema ácido recomendado, Villeta Caliza A.	125
Figura 46. Asignación de criterios minerales, Villeta Caliza A	125
Figura 47. Resumen de porcentajes de influencia global e individual, Caso Villeta Caliza A	125
Figura 48. Tabla final con mejor ácido recomendado	126
Figura 49. Diseño preliminar de la concentración del ácido, Villeta Caliza A	127
Figura 50. Modificación del porcentaje de minerales	128
Figura 51. Sistemas ácidos recomendados con la modificación de minerales	129
Figura 52. Asignación de criterios a los minerales con la modificación	129
Figura 53. Ácido final recomendado con la modificación de minerales	130

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Módulo de Young	48
Ecuación 2. Deformaciones evidenciadas al comprimir una roca	49
Ecuación 3. Relación de Poisson	50
Ecuación 4. Esfuerzo efectivo en una fractura	52
Ecuación 5. Ley de Darcy para condiciones ideales de flujo	67
Ecuación 6. Diferencia de presiones	68
Ecuación 7. Ley De Darcy para condiciones reales de flujo	68
Ecuación 8. Reacciones de Ionización	78
Ecuación 9. Reacción en Calizas	80
Ecuación 10. Reacciones de diferentes ácidos con carbonatos	80
Ecuación 11. Poder de disolución gravimétrico	81
Ecuación 12. Poder de disolución gravimétrico 100% de concentración de HCl	81
Ecuación 13. Poder de disolución gravimétrico 15% de concentración de HCl	81
Ecuación 14. Disolución volumétrica	82
Ecuación 15. Disolución volumétrica al 15% de concentración de HCL	82
Ecuación 16. Sistema general de ecuaciones propuesto	97
Ecuación 17. Porcentaje de trabajo	98
Ecuación 18. Porcentaje Perdido	99
Ecuación 19. Porcentaje de Consumo	100
Ecuación 20. Incremento	100
Ecuación 21. Nuevo porcentaje de Influencia	101
Ecuación 22. Porcentaje Ponderado.	103

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Aspectos generales de la Cuenca Caguán – Putumayo.	27
Tabla 2. Datos recopilados pozo Uribe 1 Sector Caguán.	29
Tabla 3. Datos recopilados sector Putumayo.	29
Tabla 4. Mega secuencias de la Cuenca Caguán – Putumayo	33
Tabla 5. Profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Pleistoceno.	39
Tabla 6. Profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Mioceno Tardío.	40
Tabla 7. Valores típicos de propiedades elásticas.	50
Tabla 8. Lineamientos usados para acidificación matricial.	62
Tabla 9. Tratamiento básico usado en método de Digitación Viscosa.	73
Tabla 10. Poder de disolución de varios ácidos.	82
Tabla 11. Tipos de variables asignadas.	96
Tabla 12. Criterios de asignación numérica.	101
Tabla 13. Criterio de asignación establecido para cada variable.	102
Tabla 14. Datos de entrada de la matriz.	119

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A Tablas de referencias usadas para el diseño de la matriz de selección ACIDFRAC 1.0.	137
ANEXO B. Tratamientos convencionales para acidificaciones matriciales	142
ANEXO C. Tratamientos convencionales para fracturamientos ácidos	144

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
DEA	Diesel Emulsificate Acid
E	Módulo de Young
FT	Pies
FEL	Fomation Evaluation Log
GE	Gel Acid
GAL	Galones
HCL	Ácido Clorhídrico
KM	Kilómetros
LBM	Libras
M	Metros
MD	Milidarcys
N	Newton
PWF	Presión de fondo Fluyente
PWS	Presión de fondo Estática
RS	Radio de daño
RW	Radio del pozo
SCF	Estándar Cubic Feet
SEM	Scanning Electron Microscope
TOC	Contenido de Materia Orgánica
XDR	X Ray Drifraction

GLOSARIO

ACIDIFICACIÓN MATRICIAL: tratamiento ácido que inyecta ácido a la formación a la presión de la matriz o por debajo de la presión de fractura de la formación, con el propósito de llevar cabo una penetración radial en la formación.

ANTEPAÍS: cuenca tipo Foreland, en la cual los sedimentos residen en cuencas de tipo compresional sobre la corteza continental.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico compuesta por granos de arcilla muy finos, convirtiéndola en una roca compacta y de baja permeabilidad.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica compuesta predominantemente por arena, caracterizada por su alto grado de porosidad y permeabilidad.

CALIZA: roca sedimentaria compuesta principalmente por calcita (carbonato de calcio) de origen orgánico, químico o detrítico.

CARBONATOS: son complejos aniónicos de $(CO_3)^{2-}$ en conjunto con cationes metálicos divalentes como Ca, Mg, Fe, Mn, Zn, Ba, Sr, Cu incluyendo algunos menos comunes.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica que describe la secuencia geológica vertical de las unidades de roca en un área determinada.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada mediante la actividad tectónica de placas, lo cual favorece la acumulación de sedimentos.

ETAPA ÁCIDA: etapa que consiste en remover o bypassar el daño de formación, empleando concentraciones generalmente entre 15% y 28% de HCL y volúmenes de fluido entre 10 y 300 gal/ft.

FORELAND: depresión ubicada entre un frente tectónico y un cratón.

FORMACIÓN: unidad lito estratigráfica comprendida por cuerpos rocosos con características litológicas comunes.

FRACTURAMIENTO ÁCIDO: tratamiento que consiste en el cual todo o por lo menos una porción significativa del tratamiento ácido, es inyectar ácido a la formación intencionalmente por encima de la presión de fractura, con el objetivo de fracturar la misma y generar la formación de un canal altamente conductivo.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: tratamiento que consiste en crear una

fractura conductiva y logra mantenerla abierta gracias a la acción de un agente propante, como arena, bauxita o cerámica, que se adhiere a las paredes de la fractura e impide el cierre de la misma, permitiendo así que esta permanezca abierta.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: disciplina de la geología que estudia la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las contiene.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: disciplina de la geología que estudia el origen, formación y acumulación de hidrocarburos.

LAVADO ÁCIDO: procedimiento que consiste en utilizar una pequeña cantidad de ácido en la posición deseada en el pozo y permitir que este reaccione sin una agitación externa, el ácido circula por el pozo con la intención de limpiar los perforados y la cara de la formación.

OVERFLUSH: etapa que consiste en desplazar el ácido de la zona de los perforados.

PALEO: era geológica perteneciente al eón Fanerozoico en la escala temporal geológica.

PREFLUSH: etapa que consiste en realizar un prelavado a fin de remover partículas orgánicas e inorgánicas de sarro de la tubería, antes de realizar la inyección de la etapa ácida del tratamiento.

PICKLING: procedimiento que se realiza en formaciones de arenas, en el cual la tubería destinada para la inyección debe ser lavada antes de dar inicio con el bombeo de los fluidos del tratamiento ácido.

RIFTING: región en la cual se está separando la corteza terrestre, formando fallas directas y áreas de subsidencia.

TRANSPRESIVOS: proceso en el cual las rocas son falladas en forma ascendente formando una estructura de flor positiva (fallas de desplazamiento de rumbos formados en la corteza convergente).

TRANSTENSIVOS: proceso en el cual las rocas descienden para formar una estructura de flor negativa (fallas de desplazamiento de rumbos formados en la corteza divergente).

WORMHOLES: canales altamente conductivos formados en la formación rocosa de carbonatos a partir de la acidificación matricial.

RESUMEN

Los yacimientos de carbonatos, están constituidos en su mayoría por rocas de carbonato y calcio, de origen sedimentario con permeabilidades inferiores a 0.1 mD y porosidades variables entre 2 y 4 %, con un promedio de 2.2%. Estas características generan que este tipo de yacimientos se conviertan en el futuro de la producción mundial de petróleo y gas, esto debido a que en los últimos años se han encontrado estudios que demuestran que la demanda de energía ha incrementado y son los combustibles fósiles los que cubren aproximadamente el 85% del consumo energético mundial.

Es por esta razón, que la industria petrolera debe incrementar de manera significativa los factores de recuperación en cada uno de los tipos de yacimientos, ya que más del 60% de las reservas del petróleo y el 40% de las reservas de gas a nivel mundial, residen en los carbonatos. De esta forma, los yacimientos de carbonatos cobran una gran importancia respecto a los demás, sin embargo, existen desafíos en materia de recuperación de hidrocarburos, debido a la estructura interna altamente compleja que comprende las rocas predominantes en yacimientos de carbonatos.

Debido al alto porcentaje de hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos de carbonatos, existen diferentes estimulaciones que se pueden realizar para lograr incrementar el factor de recobro.

En el presente trabajo se plantea el fracturamiento ácido como una de ellas, especialmente en la formación Villeta Caliza A. Haciendo énfasis en la importancia que debe tener el fluido ácido fracturante y las concentraciones que según las características propias de la formación, se requieran para poder generar el grabado adecuado de la roca y de esta forma conseguir la fractura en el sistema petrolífero.

La formación Villeta Caliza A hace parte de la cuenca del Caguán - Putumayo y es considerada como la roca generadora en la parte sur, ya que, de acuerdo con modelos geoquímicos, los hidrocarburos migraron lateralmente desde las zonas circundantes al límite de la cuenca, por lo cual se sugiere un importante proceso de expulsión desde las formaciones Villeta y Caballos durante el Mioceno – Plioceno temprano en el sur de la cuenca.

En Colombia, esta formación es considerada como una formación de carbonatos, ya que está formada por intercalaciones de shales negros (algunos calcáreos), calizas micríticas y esparíticas, algunas de ellas con concentraciones calcáreas de hasta 2 m de diámetro y chert negro.

Para el presente estudio, se pretende recopilar la información mineralógica de la

formación Villeta Caliza A, para determinar el mejor sistema ácido que se puede emplear en procesos de fracturamiento ácido en esta formación, por medio del desarrollo de una matriz que utiliza un análisis multicriterio para establecer la mejor recomendación en cuanto a la concentración y composición que debe tener el sistema ácido.

PALABRAS CLAVE: Yacimiento no convencional, carbonatos, fracturamiento ácido, conductividad, longitud, formación Villeta Caliza A, matriz, sistema ácido, concentración.

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento ácido, es un proceso de estimulación en el cual un fluido reactivo, usualmente ácido Clorhídrico, se inyecta en formaciones carbonatadas, especialmente con presencia de calizas o dolomías, a una presión suficiente para fracturar la misma, con la finalidad de crear un canal conductivo y abrir o conectar fracturas naturales existentes.

Este es un proceso de estimulación que combina la acidificación matricial con la fractura hidráulica, de tal forma que el ácido inyectado tiende a grabar la roca de una manera no uniforme, creando con ello, los canales conductivos luego de que la fractura se cierra.

El objetivo básico de la fractura ácida, es el mismo que la fractura apuntalada, es decir, la creación de un canal de alta conductividad que permita el drenaje eficiente del yacimiento; la gran diferencia, es como se alcanza ese objetivo.

El problema principal en este tipo de tratamientos, es la longitud que el ácido puede viajar a lo largo de la fractura y grabar adecuadamente las caras de la misma, antes de que este se disuelva. Es por eso que se hace completamente necesaria la caracterización de la formación de carbonatos que se va a tratar, con la intención de realizar la composición adecuada que ataque directamente dichas propiedades y permita la generación de un canal altamente conductivo y con la longitud deseada.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar una estrategia de selección del fluido ácido usado en procesos de estimulación en yacimientos de carbonatos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las características geológicas y petrofísicas de los yacimientos de carbonato.
2. Identificar los tipos de estimulación que se pueden realizar en las formaciones de carbonato.
3. Definir los tipos de fluidos fracturantes y características propias de las formaciones de carbonatos que se han usado durante procesos de estimulación ácida.
4. Diseñar la estrategia con los factores de compatibilidad entre el sistema roca – fluido fracturante para un caso de estudio en la formación Villeta Caliza A.

1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA CAGUÁN - PUTUMAYO Y FORMACIÓN VILLETA CALIZA

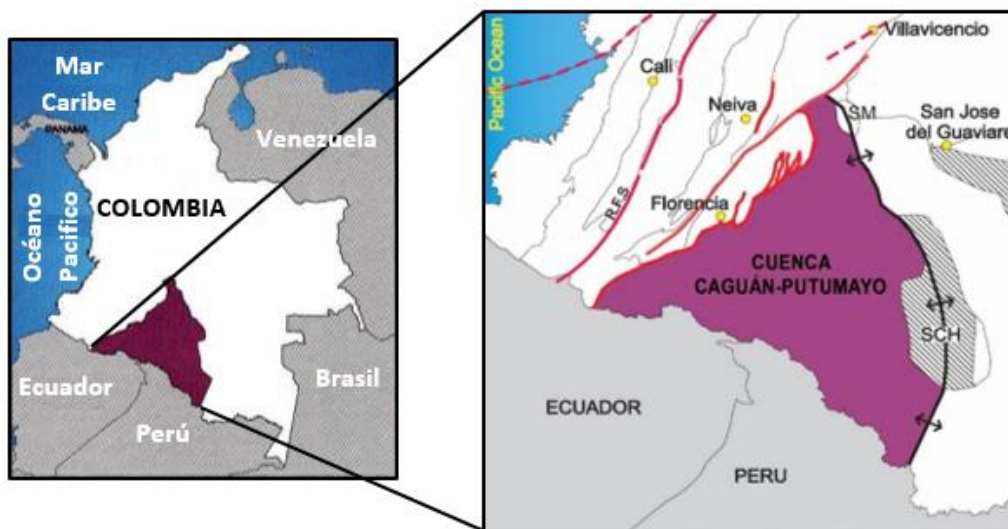
En el presente capítulo se mostrarán los aspectos geológicos relacionados a la cuenca del Caguán - Putumayo, de igual forma se limitará el proyecto, realizando una descripción de la formación Villeta – Caliza.

1.1 CUENCA CAGUÁN – PUTUMAYO

Dentro de la descripción que se realizará de la Cuenca Caguán - Putumayo, se contemplarán los aspectos más relevantes, tales como, ubicación, geología del petróleo, elementos estructurales de mayor relevancia y el sistema petrolífero, con la intención de entender la generación de los hidrocarburos y la migración de los mismos, de igual forma las características propias de los yacimientos de carbonatos serán mencionadas, ya que la formación de estudio, es decir, la formación Villeta Caliza A, se encuentra en su mayoría, compuesta por carbonatos.

1.1.1 Ubicación. La Cuenca Caguán - Putumayo, abarca una región de 110.304 km² y se encuentra localizada en la parte suroeste de Colombia, limita al occidente con la Cordillera Oriental, al oriente con el Escudo de Guyana, al norte con la serranía de la Macarena y al sur con la frontera Perú - Ecuador, tal como se observa en la **Figura 1**.

Figura 1. Ubicación geográfica de la cuenca Caguán – Putumayo.



Fuente: Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 5 p.

Esta cuenca, hace parte al igual que la cuenca del Oriente de Ecuador, a una cuenca antepaís, es decir, de tipo Foreland, en donde los sedimentos residen en cuencas de tipo compresional sobre la corteza continental.¹

Las trampas que se originaron durante diferentes procesos geológicos y a lo largo del tiempo, tanto en la región norte como en la región sur, muestran características propias de fallas de cabalgamientos, fallas de rumbo de alto ángulo y fallas ciegas en el piedemonte, de igual forma hay evidencia de fallas normales y acuñamientos en la zona de antepaís de la cuenca. El sello del sistema petrolífero se ha localizado en intervalos arcillosos de las formaciones Caballos, Villeta, Macarena, Rumiyaco, Orteguzaza, Arrayán y Serranía.

En la **Tabla 1**, se presentan los aspectos claves y generalidades de la cuenca del Caguán - Putumayo, que reúne los datos más importantes.

Tabla 1. Aspectos generales de la Cuenca Caguán – Putumayo.

Cuenca	Caguán - Putumayo
Tipo de cuenca	Antepaís
Área de la cuenca	110,304 km ²
Área disponible	23,456 km ²
Pozos perforados	374
Espesor máximo de cobertura productiva	4200 m
Sísmica 2D	18,730 km
Campos Descubiertos	30
Roca Generadora	Caballos - Villeta -Macarena
Roca Reservorio	Caballos - Pepino - Villeta
Roca Sello	Villeta - Macarena - Rumiyaco - Orteguzaza

Fuente: Elaboración propia, con base en (ANH. Catálogo Open Round. Noviembre. 2011.1 p).

1.1.2 Geología del petróleo. La cuenca Caguán - Putumayo, comprende las subcuencas del Caguán y de Putumayo, las cuales presentan un desarrollo geológico paralelo, sin embargo, es de vital importancia resaltar que dichas subcuencas se encuentran separadas por el Paleo alto de Florencia, el cual no se evidencia en superficie pero sí en profundidad².

Debido a su característica principal de la separación por el Paleo alto de Florencia, la cuenca Caguán - Putumayo, se ha desarrollado en medio de procesos transpresivos y transtensivos que han ocasionado diversidad de ambientes de deposición marinos y continentales.

¹ Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 5 p.

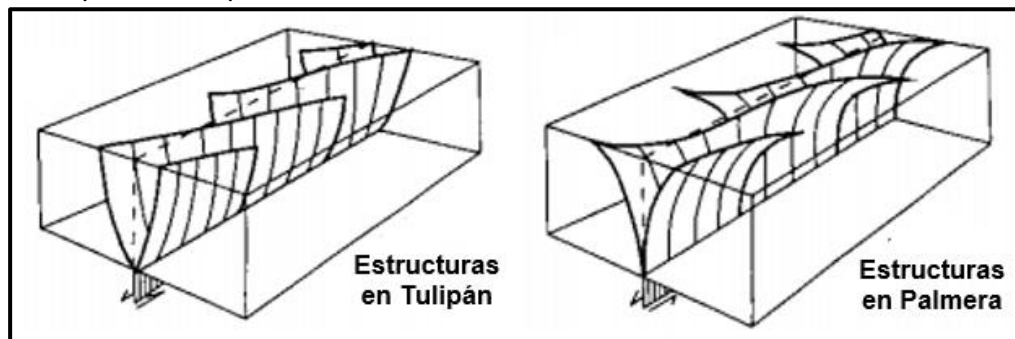
² *Ibíd.*, p. 6

Estos procesos de transpresión y transtensión, son derivados de las fallas de rumbo que anteriormente se nombraron, ya que estas suelen tener componentes extensivos o compresivos, dando origen así a estos procesos, dichos componentes afectan teóricamente la deformación en la zona de la falla.

Durante los procesos de transpresión, las estructuras secundarias van a tender a ser más paralelas en la zona de la falla, mientras que en los procesos de transtensión, estas estructuras tenderán a deformarse ortogonalmente³.

En las zonas donde se desarrollan procesos de transtensión, se evidencian geometrías cóncavas hacia arriba y son denominadas “estructuras en tulipán”, por el contrario, en las zonas de procesos de transpresión, se evidencian geometrías convexas hacia arriba y son denominadas “estructuras en palmera”, tal como se evidencia en la **Figura 2**.

Figura 2. Estructuras en Tulipán y Palmera en ambientes de Transtensión y Transpresión respectivamente.



Fuente: CRISTALLINI, Ernesto. Repsol. UBA. Estructuras Comunes en Cuencas Sedimentarias Deformadas. Argentina. 2000. 79 p.

1.1.2.1 Roca Generadora⁴. Para describir el origen de los hidrocarburos de la cuenca del Caguán - Putumayo, es necesario hablar de cada una de las subcuencas, ya que las características de generación y migración son diferentes hacia el sur (Putumayo) y hacia el norte (Caguán).

• **Sector Caguán.** El origen de hidrocarburos del sector Caguán, en la parte norte de la cuenca, reside en las rocas generadas durante el Cretáceo, pertenecientes al grupo Macarena en los sectores de Uribe y la Formación Villeta en el sector de Florencia, ya que estas son las que tienen mayor potencial generador, según datos recopilados del pozo Uribe 1 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2011, los cuales se pueden observar en la **Tabla 2**.

³ CRISTALLINI, Ernesto. Repsol. UBA. Estructuras Comunes en Cuencas Sedimentarias Deformadas. Argentina. 2000. 78 p.

⁴ ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Catálogo Open Round. Noviembre. 2011. 1 p.

Tabla 2. Datos recopilados pozo Uribe 1 Sector Caguán.

ITEM	RANGO
Contenido de Materia Orgánica (TOC)	1,4% - 4%
Potencial de Hidrocarburos (S2)	0,17 % -10 %
Tipo de Kerógeno	III
Estado de Materia Orgánica	Inmaduro

Fuente: Elaboración propia, con base en (ANH. Catálogo Open Round. Noviembre. 2011.1 p).

• **Sector Putumayo.** El origen del sector Putumayo, en la parte sur de la cuenca, reside en los intervalos en los cuales se han realizado mayor cantidad de estudios, correspondientes al Cretácico, en las Formaciones Villeta y Caballos, las cuales cuentan con excelente potencial generador de hidrocarburos líquidos, según datos obtenidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2011, tal como se evidencia en la **Tabla 3**. Sin embargo, las características de generación de los mismos, muestran un comportamiento mejor hacia el este, en las cercanías del campo Orito, por otra parte, en la zona del piedemonte, no se ha evidenciado una generación representativa,

Tabla 3. Datos recopilados sector Putumayo.

ITEM	RANGO
Contenido de Materia Orgánica (TOC)	7,34% - 13,36%
Potencial de Hidrocarburos (S2)	18,45% - 42,80%
Tipo de Kerógeno	II
Estado de Materia Orgánica	Inmaduro

Fuente: Elaboración propia, con base en (ANH. Catálogo Open Round. Noviembre. 2011.1 p).

1.1.2.2 Roca Reservorio⁵. El principal objetivo de producción de la formación Caguán - Putumayo también debe ser estudiado en cada una de las subcuencas.

• **Sector Caguán.** El objetivo productor en la subcuenca del Caguán, corresponde a la formación Pepino, la formación San Fernando o Mirador, en las cuales se pueden encontrar conglomerados y areniscas aluviales de origen continental. Como reservorios secundarios se tienen formaciones pertenecientes al grupo Macarena en la parte norte de la cuenca.

• **Sector Putumayo.** Las areniscas cretácicas de la formación Caballos, son el principal reservorio en la subcuenca del Putumayo, especialmente cuando se desarrollan fallas de un desplazamiento mayor a 61 metros. Las porosidades van desde 10% a 16% y permeabilidades promedio de 50 mD. De igual forma, reservorios secundarios son encontrados en las areniscas de la Formación Villeta y los conglomerados de la Formación Pepino.

⁵ Ibíd., p. 2

1.1.2.3 Roca Sello⁶. En el área de antepaís, para la cuenca Caguán - Putumayo, las principales trampas son estratigráficas, debidas a acuñamientos de las secuencias cenozoicas contra el basamento. Cada subcuenca presenta diferentes características, de la siguiente forma.

- **Sector Caguán.** En la parte norte de la cuenca, predominan como sellos, los shales Cenozoicos de la formación Serranía y los niveles arcillosos del grupo Macarena, estos han sido considerados como sellos efectivos en fallas de cabalgamiento.

Las estructuras de entrapamiento que predominan en la zona se relacionan con pliegues formados por inversión de fallas normales.

- **Sector Putumayo.** En la parte sur de la cuenca, predominan shales y niveles calcáreos cretácicos de la Formación Villeta, ya que son excelentes unidades de sello lateral y al tope.

Hacia el piedemonte, es posible que fallas de cabalgamiento puedan actuar como sellos efectivos al poner en contacto las arenas relacionadas con estructuras de tipo anticlinal.

1.1.2.4 Generación y migración⁷. La evaluación geoquímica del aceite encontrado en el reservorio, realizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ofrece una baja evidencia para deducir una migración vertical, ya que las trazas de aceite encontradas, no corresponden a los extractos obtenidos de la roca generadora.

El modelo de generación y migración, propuesto por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2009, plantea altas posibilidades de entrapamiento de los hidrocarburos, sin embargo, es importante estudiar dicho proceso de migración en cada subcuenca, ya que dichos procesos son diferentes.

- **Sector Caguán.** Las rutas de migración propuestas para la región norte se describen a continuación.

- ✓ La migración inicia desde el Oeste (donde actualmente se encuentra la Cordillera Oriental) hacia la Serranía de la Macarena.
- ✓ Continúa desde la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, pasando a través de las unidades permeables hacia el Piedemonte y zona de antepaís, esta es una ruta de migración que actuó antes del levantamiento de la Cordillera Oriental.

⁶ Ibíd., p. 3

⁷ Ibíd., p. 3

✓ En el sector Caguán, el modelo de migración finalizó en las zonas de generación Paleozoicas localizadas al este de la Serranía de la Macarena.

• **Sector Putumayo.** Las rutas de migración propuestas para la región sur, se describen a continuación.

✓ Hacia el sector Putumayo y de acuerdo con los modelamientos geoquímicos, realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburo, los hidrocarburos de la subcuenca Putumayo, migran lateralmente desde zonas de roca activa que se encuentran localizadas fuera del límite actual de la cuenca, pasando debajo de la Cordillera Andina. Esta es una hipótesis que puede concluir un importante proceso de expulsión de los hidrocarburos desde las formaciones Caballos.

1.1.2.5 Modelo de Migración Regional⁸. El proceso de migración y generación de los hidrocarburos, explicado anteriormente en cada una de las subcuencas, inicia su proceso durante la primera fase de migración de petróleo y gas (Pico de Generación) en el Oligoceno - Mioceno, es decir, en el primer pulso de migración, se originaron trampas pre-oligoceno en el sector del piedemonte, justo en el área de antepaís.

Durante la segunda fase de migración de condensados y gas (Ventana de aceite) en el Mioceno Tardío - Plioceno, es decir, en el segundo pulso de migración, el llenado de hidrocarburos se vio marcado y restringido a estructuras más recientes en el piedemonte.

Finalmente hoy en día se observan en la zona del piedemonte, hidrocarburos originados como resultado de una mezcla del primer y segundo pulso de migración y en la parte de antepaís, solo es posible evidenciar rastros de hidrocarburos provenientes del primer pulso de migración.⁹

1.1.3 Estratigrafía y tectónica¹⁰. A continuación se realizará una descripción detallada de la estratigrafía correspondiente a la cuenca Caguán - Putumayo, así como también las estructuras geológicas más representativas de la cuenca.

1.1.3.1 Mega secuencias de la cuenca Caguán - Putumayo.¹¹ La cuenca Caguán - Putumayo se divide en tres mega secuencias; Pre Aptiana, Cretácica y Cenozoico, con características sedimentológicas distintas en cada una de las subcuencas.

⁸ *Ibíd.*, p. 17

⁹ *Ibíd.*, p. 17

¹⁰ Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. p 10.

¹¹ *Ibíd.*, p. 10

En estudios realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2009, se evidencia la diferencia litológica en las subcuencas del Putumayo y Caguán, principalmente en las unidades del cretácico, las cuales posiblemente fueron ocasionada por la separación generada por el Paleozoico de Florencia, mencionado anteriormente.

- **Mega secuencia Pre Aptiana.** La mega secuencia Pre Aptiana contiene una importancia de alto valor, ya que con ella se marca el inicio de la secuencia sedimentaria en la cuenca, la cual se deposita sobre rocas metamórficas e ígneas de la era del Proterozoico, este fenómeno posibilita un ambiente óptimo para el entrapamiento de hidrocarburos.
- **Mega secuencia cretácica en la subcuenca del Putumayo.** En la mega secuencia Cretácica, se presentan evidencias del levantamiento de la cordillera central, plasmadas en las variaciones del nivel del mar y los rápidos cambios de facies que se muestran en las formaciones.
- **Mega secuencia cenozoica en la subcuenca del Putumayo.** La mega secuencia Cenozoica, se desarrolló en un ambiente continental que fue controlada por la magnitud del levantamiento y la distancia a las áreas sumergidas.
- **Mega secuencia cretácica en la subcuenca del Caguán.** La mega secuencia Cretácica de la subcuenca del Caguán, se encuentra localizada en el espacio de acomodación originado por el levantamiento de la cordillera central, y se caracteriza por fallas normales que afectan el basamento.
- **Mega secuencia cenozoica de la subcuenca del Caguán.** La mega secuencia Cenozoica de la subcuenca del Caguán, es una secuencia depositada en ambientes continentales, con diferencias litológicas con respecto a la subcuenca del Putumayo; por esta razón, se correlaciona mejor con la cuenca de los Llanos Orientales.

En la **Tabla 4**, se observan cada una de las secuencias que se desarrollaron en las megasecuencias anteriormente explicadas, es importante resaltar que durante su proceso de formación se dio origen a diferentes formaciones, también mencionadas.

Tabla 4. Mega secuencias de la Cuenca Caguán – Putumayo

Mega secuencias de la Cuenca Caguán - Putumayo	Pre Aptiana	Periodo	Formación
		Cambriano Inferior	Ariari
		Ordovicíco - Siluríco	Guape, Duda y Guejar
		Carboniano - Permiano	Mitú
		Triásico - Jurásico inferior	Santiago
	Jurásico medio - Cretácico Inferior	Luisa, Saldaña, Giron	
	Cretácica en la Subcuenca del Putumayo	Secuencia	Formación
		Aptiano Superior - Albiano	Caballos
		Cenomaniano - Turoniano	Villeta U
		Turoniano - Campaniano	Villeta M2
		Campaniano - Maastrichtiano	Villeta N y M1
	Cenozoica en la Subcuenca del Putumayo	Secuencia	Formación
		Paleoceno	Rumiyaco
		Eoceno	Pepino
		Oligoceno - Mioceno Inferior	Orteguanza, Orito, Belén
		Plioceno - Cuaternario	Caimán, Guamuez
	Cretácica en la Subcuenca del Caguán	Secuencia	Formación
		Aptiano - Albiano	Caballos
		Albiano - Maastrichtiano	Macarena
	Cenozoica en la Subcuenca del Caguán	Secuencia	Formación
		Eoceno	Pepino, San Fernando
		Oligoceno	Mirador, Arrayan
		Mioceno - Plioceno Inferior	Serranía
Plioceno Superior - Oloceno		Talanquero	

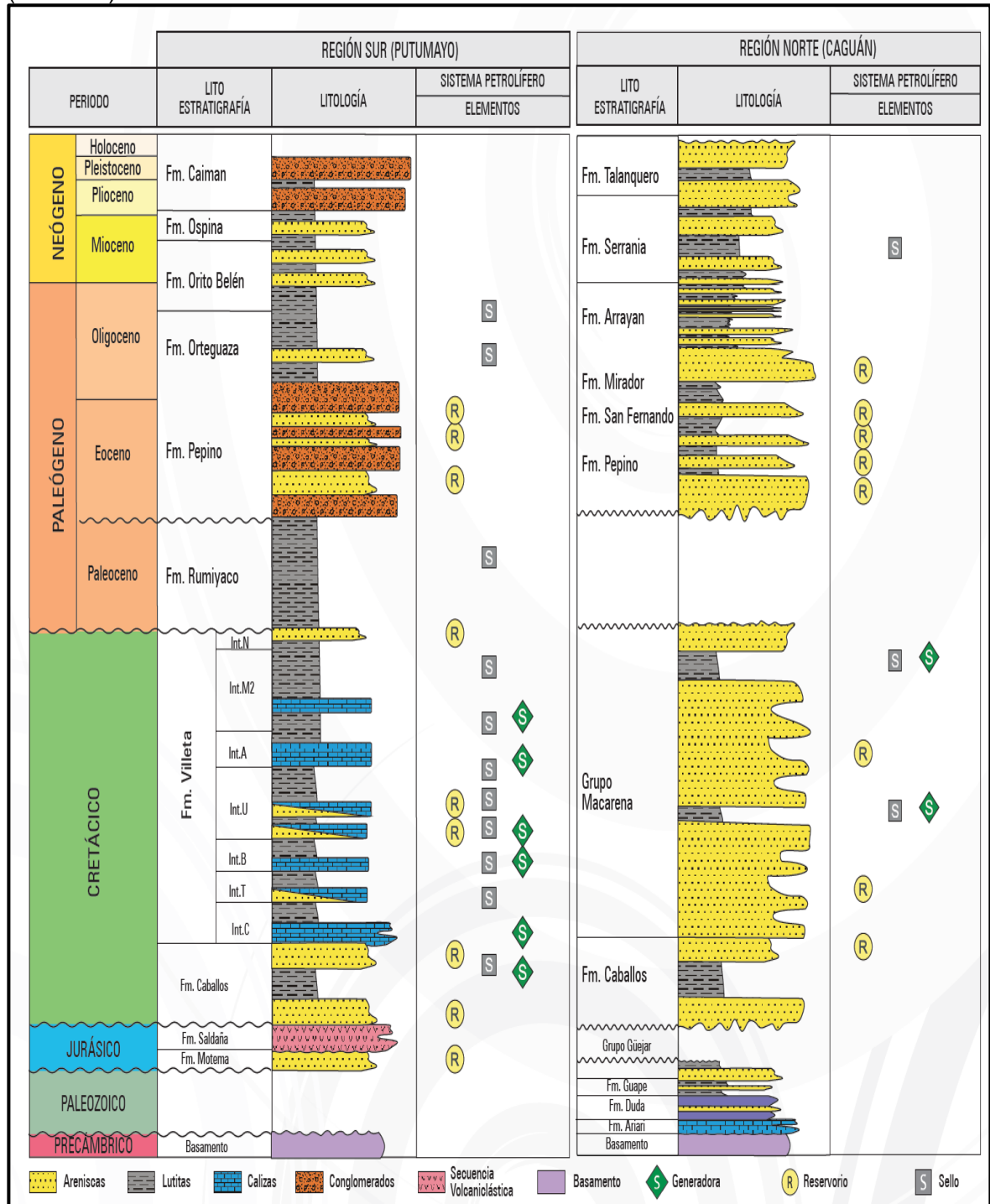
Fuente: Elaboración propia.

1.1.3.2 Unidades estratigráficas¹². Estratigráficamente la cuenca Caguán - Putumayo, comparte su historia geológica con la cuenca de Oriente en Ecuador y la cuenca de los Llanos en Colombia, como parte de una cuenca tipo antepaís (foreland).

A partir de la recopilación de información de varios estudios que involucran aspectos litológicos, paleogeográficos, análisis de facies e interpretaciones ambientales referentes a la cobertura sedimentaria de la zona, referenciados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se definen las siguientes unidades estratigráficas en la **Figura 3**.

¹² UPTC. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia & ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cartografía Geológica Cuenca Caguán -Putumayo. Agosto. 2009. 32 p.

Figura 3. Columna crono estratigráfica de las subcuencas Putumayo (Izquierda) y Caguán (Derecha).



Fuente: Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. p 33.

1.1.3.3 Descripción detallada de los periodos de la columna¹³. A continuación se realizará una descripción detallada de la composición de cada uno de los periodos que abarca la columna crono estratigráfica de la cuenca Caguán – Putumayo, con la intención de comprender las estructuras que se formaron en cada uno de los periodos.

• **Periodo Precámbrico.** Durante este periodo se originó la formación de rocas ígneas y metamórficas de un amplio rango composicional que pertenecen al Macizo de Garzón y otros litodemas que se encuentran relacionados con el Escudo de Guyana.

• **Periodo Paleozóico.** Para el sector de la subcuenca del Putumayo, no se han encontrado registros de rocas de edad Paleozoica o alguna estructura perteneciente a esta edad, la secuencia sedimentaria conocida en este periodo, data su comienzo en el Triásico – Jurásico.

Por el contrario para el sector de la subcuenca del Caguán, la secuencia sedimentaria en este sector es espesa, y con una variación litológica considerable con ambientes de deposición de frente arrecifal y turbiditas predominantemente.

• **Periodo Triásico - Jurásico.** Durante el periodo Triásico - Jurásico, solo se ha descrito para el sector sur de la Cuenca Caguán - Putumayo, es decir, para la subcuenca del Putumayo, con unidades de ambientes continentales, las cuales se encuentran en una menor proporción, de igual forma, ambientes marinos restringidos al sector de Orito. En el sector norte, la secuencia se encuentra discontinua por la presencia de altos de basamento.

De esta forma, el sector sur está compuesto por unidades que se depositaron durante el Triásico - Jurásico y fueron los sedimentos vulcanos aportados por las formaciones Motema y Saldaña.

• **Periodo Cretácico.** Durante el periodo Cretácico, el oriente de la cuenca corresponde a un sector con un alto estructural, por lo que la depositación se restringe al sur, en el sector Putumayo, donde aflora la secuencia marino y clástico de las formaciones Caballos y Villeta respectivamente.

Hacia la zona noroccidental del sector Caguán, las unidades reflejan un ambiente de depósito transicional deltaico con influencia continental como lo son la formación Caballos y el grupo Macarena.

• **Periodo Paleógeno.** Hacia el sector Caguán, el Maastrichtiano no se encuentra presente, excepto al norte donde existen evidencias de sedimentos de tipo

¹³ Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. p 33.

continental, las cuales son provenientes posiblemente de las áreas exhumadas que comprenden la mayoría de la zona, de igual forma, es posible observar intercalaciones de lutitas y areniscas pertenecientes a las formaciones Pepino, Mirador y Arrayán.

En el sector del Putumayo, se observa una secuencia clástica de arcillas, la cual fue depositada en ambientes de pantanos costeros e intermareales, dicha secuencia corresponde a la formación Rumiyaco, más arriba se evidencian intercalaciones de conglomerados y areniscas pertenecientes a las formaciones Pepino y Orteguzaza.

- **Periodo Neógeno.** El área expuesta durante este periodo se encuentra hacia el occidente, ocupando gran parte de la cuenca. Hacia el sector del Putumayo se deposita el Grupo Orito, la formación Orteguzaza y la formación Orito - Belén.

En el sector Caguán, al oriente, estas litologías se describen como pertenecientes a las series Eoceno Superior - Oligoceno dentro de las formaciones Serranía y Orteguzaza.

1.1.3.4 Historia Tectónica¹⁴. La historia tectónica de la Cuenca Caguán - Putumayo radica en la presencia de algunos eventos claves durante los periodos en mención, en los cuales se desarrollaron estructuras geológicas importantes que ayudan a la interpretación del comportamiento de los hidrocarburos en la cuenca Caguán - Putumayo. A continuación se describen los periodos en los cuales se evidenciaron registro de sucesos de gran importancia.

- **Jurásico - Cretácico.** Período en el que ocurren importantes eventos geológicos tales como procesos distensivos de fallas extensionales, formación de estructuras Grabens y sistemas de fallas que sólo afectan en algunos casos a la formación Caballos y la parte inferior de la formación Villeta.

- **Cretáceo Superior - Cenozoico inferior.** Período en el cual sucede un evento de tipo compresional, el cual se considera el responsable de la formación de las estructuras existentes.

- **Mioceno-Plioceno.** Período en el cual debido al levantamiento de la Cordillera de los Andes, toda la secuencia sedimentaria se desarrolló presentando actualmente un ligero buzamiento hacia el noroeste. Las estructuras creadas permanecieron intactas y se constituyeron en trampas.

1.1.4 Elementos estructurales principales¹⁵. Dentro de las características estructurales de la cuenca Caguán - Putumayo, se destaca el Paleo alto de

¹⁴ Ibíd., p. 7

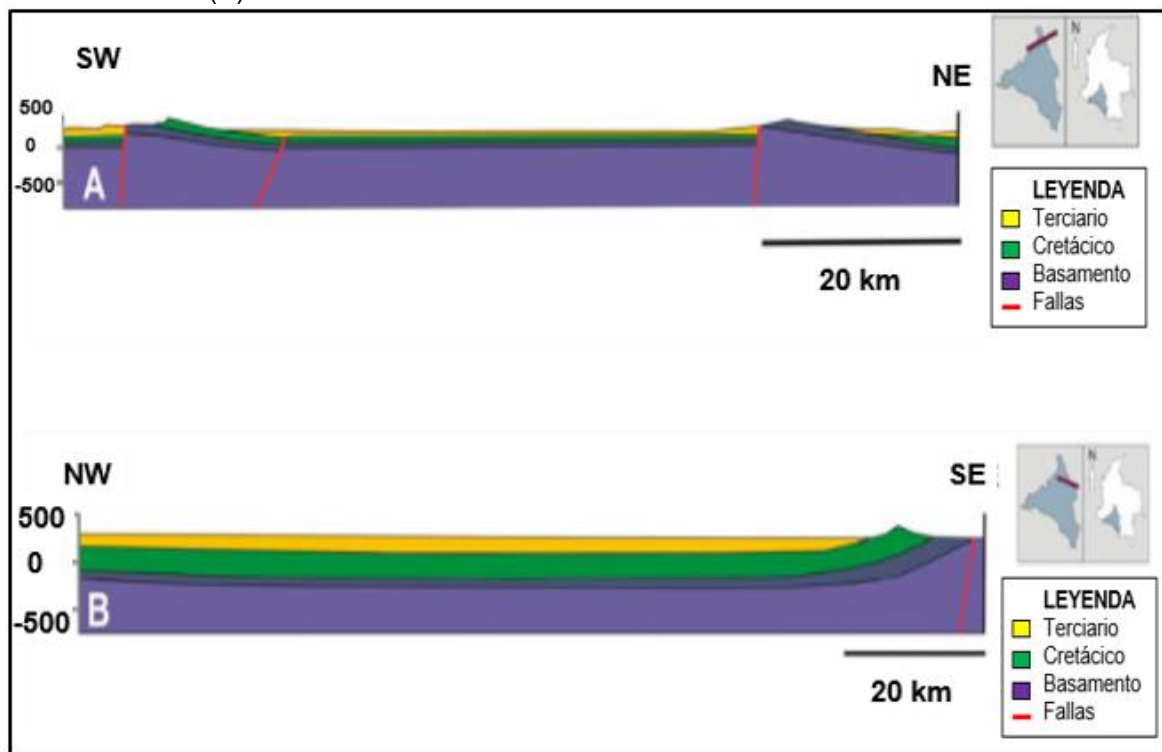
¹⁵ Ibíd., p. 7

Florencia, ya que como se mencionó anteriormente, divide las subcuencas Caguán y Putumayo, marcando los diferentes ambientes de depositación a cada lado del Paleó alto.

Otro elemento estructural dentro de la cuenca es el Macizo de Garzón, el cual se encuentra al oeste de la cuenca y evidencia afloramientos correspondientes al proceso de levantamiento de la cordillera central.

En general, en el piedemonte afloran unidades del Meso Neoproterozoico, dentro del cual se encuentran estructuras como basamento Cristalino del Macizo de Garzón, Macizo de Quetame y Precámbrico y Cámbrico de la Macarena, del Jurásico (Formación Saldaña), del Cretácico (Villeta y Caballos) y del Cenozoico (Rumiyaco, Pepino/Mirador). Estas unidades, se encuentran afectadas por diferentes fallas inversas y de rumbo, tal como se observa en la **Figura 4**.

Figura 4. Fallas inversas o normales de poco desplazamiento vertical fosilizadas por unidades del Cenozoico (A). Fallas subverticales, inversas buzantes al oeste que afectan toda la sección (B).



Fuente: UPTC. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia & ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos Sistemas hidrocarbúferos y análisis de plays en la cuenca Caguán - Putumayo. Septiembre. 2009. 8 p.

En la zona pericratónica afloran unidades del Holoceno diferenciadas según su ambiente de depósito y hacia la zona norte se diferencian varias unidades geomorfológicas recientes tales como; abanicos, terrazas y terrazas disectadas.

Posiblemente hacia este sector de la cuenca se presenta un mayor espacio de acomodación de materiales provenientes de la Cordillera Oriental y de la Serranía de la Macarena.

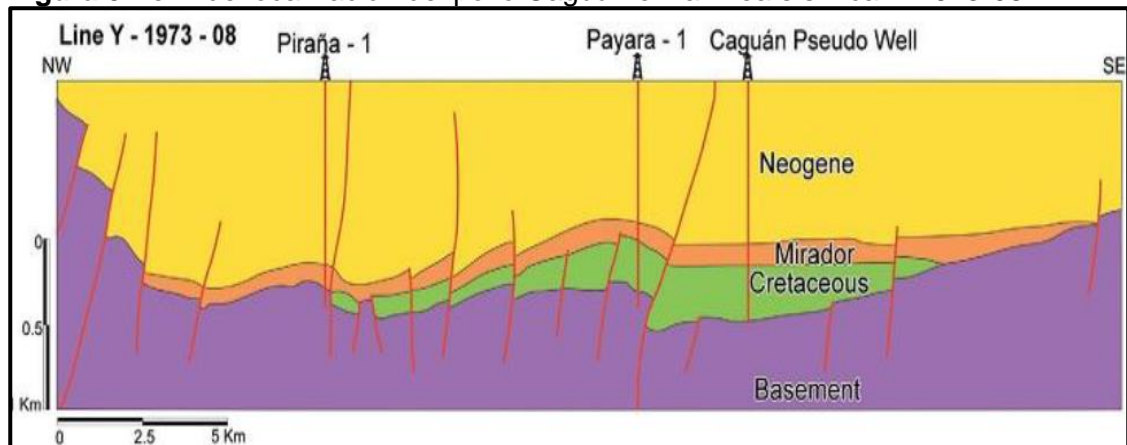
En la zona sur, las oportunidades de trampas estructurales se relacionan de igual forma con fallas inversas de gran escala y fallas de pequeña escala que afectan el Basamento, asociadas a los campos productores de Loro y Hormiga.

1.1.5 Sistema petrolífero¹⁶. La cuenca Caguán - Putumayo, se caracteriza por contar con un alto potencial petrolífero, representado en la explotación de los campos Orito, Loro, Acaé, entre otros y el desarrollo de exploración petrolífera en la totalidad del área de la cuenca.

1.1.5.1 Subcuenca del Caguán. Se ha identificado en el sector norte del Caguán, características buenas a excelentes en términos de la roca generadora, principalmente en dos intervalos perteneciente a la formación Macarena, en el Miembro Inferior y Superior.

Las características del sistema petrolero que predominan en el sector del Caguán, han sido tomadas como referencia de los datos obtenidos del pozo Caguán, el cual se encuentra localizado sobre la línea sísmica Y-1973-08, donde la cuenca alcanza su mayor profundidad y el pozo es capaz de atravesar toda la secuencia estratigráfica de la subcuenca, lo cual permite un mejor modelamiento de las propiedades del sistema petrolífero, tal como se evidencia en la **Figura 5**.

Figura 5. Perfil de localización del pozo Caguán en la línea sísmica Y-1973-08.



Fuente: Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 17 p.

La recolección de los datos del pozo Caguán, por parte del Servicio Geológico Colombiano y el Ministerio de Minas, permitió realizar una evaluación geoquímica

¹⁶ Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 17 p.

integrada de crudo, de igual forma de los fragmentos y rocas, junto con información estructural y estratigráfica, dicha información ayudó a identificar los elementos y procesos necesarios para soportar la presencia de un sistema petrolífero en la cuenca.

La formación de mayor interés como roca fuente, pertenece al grupo La Macarena, que según la evaluación geoquímica mencionada, alcanza un rango de inmaduro a maduro con una temperatura máxima que va desde 425 a 450 °C.

El modelo geológico muestra profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Pleistoceno, evidenciadas en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Pleistoceno.

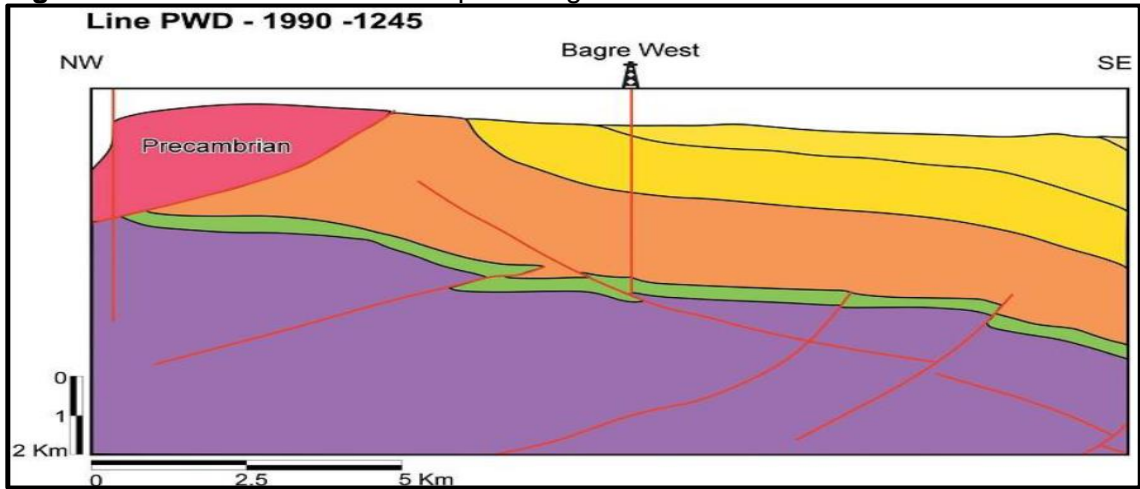
Periodo	Profundidad (ft)	Temperatura Máxima (°F)
Cretácico Temprano	4500	150
Cretácico Tardío	3150	145
Eoceno	2760	135
Oligoceno	2500	130
Mioceno	250	95

Fuente: Elaboración propia, con base en (Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 17 p.)

1.1.5.2 Subcuenca del Putumayo. Para el sector sur del Putumayo, se han identificado los intervalos de las formaciones Villeta y Caballos. Se evidencian por lo menos dos sistemas petrolíferos uno para cada sector de la cuenca donde la roca generadora se encuentra concentrada en el Cretácico.

Las características del sistema petrolero que predomina en el sector Putumayo, han sido tomadas como referencia de los datos obtenidos del pozo Bagre, el cual se encuentra localizado en la línea sísmica PWD–1990–1245, en un punto profundo de la subcuenca en donde fue posible tomar un registro muy completo de la estratigrafía, tal como se observa en la **Figura 6**.

Figura 6. Perfil de localización del pozo Bagre en la línea sísmica PWD-1990-1245.



Fuente: Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 17 p.

La recolección de los datos del pozo Bagre, por parte del Servicio Geológico Colombiano y el Ministerio de Minas, permitió evidenciar que las rocas fuente de mayor relevancia en la subcuenca, son las formaciones Villeta y Caballos que geoquímicamente se caracterizan por alcanzar temperaturas hasta de 440 °C y %Ro entre 0.2 y 0.4, evaluándose de esta forma como rocas inmaduras a maduras.

El modelo geológico muestra profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Mioceno tardío, evidenciadas en la **Tabla 6.**

Tabla 6. Profundidades y temperaturas aproximadas, alcanzadas por las secuencias durante el Mioceno Tardío.

Periodo	Profundidad (ft)	Temperatura Máxima (°F)
Cretácico Temprano	20000	350
Cretácico Tardío	19500	330
Paleoceno	17000	300
Eoceno	12000	280
Oligoceno	10000	240

Fuente: Elaboración propia, con base en (Servicio Geológico Colombiano & MinMinas. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014. 17 p.

1.2 FORMACIÓN VILLETA CALIZA

Para el desarrollo del presente proyecto, se pretende caracterizar la formación Villeta Caliza A en la región sur de la cuenca, por medio de la interpretación de diferentes registros litológicos que permiten cuantificar la cantidad de minerales presentes en la formación, con la intención de identificar los porcentajes de dichos minerales presentes y poder diseñar la estrategia que permita la correcta selección del fluido fracturante, durante procesos de fracturamiento ácido.

Para ello es necesario conocer la geología desarrollada y entender los procesos de origen de formaciones carbonatadas, ya que esta formación, en su mayoría se encuentra compuesta por calizas, es decir, por porcentajes altos de carbonatos de calcio, haciendo de esta formación, una formación con alto contenido de los mismos.

1.2.1 Formación de Carbonatos. Las formaciones de carbonatos son unidades litológicas compuestas por rocas sedimentarias de carbonatos, caracterizadas por presentar en su composición mineralógica un contenido superior o igual al 90 % de carbonato de calcio, al igual que bajas concentraciones de complejos aniónicos de CO y cationes metálicos divalentes como Ca, Mg, Fe, Mn, Zn, Ba, Sr, Cu junto con algunos menos comunes.¹⁷

Por otra parte, la formación de las rocas de carbonatos, está determinado por los procesos de sedimentación que determinan el origen de esta. En primer lugar, los carbonatos suelen ser de origen orgánico cuando en el proceso de sedimentación se ven involucrados restos de vegetales o animales tales como algas y corales. De lo contrario, la formación de estas rocas se debe a procesos químicos tales como la precipitación del carbonato.¹⁸

En cuanto a los ambientes de formación, este tipo de rocas se forma en su mayoría en ambientes marinos de baja a mediana profundidad, generalmente en la zona somera de las plataformas continentales, lo cual implica que la mayoría de las rocas de carbonatos se forma en ambientes geotectónicos continentales.¹⁹

En el caso de las calizas, este tipo de rocas se forman por corrientes de agua cercanas a aguas de libre circulación con el mar abierto, evitando la presencia de sedimentos clásticos.

¹⁷ AHR, Wayne. Geology of carbonate reservoirs, 2008. 2 p.

¹⁸ LEYNES, María. Porosidad: Génesis, Clasificación y Caracterización en las Rocas sedimentarias para el almacenamiento de fluidos, 2015. 18 p.

¹⁹ TUCKER, Maurice. Sedimentary Petrology: An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks, 2001.

1.2.2 Propiedades fundamentales de la roca. Dentro de las propiedades fundamentales de la roca de carbonatos se encuentran, la textura, su fábrica, tipo de grano, composición mineralógica y su estructura sedimentaria²⁰.

En cuanto a la textura, se define como el tamaño, la forma y la disposición de los granos en una roca sedimentaria (Pettijohn, 1975). La cual, según la literatura es determinada por lo general a partir de la escala de Wentworth (1922).

La fábrica se refiere a la disposición espacial y la orientación de los granos en rocas sedimentarias. También puede referirse a la geometría de la matriz o al patrón de los cristales en carbonatos cristalinos y la forma de crecimiento y la microestructura esquelética de los organismos de arrecife²¹.

La composición mineralógica original tiene una gran importancia en el estudio de la diagénesis de carbonato. Dicha composición, generalmente se refiere al tipo de grano constituyente en lugar del contenido mineral, dado que los carbonatos pueden estar constituidos de uno o varios minerales. Por otro lado, los granos de carbonato se clasifican como esqueléticos y no esqueléticos, donde Bathurst (1975), Milliman (1974), Purser (1980), Scoffi (1987), Tucker y Wright (1990) realizan diferentes ponencias acerca de los constituyentes que se encuentran comúnmente en los carbonatos de diferentes edades geológicas.²²

Por último, las estructuras sedimentarias son formas preservadas creadas por procesos de fluidos que actúan sobre la interfaz del sedimento, por desecación, fallas, tixotropía, compactación, expulsión de fluidos y bioturbación por organismos de excavación y perforación.

Es importante resaltar que la mayoría de depósitos de carbonato se encuentran fracturados de manera natural, dado que las fracturas son producidas por esfuerzos mecánicos después de que las rocas se han litificado, definiendo una fractura como las discontinuidades planas macroscópicas que ocurren naturalmente en la roca debido a deformación o diagénesis física (Nelson, 2001), destacando que la producción de fracturas se da debido a un comportamiento frágil de la roca²³.

1.2.3 Descripción de la formación²⁴. La formación Villeta corresponde al intervalo comprendido entre el Albiano y el Maastrichtiano Temprano. Su secuencia fue descrita por los mismos autores que identificaron y estudiaron en el área a la

²⁰ *Ibíd.*, p. 14

²¹ *Ibíd.*, p. 15

²² *Ibíd.*, p. 20

²³ *Ibíd.*, p. 176

²⁴ UPTC. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia & ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cartografía Geológica Cuenca Caguán - Putumayo. Agosto. 2009. 37 p.

subyacente formación Caballos, es decir, Mora et al., 1998, y posteriormente Nuñez A., 2003.

La formación Villeta se encuentra compuesta principalmente por lodolitas de color gris muy oscuro a negro, las cuales presentan una estratificación fina y una laminación plana, con fósiles de bivalvos que se intercalan con estratos medios a muy gruesos tabulares de intraesparitas a pelmicritas de bioclastos, de color gris muy oscuro a negro.

La presencia de organismos como fósiles de restos de peces, abundantes pellets, oolitos, fragmentos de materia orgánica, intensa bioturbación, son muy frecuentes en la formación, así como también impresiones de amonitas y bivalvos articulados. La formación Villeta descansa normalmente sobre la formación Caballos, pero su límite superior a veces es disconforme, y otras veces paraconforme con la formación Rumiyaco y, a veces fallado con las Formaciones Rumiyaco y Pepino.

El nombre de la formación Villeta, fue introducido en la subcuenca del Putumayo por Miley & McGirk en 1948, los cuales describen el conjunto de predominio arcilloso que se encuentra entre las formaciones Caballos y Neme.

El espesor de la formación Villeta se encuentra entre 150 a 180 m y define una morfología suave, característica entre dos paquetes arenosos pertenecientes a las formaciones Caballos y Neme, estos dos paquetes consisten en un conjunto de arcillolitas negras con moldes de bivalvos, interposiciones aisladas de capas delgadas lenticulares de limolitas silíceas con cemento siderítico y hacia la parte media de la unidad, capas medias cuneiformes de biomicritas compuestas de bioclastos.

La parte superior de la unidad se caracteriza por la interposición de paquetes de arcillolitas grises oscuras con capas gruesas de cuarzoarenitas y subarcosas de grano medio a fino intensamente bioturbadas, localmente con láminas gruesas lenticulares de carbón.

Dentro de la descripción de la formación Villeta, es posible reconocer dos miembros: el Villeta Inferior y el Villeta Superior.

1.2.3.1 Villeta Inferior (Albiano-Cenomaniano). En este miembro se destacan 6 intervalos lito estratigráficos, los cuales representan periodos de sedimentación marina interrumpidos por periodos de aporte continental.

Las facies más gruesas, grainstone, packstone y wackstone se caracterizan por la presencia de bivalvos en menor proporción gasterópoda y equinoderma, fragmentos

de conchas generalmente recristalizados y sin una orientación preferencial, peloides micritizados y glauconita con bioclastos.

1.2.3.2 Villeta Superior (Cenomaniano-Maastrichtiano). En este miembro predominan las facies arcillosas y limosas y en menor proporción facies calcáreas generalmente como delgados niveles de wackestone y packstone de bioclastos. Las facies finas se interpretan como depósitos de plataforma media a externa con ocasionales depósitos de tormenta que corresponden a las facies calcáreas.

2. MARCO TEÓRICO

En el desarrollo del marco teórico, se describirá brevemente las bases teóricas que serán utilizadas para la ejecución del trabajo, las cuales contemplan la mecánica de la geometría de la fractura, interacción entre la roca y el fluido fracturante, longitud y conductividad de la fractura efectiva. Dichas bases con el objetivo de comprender la creación y desarrollo de una fractura ácida dentro de las formaciones de carbonato.

2.1 GENERALIDADES

Como método ejecutado para promover el desarrollo de nuevas estrategias que permitan implementar el factor de recobro en yacimientos de carbonato, se ha implementado el fracturamiento ácido como una técnica en la que se utiliza un fluido reactivo, generalmente ácido Clorhídrico, el cual es inyectado a través de la tubería de producción, a una tasa mayor a la que el fluido puede fluir dentro de la matriz de la roca, con la intención de generar una fractura.²⁵

Dicha fractura será función del tipo, volumen, concentración y velocidad de reacción del ácido, así como también de la temperatura y pérdida de fluido en la formación.

Estos son factores que para lograr una excelente fractura con el gravado deseado y la longitud suficiente para permitir la conductividad de los fluidos, deberán ser sometidos a diferentes pruebas, con el objetivo de poder seleccionar el mejor sistema ácido que se acople a la formación de estudio.²⁶

Los factores anteriormente nombrados son de gran relevancia y deben ser tenidos en cuenta a la hora de diseñar un proceso de fracturamiento ácido, con la intención de asegurar que la distancia de penetración que tenga el ácido a lo largo de la fractura, sea la adecuada para el drenaje de los hidrocarburos.

Los procesos de fracturamiento ácido se encuentran limitados a formaciones limpias y altamente solubles, como lo son las formaciones constituidas por calizas y dolomías, ya que en formaciones de arenas, el ácido no graba adecuadamente la cara de la fractura y genera la liberación de finos, a través de la reacción del

²⁵ A. Al-Hassam, Et al. Acid-Fracturing Unlocked the Production Potential of Tight Tuba Carbonate Reservoir, North Kuwait; En: Society of Petroleum Engineers. Malaysia. Nov 7. 2017. 8 p.

²⁶ M. Mofiti, Et al. First Fully Successful Application of a Multistage Acid Fracturing Operation to Stimulate a Carbonate Formation, Resulting in the Implementation in Other Wells in the Mature Bahrah Field, North Kuwait; En: Society of Petroleum Engineers – IADC; Abu Dhabi. Jan 29. 2018. 5 p.

ácido que permite el taponamiento de la fractura, de igual forma en carbonatos sucios con solubilidades menores del 70% en HCL, no es un buen candidato debido a las siguientes razones:²⁷

- ✓ Las creaciones de los canales de flujo grabados se verán dañados debido a la baja solubilidad.
- ✓ La liberación de finos tenderá a taponar los canales de flujo creados en las formaciones de baja permeabilidad.

2.2 MECÁNICA DE LA GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

2.2.1 Proceso de fractura. El proceso de creación de una fractura, inicia con la generación y propagación de una fractura hidráulica²⁸, mediante un fluido viscoso que es bombeado para mantener abierta la fractura gracias a la reacción que se genera en su interior.²⁹

Este es un procedimiento que se realiza de forma secuencial y siguiendo un programa determinado.

Por lo general, es necesario empezar el bombeo con un precolchón de salmuera o gel lineal, con el objetivo de obtener parámetros y valores que puedan optimizar el diseño de fractura propuesto.

Posteriormente se bombea un colchón de gel o ácido emulsionado, con la finalidad de producir la fractura logrando que la roca se abra lo suficiente para inyectar los fluidos que generaran la reacción.

Finalmente, se realiza el bombeo del tratamiento ácido, que es un fluido reactivo con la formación, el cual reacciona con la cara de la fractura a medida que el fluido fluye a través de la longitud de la fractura, generando de esta forma una distribución uniforme de la concentración del ácido, lo cual es equivalente a la disolución de la roca y conductividad de la fractura, tal como se observa en la **Figura 7**.³⁰

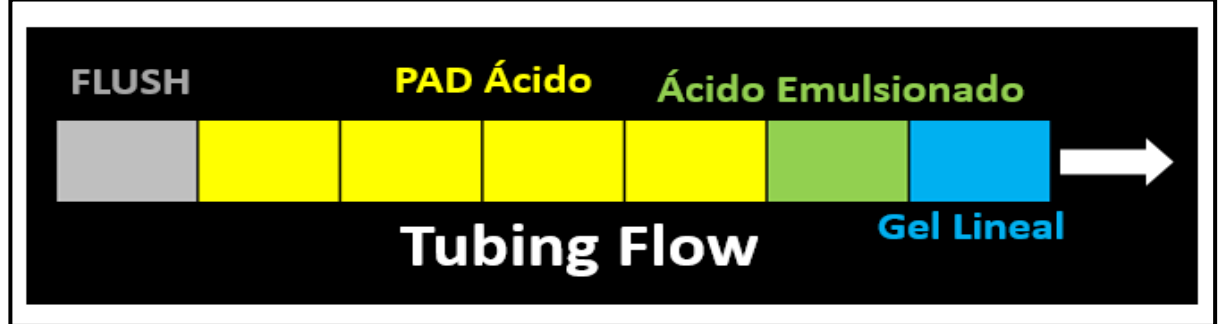
²⁷ PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 3 - 5 p.

²⁸ PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 4 p.

²⁹ M.S. Newman, Et al. A New Efficiency Criterion for Acid Fracturing in Carbonate Reservoirs; En: Society of Petroleum Engineers. Indonesia. Aug 7. 2009. 1 p.

³⁰ M. Pournik, Et al. Effect of Acid Spending on Etching and Acid-Fracture Conductivity; En: Society of Petroleum Engineers. 2013. 1 p.

Figura 7. Esquema tradicional de un fracturamiento ácido.



Fuente: Elaboración propia.

Durante el proceso existen ciertos parámetros que son necesarios controlar y variar en superficie de acuerdo a la respuesta que el pozo vaya mostrando con el objetivo de alcanzar la fractura propuesta, dentro de los cuales se encuentran;³¹

- ✓ Presión de fractura
- ✓ Presión de bombeo
- ✓ Presión de cierre instantáneo
- ✓ Presión de ruptura
- ✓ Gasto de inyección
- ✓ Potencia utilizada
- ✓ Volúmenes de las etapas

2.2.2 Comportamiento de la roca. El comportamiento mecánico de la roca es un factor que es fundamental y debe contemplarse a la hora de realizar este tipo de procedimientos. Para ello es necesario seleccionar un modelo matemático que pueda interpretar dicho comportamiento en el yacimiento.

Existen varios modelos para esta interpretación, sin embargo, el más idóneo es el lineal elástico, el cual es ampliamente utilizado por su simplicidad, ya que es un modelo que combina tan solo dos parámetros, fundamentados en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ε). Para entenderlo es necesario estudiar el Módulo de Young (E) y la Relación de Poisson (ν).³²

2.2.3 Módulo de elasticidad o de Young. El Módulo de Young (E), es la relación entre el esfuerzo aplicado y la tensión longitudinal, es decir, hace referencia a la rigidez de la roca.

³¹ PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 5 p.

³² *Ibíd*, p. 7.

Es un parámetro que expresa la resistencia de la roca a deformarse cuando es sometida bajo condiciones de tensión y compresión.³³

Los valores típicos para las rocas de los yacimientos varían entre 0.5 y 6; a mayor valor de E , mayor es la rigidez de la roca.

El Módulo de Young, es una importante propiedad que impacta la geometría de la fractura y su propagación, la cual a valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada; mientras que a valores mayores se generará una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal.

Los procesos de fracturamiento ácido deben ser diseñados con especial cuidado cuando se encuentran valores de E altos, con la intención de evitar posibles pérdidas del fluido hacia intervalos no deseados.

La **Ecuación 1**, define el Módulo de Young como el cociente entre la tensión y la deformación que aparece al comprimir la roca.

Ecuación 1. Módulo de Young.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Fuente: PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 5 p.

Donde:

- ✓ E : Módulo de Young o de elasticidad. $\left(\frac{N}{m^2}\right)$.
- ✓ σ : Tensión ejercida sobre el área de la sección transversal del elemento, $\left(\frac{N}{m^2}\right)$.
- ✓ ε : Deformación unitaria, relación entre el cambio de longitud respecto a la longitud inicial, (*adimensional*).

2.2.4 Relación de Poisson. La relación de Poisson hace referencia a la relación entre la tensión lateral y la tensión longitudinal que se presenta cuando la roca es comprimida y se deforma en dos direcciones distintas, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo.³⁴

Es un parámetro que representa la cantidad de lados de una muestra de roca que se ven afectados al comprimir la formación.³⁵

³³ ABDOLNABI. Hashemi. Acid Fracturing Treatment in an Iranian Carbonated Reservoir; En: World Petroleum Congress. Irán. 2014. 5 p.

³⁴ PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 8 p.

³⁵ ABDOLNABI. Hashemi. Acid Fracturing Treatment in an Iranian Carbonated Reservoir; En: World Petroleum Congress. Irán. 2014. 5 p.

Definiendo ambas deformaciones con sus respectivas ecuaciones se tiene la **Ecuación 2**, así:

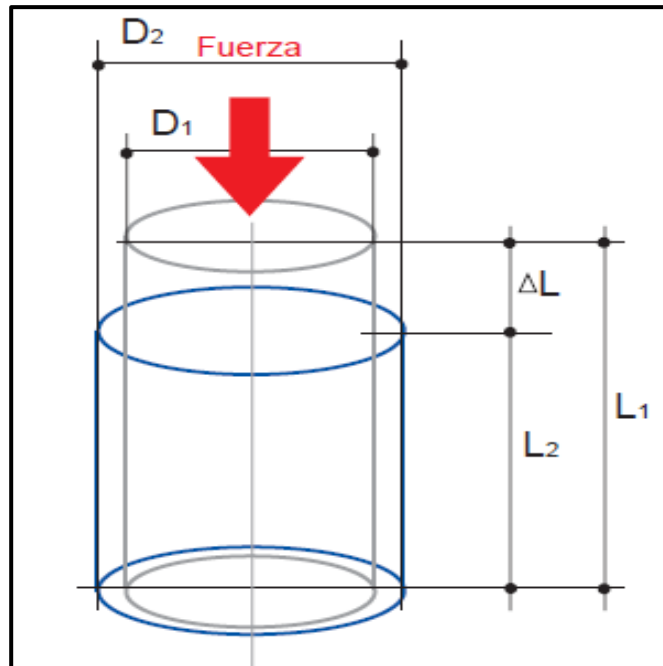
Ecuación 2. Deformaciones evidenciadas al comprimir una roca.

$\varepsilon_1 = \text{Deformación Longitudinal} \qquad \varepsilon_2 = \text{Deformación Lateral}$ $\varepsilon_1 = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \qquad \varepsilon_2 = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$
--

Fuente: PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 8 p.

La **Figura 8**, representa la deformación de un material tanto longitudinal como lateralmente, a partir de esta figura es posible plantear la **Ecuación 2**

Figura 8. Representación de la deformación de un material.



Fuente: PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 8 p.

La relación de Poisson, se define entonces como la relación entre ambas deformaciones, es siempre positiva y menor a 0.5, de allí el signo negativo en la ecuación³⁶, tal como se evidencia en la **Ecuación 3**.

³⁶ PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 8 p.

Ecuación 3. Relación de Poisson.

$$v = -\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2}$$

Fuente: PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 8 p.

Donde:

- ✓ v : Relación de Poisson, (*adimensional*).
- ✓ ε_1 : Deformación longitudinal, (*adimensional*).
- ✓ ε_2 : Deformación lateral, (*adimensional*).

La **Tabla 7**, evidencia los valores típicos de las propiedades elásticas para diferentes tipos de roca, destacando que para las calizas, las cuales hace parte de los yacimientos de carbonatos, sus valores para el Módulo de Young y la relación de Poisson, son respectivamente; $5 - 13 \times 10^6$ psi y 0.30-0.35.³⁷

Tabla 7. Valores típicos de propiedades elásticas.

Tipo de Roca	Módulo de Young ($\times 10^6$)	Relación de Poisson
Caliza	5 – 13	0.30 – 0.35
Arena No Consolidada	0.2 – 1.3	0.25 – 0.35
Arena Consolidada	1 – 8	0.15 – 0.30
Pedernal	4 – 8	0.20 – 0.45
Esquisto / Lutita	1 – 5	0.25 – 0.45
Carbón Mineral	0.1 – 1.0	0.35 – 0.45

Fuente: Elaboración propia, con base en (PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 9 p.)

2.2.5 Estado de esfuerzos. Existen parámetros importantes que deben ser determinados para poder ejecutar los procesos de fracturamiento ácido, ya que estos procesos afectan directamente la formación y a su campo de esfuerzos, es decir, afectan el tamaño y la orientación de la fractura creada.

Dichos parámetros son determinados a partir del campo de esfuerzos locales propio de la formación.

Este campo de esfuerzos puede ser definido por tres esfuerzos de compresión principales perpendiculares entre sí. Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos son determinadas por el régimen tectónico de la región y por la

³⁷ *Ibíd.*, p. 9

profundidad, la presión de poro y las propiedades de las rocas, que definen cómo se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones.³⁸

El concepto de esfuerzo se refiere a la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área, dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza en relación a la superficie, con base a esto se obtiene:³⁹

- ✓ **Esfuerzos normales (σ):** Aquellos esfuerzos que actúan perpendicularmente al plano de aplicación.
- ✓ **Esfuerzos de corte (τ):** Aquellos que actúan paralelamente al plano de aplicación.
- ✓ **Esfuerzos efectivos (σ'):** Carga neta soportada por la estructura mineral sólida.

Los diferentes esfuerzos que se presentan in situ a profundidad de la formación en términos de magnitud y distribución, dependen en gran parte de las condiciones de depositación y de eventos tectónicos ocurridos posteriormente.

Es por esta razón, que se observa una combinación de esfuerzos normales y de corte, que en conjunto genera como resultante los 3 esfuerzos explicados anteriormente, los cuales son perpendiculares entre si y de magnitudes diferentes.

2.3 LONGITUD DE FRACURA EFECTIVA

La longitud efectiva que se pueda alcanzar durante los procesos de fracturamiento ácido en la formación, se encuentra limitada por la reactividad del ácido, siendo mayor cuando la superficie de contacto es grande. De esta misma manera se pueden presentar pérdidas por filtrado, factor que constituye la limitación más grande a la penetración de la misma, ya que es muy difícil de controlar.

La constante erosión y reacción que se genera en las paredes de la roca, gracias al efecto de la reactividad del ácido, no permite que se forme una barrera que limite el filtrado, lo que ocasiona la formación de wormholes o también llamados agujeros de gusano.

Estos wormholes, son canales grandes y vacíos que puede penetrar varios pies en la formación, son causados por la disolución no uniforme de calizas o dolomitas

³⁸ NOLEN. Richard. Elementos del Fracturamiento Hidráulico; En: Oildfield Review Schlumberger, México, 2013. 1 p.

³⁹ PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 10 p.

debido al ácido clorhídrico. La formación de estas estructuras provoca la divergencia indeseada y el excesivo agotamiento del fluido.⁴⁰

2.4 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA EFECTIVA

La conductividad efectiva de una fractura es inversamente proporcional al esfuerzo efectivo aplicado, es decir, a medida que el esfuerzo efectivo aumenta, la conductividad tiende a disminuir. Es importante resaltar la **Ecuación 4**, la cual describe el esfuerzo efectivo dentro de una fractura, de esta manera se tiene:⁴¹

Ecuación 4. Esfuerzo efectivo en una fractura.

$$\sigma' = \sigma_h - p$$

Fuente: PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 13 p.

Donde:

- ✓ σ' : Esfuerzo efectivo dentro de la fractura, $\left(\frac{N}{m^2}\right)$.
- ✓ σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo, $\left(\frac{N}{m^2}\right)$.
- ✓ p : Presión de inyección dentro de la fractura, (*psi*).

De la **Ecuación 4**, se puede concluir que si el esfuerzo horizontal mínimo es alto se puede llegar a cerrar la fractura, esto debido al posible colapso que se puede generar en las paredes de la roca.

⁴⁰ *Ibíd.*, p. 16

⁴¹ *Ibíd.*, p. 17

3. TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA

Los tratamientos de estimulación ácida, han representado muchos desafíos para la industria petrolera, esto debido a que son procesos ligados a la incertidumbre, ya que no pueden ser definidos con reglas exactas, sin embargo, en términos de generación de mejoras inmediatas de índices de producción y potencial de retorno a un precio razonable, los procesos de estimulación con ácidos no tienen comparación.

Las diferentes intervenciones a lo largo de los años, han revelado que los procesos de estimulación con ácido no son una ciencia exacta y que por el contrario, es un arte que aún no se ha logrado dominar completamente, está abierto a oportunidades con experimentos, nuevos conceptos y nuevos enfoques, ya que hoy en día existe una gran variedad de artículos y documentos técnicos que revelan la implementación de este tipo de procesos.

En el siguiente capítulo se hará una recopilación de lo anteriormente mencionado con la intención de tener un estado del arte amplio que permita generar la mejor estrategia de selección de los fluidos fracturantes que son utilizados durante la ejecución de estas intervenciones

3.1 HISTORIA DE LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS

Los procesos de estimulación con ácidos datan desde el año 1895, cuando la Standard Oil Company utilizó ácido clorhídrico, HCL, para estimular pozos de petróleo productores, pertenecientes a formaciones de carbonatos en Lima, Ohio.⁴² Fue Herman Frasch⁴³, jefe químico de la Standard Oil Company, quien fue acreditado como inventor de esta técnica de estimulación. Recibió la primera patente de acidificación el 17 de marzo de 1896.

La patente de Herman Frasch fue la primera de los 3 grandes descubrimientos en la historia del fracturamiento ácido en formaciones de carbonatos, las cuales se reseñan a continuación.⁴⁴

3.1.1 Patente de Frasch. En su primera patente, Frasch propuso un ácido muriático compuesto entre el 30 % y 40% de ácido clorhídrico. Esta composición fue utilizada con éxito en los pozos de Ohio, Lima. Sin embargo su uso fue poco frecuente por aproximadamente 30 años, ya que se registró un aumento de

⁴² *Ibíd.*, p. 3

⁴³ FRASCH, Herman. 1851 - 1914.

⁴⁴ KALFAYAN, Leonard. Fracture Acidizing: History, Present State and Future. Society Petroleum Engineers, 2007. 2 p.

corrosión en la tubería de revestimiento, fue hacia los años de 1920 y 1932, que la técnica de estimulación ácida se convirtió comercialmente atractiva para las empresas en términos de incremento de producción.⁴⁵

La patente de Frasch, incluye elementos que hoy en día se usan, Frasch sugirió la necesidad de someter el ácido a una alta presión con el fin de que el ácido se comportara de la misma forma a una distancia mayor del pozo. Recomendó el uso de un overflush para desplazar el ácido y lograr que este penetrara más allá dentro de la roca. La necesidad de protección contra la corrosión, fue anticipada por Frasch.

3.1.2 Compañía química Dow y Pure Oil. La segunda patente fue a través del trabajo de Sylvia Stoesser⁴⁶, en la compañía química Dow, Sylvia fue la primera mujer científica que se unió a la compañía en 1929. En conjunto con John Grebe, desarrollaron un ácido inhibidor para los tratamientos de estimulación de pozos petroleros, a través de componentes orgánicos que fueran capaces de proteger la tubería de la corrosión. En 1932, la compañía Pure Oil en conjunto con Dow se asociaron para estimular varios pozos con formaciones de calizas en Michigan, utilizando dicho ácido.⁴⁷

3.1.3 Modelo cinético de Nierode y Williams⁴⁸. La tercera patente se desarrolló en 1972 cuando Nierode y Williams presentaron un modelo cinético de la reacción del HCL en formaciones de carbonatos. Nierode y Williams utilizaron su modelo para predecir las reacciones que tendría el ácido durante procesos de fracturamiento, basaron su estudio en 3 aspectos;

- ✓ Control de las pérdidas del ácido.
- ✓ Tasa de inyección de ácido.
- ✓ Factores que influyen en la longitud y conductividad de la fractura.

3.2 TIPOS DE ESTIMULACIÓN ÁCIDA

Los ácidos son utilizados como agentes estimulantes, debido a su habilidad de disolver los minerales de la formación y materiales extraños que se encuentren en el pozo.

Existen tres tipos generales acerca de los tratamientos ácidos;⁴⁹

⁴⁵ *Ibíd.*, p. 2

⁴⁶ STOESSER, Sylvia. 1901 - 1991.

⁴⁷ KALFAYAN, Leonard. Fracture Acidizing: History, Present State and Future. Society Petroleum Engineers, 2007. 3 p.

⁴⁸ D.E. Nierode, B.B. Williams and C.C Bombardieri. Prediction of Stimulation from Acid Fracturing Treatments. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1972. 31 p.

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 15

- ✓ Lavado ácido
- ✓ Acidificación matricial
- ✓ Fracturamiento ácido

Adicionalmente a los procesos mencionados anteriormente, los ácidos también son utilizados para,⁵⁰

- ✓ Disolver finos que se encuentren en la entrada de los perforados durante los procesos de cañoneo.
- ✓ Romper emulsiones en la formación que son formadas por partículas de finos que el ácido puede disolver.
- ✓ Romper fluidos viscosos que no lograron romperse en sus respectivos tratamientos.
- ✓ Como un prelavado en operaciones de cementación remedial.

3.2.1 Lavado Ácido. Durante el lavado ácido, el objetivo principal es realizar una limpieza a través de la tubería de producción y en las cercanías del pozo, con la intención de retirar finos presentes en el pozo o abrir los perforados que se encuentren tapados. Para este tratamiento la formación no se ve alterada ya que es un tratamiento que se emplea para generar limpieza de finos y escombros que se puedan encontrar en el pozo y puedan ocasionar una restricción del flujo.

El lavado ácido consiste en utilizar una pequeña cantidad de ácido, aproximadamente el 25% de lo habitual, en la posición deseada en el pozo y permitir que este reaccione sin una agitación externa, el ácido circula por el pozo con la intención de limpiar los perforados y la cara de la formación.⁵¹

3.2.2 Acidificación matricial. La acidificación matricial, se caracteriza por manejar presiones que sean inferiores a la presión de fractura de la formación, y se aplica solamente a formaciones que presentan daño, sin embargo, pueden existir casos en donde esto no se cumple.⁵²

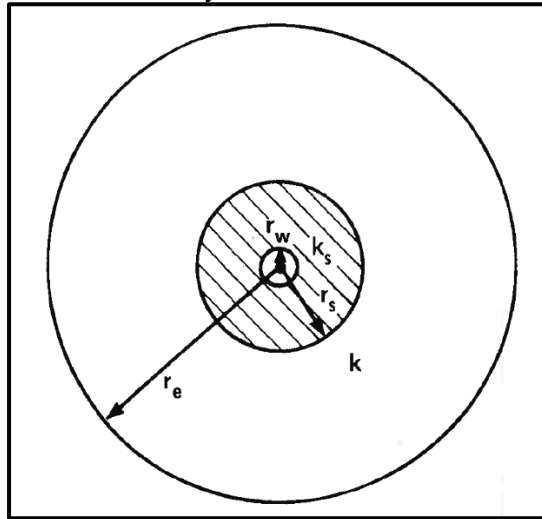
El tratamiento tendrá mayor éxito en aquellos pozos en los cuales existe un daño de formación, y en el cual se genere una restricción al flujo, la **Figura 9** ilustra un sistema radial en el cual la zona que presenta daño se extiende desde r_w (radio del pozo) hasta r_s (radio del daño).

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 5

⁵¹ WILLIAMS, Bert. *Acidizing Fundamental*; New York: Society Petroleum Engineers, 1979. 5 p.

⁵² KALFAYAN, Leonard. *Production Enhancement with Acid Stimulation*. PennWell Corporation, 2008. 137 p.

Figura 9. Esquema del daño de formación en el límite del yacimiento.



Fuente: WILLIAMS, Bert. Acidizing Fundamental; New York: Society Petroleum Engineers, 1979. 6 p.

El propósito de una acidificación matricial, es lograr una penetración radial en la formación y es empleada cuando el fracturamiento ácido no puede llevarse a cabo por riesgos asociados a la producción, es realizada con la intención de mejorar el flujo capilar, es decir, la permeabilidad a través de la región de daño en las cercanías del pozo, esto puede lograrse al disolver la roca que se encuentra en esta región.

La mayoría de los tratamientos de acidificación matricial, utilizan mezclas de HCL, ya que este es un ácido que disuelve calizas y dolomitas, con la intención de permitir la apertura de los canales conductivos, los cuales darán paso a la formación de wormholes, logrando así evitar el daño de formación cercano al pozo, lo anteriormente descrito puede tener una zona de tratamiento mucho más larga en formaciones de arenas.

Sistemas retardados de ácidos pueden extender la longitud y número de wormholes creados, ya que estos sistemas de fluidos, contienen ligeramente ácidos gelificados, surfactantes, retardadores, emulsificadores, entre otros aditivos, que permiten al fluido tener diferentes propiedades para evadir efectivamente el daño de formación, el cual generalmente sólo ocurre en la zona cercana al pozo.⁵³

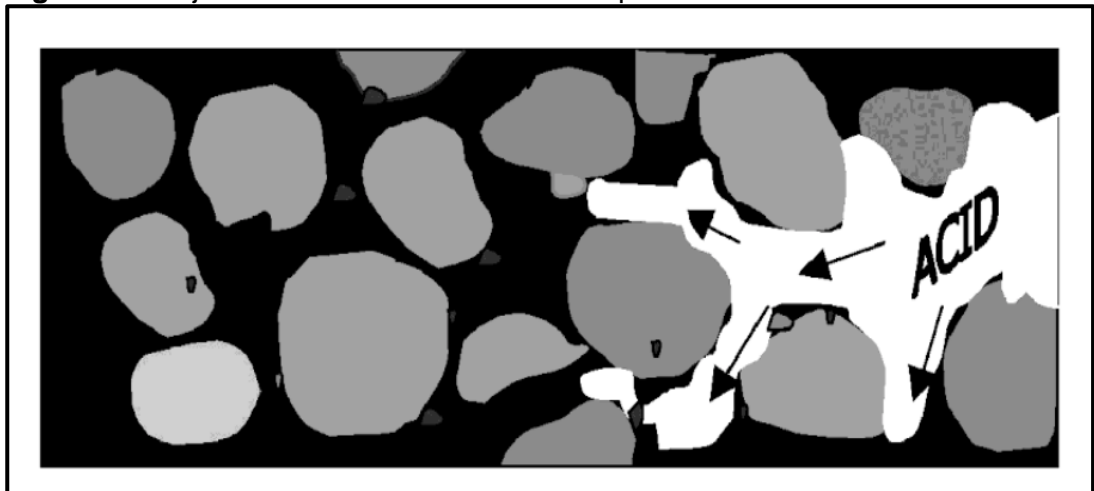
Para las acidificaciones en arenas, los tratamientos matriciales deben ser diseñados con el principal objetivo de remover o disolver el daño de formación, que pueda

⁵³ WILLIAMS, Bert. Acidizing Fundamental; New York: Society Petroleum Engineers, 1979. 5 p.

existir a causa de taponamientos en la zona de los perforados y en la red de poros de las formaciones cercanas al pozo. Teóricamente, el ácido fluye a través del sistema de poros de la roca, disolviendo a su paso los sólidos y finos que se encuentran atrapados en los espacios porales, que impiden el flujo de los hidrocarburos.

La **Figura 10**, representa el flujo del ácido a través de la matriz de la arena, el cual a su paso es capaz de disolver pequeños finos y partículas presentes en el espacio poral, en las gargantas de poro y a lo largo de las paredes del mismo.

Figura 10. Flujo del ácido a través del sistema poral de una matriz en arenas.



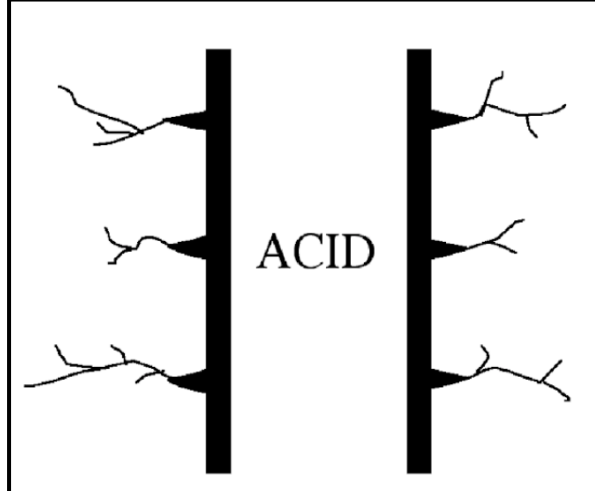
Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 16 p.

La **Figura 11**, representa la penetración que realiza el ácido en la zona cerca al pozo, y muestra cómo se va expandiendo desde los perforados, generando la formación de los wormholes conductivos con algunas extensiones, hacia la formación en las rocas de carbonato, este es un fenómeno que es similar a los canales formados por organismos llamados gusanos de tierra presentes en el subsuelo, de donde se deriva su nombre.⁵⁴

Los ácidos débiles, como ácidos carboxílicos (Ácido Acético) y sistemas ácidos retardados (ácidos viscosificados), tienden a crear más extensiones a partir de los wormholes, lo cual es lo que se espera pero hasta cierto punto. La creación de los wormholes depende de la tasa de inyección del ácido, temperatura y características de reacción de la formación.

⁵⁴ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 17 p.

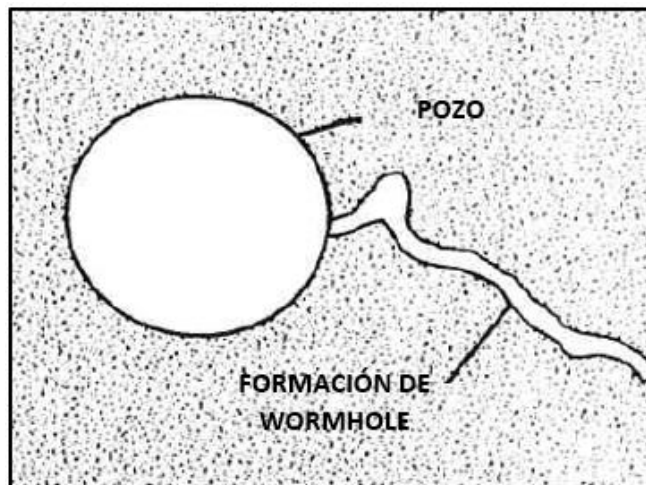
Figura 11. Wormholes inducidos por ácido.



Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement With Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 17 p.

Muy a menudo, el ácido forma wormholes predominantes a partir de limitados perforados sin tener una extensión significativa, este es el caso de ácidos fuertes como el HCL, como se observa en la **Figura 12**.

Figura 12. Patrón de Wormhole por tratamiento ácido en una matriz de carbonato.



Fuente: WILLIAMS, Bert. Acidizing Fundamental; New York: Society Petroleum Engineers, 1979. 7 p.

Existe un amplio rango de posibilidades sobre la creación de estos canales, dependiendo de las condiciones de la matriz, la tasa de inyección del ácido y la reactividad que tenga el ácido con la roca, el cual a su vez es función de las propiedades del fluido y la temperatura. Para cada formación con determinadas

características y propiedades, existirá una combinación óptima, una tasa de inyección específica y un grado de reactividad determinado.⁵⁵

Daccord, Touboul y Lenormand⁵⁶, presentaron el primer estudio cuantitativo sobre el fenómeno de wormholes, con la intención de optimizar los tratamientos de acidificación matricial, en su estudio demuestran que dada una geometría, los wormholes pueden ser cuantificados por medio de un único parámetro, su longitud hidráulica, de esta forma determinaron que existen 3 tipos de grabado; compacto, tipo de wormhole u homogéneo.

3.2.2.1 Procedimiento convencional para la acidificación matricial. La acidificación matricial es un proceso relativamente sencillo, a continuación se presenta el paso a paso de su ejecución en campo.

- **Pickling.** Este es un procedimiento que se realiza en formaciones de arenas, en el cual, la tubería destinada para la inyección debe ser lavada antes de dar inicio con el bombeo de los fluidos del tratamiento ácido, para ello se utiliza HCL inhibido del 5% al 15%, aunque generalmente se hace al 7.5%, puede usarse alguna solución especial propia para esta operación.

Debe hacerse con HCL ya que este ácido contiene un agente controlador de hierro y un inhibidor de corrosión. Su principal objetivo es liberar a la tubería de agentes de hierro que puedan contaminar el fluido de estimulación.

- **Preflush.** El propósito del preflush o pre lavado es remover partículas orgánicas e inorgánicas de sarro de la tubería, antes de realizar la inyección de la etapa ácida del tratamiento. Solventes aromáticos como Xileno, pueden ser empleados para remover depósitos de hidrocarburos.

Es posible utilizar concentraciones de HCL entre el 5% y 7.5% con la intención de remover moho o sarro inorgánico, de igual forma para el resto de partículas puede emplearse ácidos neutros o no reactivos a temperaturas por encima de 140°F. Esta operación sirve para desplazar crudo que se encuentra cerca al pozo, con la intención de prevenir emulsiones.

- **Etapa Ácida.** El propósito de la etapa ácida, es remover o bypasear el daño de formación. Esta etapa utiliza concentraciones generalmente entre 15% y 28% de HCL y volúmenes de fluido entre 10 y 300 gal/ft, sin embargo la mayoría de los

⁵⁵ *Ibíd.*, p. 153

⁵⁶ DACCORD,G.; TOUBOUL,E. and LIETARD,O. Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon. En: Society Petroleum Engineers. p. 1.

tratamientos requiere entre 25 y 150 gal/ft, dependiendo el daño que se tenga y de la porosidad de la formación.

La penetración del ácido en formaciones de carbonato no es uniforme, ya que en la mayoría de las formaciones, los poros de la roca no poseen la misma forma ni tamaño, esta heterogeneidad en la porosidad, permite que se dé el fenómeno de canalización, en el cual el ácido realiza una penetración más profunda de la esperada, generando así un aislamiento de porciones de la matriz.

Concentraciones altas al 28% de HCL se han empleado para remover daños de formación que se encuentran más lejos del pozo, pero para la mayoría de los casos la concentración de HCL adecuada es del 15%.

- **Overflush.** El propósito de esta operación es desplazar el ácido de la zona de los perforados. Agua fresca es utilizada en esta etapa, mezclas de crudo y diesel son utilizadas en pozos de petróleo, pero existe el riesgo de presentar incompatibilidad con el ácido. Gas nitrógeno es empleado en pozos de gas.⁵⁷

3.2.2.2 Sistemas ácidos retardados en acidificaciones matriciales. Los sistemas ácidos retardados ayudan a incrementar la penetración del ácido por medio de un bloqueo de la reacción ácida, de igual forma, sirven para reducir la tasa de pérdida del fluido de estimulación por fuera de la matriz, durante la creación de los canales, generando así extender la penetración y extensión de dichos canales.

La formación de pequeños ramificaciones promovidas por los ácidos retardados, pueden ser beneficiarias en cierto punto, ya que excesivas ramificaciones no son deseadas en estimulaciones matriciales, debido a que estas reducen la penetración del ácido y la conductividad del fluido. De esta forma retardar el sistema ácido puede ser bueno en la medida que no se de origen a múltiples ramificaciones dominantes.

El ácido puede ser retardado por medio de 3 mecanismos.⁵⁸

- ✓ Retardación del ácido con surfactantes.
- ✓ Retardación química.
- ✓ Retardación física.

- **Retardación con surfactantes.** La retardación del ácido puede ser lograda agregando surfactantes, los cuales tienen como función cubrir la superficie de los poros, de este modo generan una barrera que impide la reacción inmediata del ácido con las paredes del poro.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 160

⁵⁸ *Ibíd.*, p. 161

Este tipo de sistemas son muy deseados en la industria, debido a su simplicidad y su aplicación en pozos de altas temperaturas. El HCL y ácidos orgánicos pueden ser retardados con la adición de surfactantes.

- **Retardación química.** Este método consiste en la adición de ácidos orgánicos o productos ácidos de reacción como CaCl_2 o CO_2 . El cloruro de calcio (CaCl_2) es muy utilizado en la acidificación de formaciones que contengan anhidrita (CaSO_4) ya que ayudan a disminuir su disolución en HCL, de este modo cuando el ácido se gasta por completo, la precipitación de anhidrita es menor.

Por su parte el dióxido de carbono (CO_2) retarda el HCL generando un enfriamiento y cambio en el equilibrio y cinética de la reacción.

- **Retardación física.** La retardación física del ácido se logra gracias al espesamiento o incremento de viscosidad que sufre el ácido. Esto se puede realizar con polímeros gelificados, surfactantes y ácidos espumosos, con la intención de disminuir la tasa de difusión del ácido en la superficie de la roca y de igual forma reducir la cantidad de fluido que se puede perder hacia la formación, generando así un aumento en la distancia de penetración del ácido.

Los ácidos espumados son muy efectivos mejorando el contacto cuando los tratamientos son muy largos.

Ácidos con polímeros gelificados son utilizados en menor proporción que los espumados ya que no proporcionan un alto grado de retardación.

Ácidos con surfactantes, llamados también como sistemas de ácidos visco elásticos, han resultado exitosos en formaciones de carbonatos, ya que los surfactantes generan viscosidad al sistema logrando retardar la reacción.

Los ácidos con agentes gelificantes son utilizados especialmente en pozos muy profundos ya que funcionan como reductores de fricción.

Los sistemas más viables que generan una mayor penetración del ácido son los ácidos emulsificados o los ácidos visco elásticos.

3.2.2.3 Lineamientos para la acidificación matricial en carbonatos. En 1984, McLeod⁵⁹, realizó los lineamientos necesarios para realizar acidificaciones matriciales en formaciones de carbonatos, las cuales son útiles para el diseño de tratamientos de acidificación, especialmente para pozos nuevos o pozos sin estimulación previa. Estos lineamientos se observan en la **Tabla 8**.

⁵⁹ MacLeod, H.O. Matrix Acidizing. Society Petroleum Engineers. 1984.

Tabla 8. Lineamientos usados para acidificación matricial.

Aplicación	Ácido Recomendado
Fluido de cañoneo	5% Ácido acético
Daño en perforados	9% Ácido fórmico
	10% Ácido acético
	15% HCL
Daño en fondo de pozo	15% HCL
	28% HCL
	HCL - Mezcla ácidos Orgánicos
	Mezcla - Fórmico y Acético
	Ácido emulsificado
	Ácido espumoso

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 165 p.)

3.2.2.4 Técnica de divergencia del ácido. La divergencia es una técnica utilizada en tratamientos de inyección, como estimulación matricial, para asegurar una distribución uniforme del fluido de tratamiento a través del intervalo de tratamiento.

Los fluidos inyectados tienden a seguir la ruta de menor resistencia, lo que posiblemente genere que las áreas menos permeables reciban un tratamiento inadecuado.

Al utilizar algún método de desviación, se puede concentrar el tratamiento en las áreas que más lo necesitan. Para que sea efectivo, el efecto de divergencia debe ser temporario para permitir que se restaure la productividad total del pozo cuando se complete el tratamiento.⁶⁰

La distribución uniforme del ácido en la matriz en formaciones de carbonatos, es mucho más complejo que en las formaciones de arena, esto debido a que los carbonatos tienen un porcentaje de solubilidad alto y existe la formación de canales.

Existen 3 métodos efectivos que son utilizados en la industria para llevar el ácido hasta la matriz, estos métodos pueden ser utilizados solos o combinados;⁶¹

- ✓ Esferas con sellos.
- ✓ Ácido Gelificado.
- ✓ Ácido Espumado.

⁶⁰Schlumberger, Oilfield Glossary. Agente Divergente. En: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diverting_agent.aspx.

⁶¹ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 165 p.

3.2.2.5 Tratamientos convencionales para acidificaciones matriciales. A continuación se presentan diferentes procedimientos exitosos como ejemplo de acidificación matricial, que se han realizado en diferentes partes del mundo, bajo diferentes condiciones de formación, temperatura y tipo de fluido, las cuales son base para determinar las concentraciones del ácido a utilizar en dichos procesos, las tablas con los sistemas ácidos utilizados pueden ser vistas en el anexo B.

- **Tratamiento de acidificación matricial usado en la región de Midcontinent.** Este tratamiento de acidificación matricial que se empleó en la región de Midcontinent en Estados Unidos, se realizó con el objetivo de generar ruptura en la zona de los perforados. El ácido usado en la primera etapa puede ser el mismo de las etapas 2 y 3, el cual algunas veces es llamado ácido de hierro que contiene 15 % HCL, un aditivo de control de hierro e inhibidores de corrosión.

- **Tratamiento de acidificación matricial para formaciones con temperatura moderada.** Para este tratamiento de acidificación matricial que se empleó en la formación Austin Chalk en Texas para temperaturas moderadas de hasta 150 ° F, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

- **Tratamiento de acidificación matricial para formaciones con temperatura muy alta.** Para este tratamiento de acidificación matricial que se empleó para formaciones de carbonato con altas temperaturas mayores a 300 ° F, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión, agentes de control de hierro, surfactantes y se recomienda que el ácido contenga 0.5% - 1% de agentes gelificados como poliacrilamida.

- **Tratamiento de acidificación matricial para remover o bypasear el daño de formación.** Para este tratamiento de acidificación matricial que se empleó en formaciones de calizas y dolomitas para remover o bypasear el daño de formación en pozos maduros, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión, agentes de control de hierro, surfactantes y se recomienda que el ácido contenga 0.5% - 1% de agentes gelificados como poliacrilamida

- **Tratamiento de acidificación matricial para limpieza de zonas de interés cortas, pozos nuevos y altas temperatura.** Este tratamiento de acidificación matricial que se empleó en la formación Smackover, fue formulado para la limpieza de zonas de interés cortas menores a 50 ft, en pozos nuevos y con altas temperaturas de hasta 325 ° F. Para el tratamiento es necesario emplear aditivos tales como; 1% de agente gelificador, 2% de inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

- **Tratamiento de acidificación matricial multietapas para pozos de alta temperatura.** Para este tratamiento de acidificación matricial multietapas

empleado en pozos de altas temperaturas de hasta 300 ° F y con zonas de interés largas de 300 ft, el ácido de la etapa 2 puede ser retardado químicamente por medio de surfactantes gelificados o espumosos. Es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión, agentes de control de hierro y aditivos retardadores.

3.2.3 Fracturamiento ácido. Este tipo de estimulación es el último de los tres mencionados anteriormente y el cual será objeto de estudio del presente trabajo, por lo cual se realizara un estado del arte más amplio.

3.3 APLICACIONES DE LOS TRATAMIENTOS ÁCIDOS

Existen 3 propósitos principales para la aplicación de los tratamientos ácidos descritos anteriormente.⁶²

- ✓ Fluidos de cañoneo, limpieza y ruptura. (Sistemas ácidos).
- ✓ Evadir o bypassar el daño de formación (Fracturamiento ácido, acidificación matricial).
- ✓ Estimulación de formaciones (Fracturamiento ácido).

3.3.1 Fluidos de cañoneo, limpieza y ruptura. (Sistemas ácidos). En formaciones de carbonatos, el ácido acético usualmente entre concentraciones de 9% o 10% funciona como un fluido de cañoneo muy efectivo. El ácido acético es un ácido que es templado ya que es lo suficientemente fuerte para disolver escombros que se encuentren en los perforados, generando una limpieza de los mismos.

Si es necesario en las operaciones de completamiento y cañoneo, puede utilizarse tratamientos pequeños de ácido acético bajo concentraciones entre 10 % y 15% o HCL entre 7,5% y 15% con la intención de limpiar o estimular durante estas operaciones.

3.3.2 Evasión del daño de formación. Evadir o bypassar el daño de formación en formaciones de carbonatos, puede lograrse utilizando cualquiera de los dos métodos explicados anteriormente; acidificación matricial o fracturamiento ácido.

En la acidificación matricial se formarán wormholes que se espera obtengan una longitud más allá del radio de daño, de este modo se logrará bypassarlo. La creación de los wormholes puede estar influenciadas por la naturaleza del sistema ácido fracturante, ya que existen ácidos que pueden tener reacciones a bajas velocidades, como el ácido acético.

⁶² *Ibíd.*, p. 139

Ácidos fuertes como el HCL generalmente forma wormholes largos que se extienden a lo largo de los perforados, pero si el ácido no se desvía correctamente, solo se realizará la creación de un solo wormhole, el cual recibirá después todo el ácido que sea inyectado.

3.3.3 Estimulación de formaciones. En formaciones de carbonatos la única forma de poder realizar una estimulación a los yacimientos, es por medio de procesos de fracturamiento, ya sea ácido o hidráulico. Para poder estimular una formación sin daño debe crearse un canal que sea altamente conductivo y con una longitud suficiente en la formación, lo anterior solo es posible por medio de procesos de fracturamiento.⁶³

Generalmente se obtienen buenas conductividades en formaciones que son altamente heterogéneas y en las cuales el grabado puede ser selectivo.

A pesar de que la conductividad y longitud de la fractura son difíciles de predecir, por medio de este tipo de procesos como lo son los fracturamientos tanto ácidos como hidráulicos, pueden sustancialmente mejorar la productividad e incluso la implementación adecuada de fracturamientos ácidos en todo un campo, puede llegar a implementar las reservas de gas y de petróleo.⁶⁴

3.4 AFECTACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE PROCESOS DE ESTIMULACIONES ÁCIDAS

Los diseños de estimulación de los pozos, deben realizarse con especial cuidado para evitar que los fluidos a utilizar durante los tratamientos, dejan residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidad con los fluidos de la formación.

Es por esta razón, que es de vital importancia realizar una correcta selección del fluido de estimulación, teniendo en cuenta las condiciones propias del pozo, para evitar daños de formación severos o incluso permanentes.

Especialmente en estimulaciones con ácido, lo anterior tiene mucha importancia, ya que al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y arrastrados a la formación, lo cual es un problema, ya que una vez el ácido se gaste, estos compuestos se precipitaran dando lugar a obstrucciones en el medio poroso.

Pese al alto incremento de la demanda de energía, la estimulación de pozos ha cobrado un valor muy alto, ya que a través de este tipo de intervenciones, se logra

⁶³ *Ibíd.*, p. 140

⁶⁴ *Ibíd.*, p. 141

mejorar la producción de petróleo y gas para aumentar las reservas y cubrir dicha demanda.

La estimulación ha llegado a ser hoy en día un procedimiento estándar, ya que se aplica con mucha frecuencia y en todo tipo de formaciones y profundidades de pozos petroleros. Con el pasar de los años, la evolución de la tecnología ha enriquecido los procesos de estimulación, desarrollando métodos, materiales, y equipos para poder estimular cualquier tipo de yacimiento. Sin embargo, es de vital importancia tener presente las premisas que permiten la existencia de un pozo productor rentable, estas son;

- ✓ Existencia de hidrocarburos.
- ✓ Conductividad.
- ✓ Energía suficiente para propiciar el flujo hacia el pozo

Estas 3 premisas en conjunto gobiernan la productividad de los pozos y al estudiarlas, junto con otros parámetros, es posible determinar o no una estimulación.

Debido a que la estimulación de pozos está relacionada con el mejoramiento de la productividad, es necesario tener presente, que el éxito de estos procedimientos depende de las condiciones a las cuales se encuentre el pozo, por lo cual, esto obliga a tener un conocimiento de los parámetros de producción, para evaluar si es necesario realizar una estimulación.

El daño de formación, es uno de estos parámetros, y hace referencia a la pérdida de productividad parcial o total y natural o inducida de un pozo, como resultado de un contacto entre la roca y fluidos o materiales extraños, asimismo puede ser resultado de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.⁶⁵

Para evaluar el daño de una formación, es necesario primero entender el término daño en la ecuación de Darcy. Si se considera un pozo productor en condiciones de flujo permanente, en un yacimiento radial - circular como el que se ilustra en la **Figura 13 a**, se tiene que para condiciones ideales de flujo, en la **Ecuación 5** se observa la ecuación de Darcy.

⁶⁵ ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 4 p.

Ecuación 5. Ley de Darcy para condiciones ideales de flujo

$$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf\ ideal})}{\mu \ln(r_e/r_w)}$$

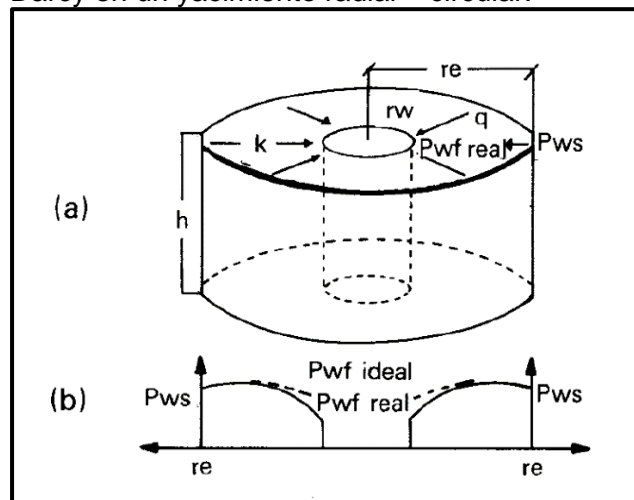
Fuente: ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 4 p.

Donde:

- ✓ k : Permeabilidad equivalente, (mD).
- ✓ q : Tasa de producción, (BPD).
- ✓ h : Espesor de la zona productora, (ft).
- ✓ $P_{wf\ ideal}$: Presión de fondo fluente a condiciones de flujo ideales, (psi).
- ✓ μ : Viscosidad de los fluidos del yacimiento, (Cp).
- ✓ r_w : Radio del pozo, (ft).
- ✓ r_e : Radio de drenaje, (ft).

Haciendo una suposición de que no existe ninguna alteración en la permeabilidad virgen de la formación y que no hay restricción de los fluidos al ingresar al intervalo de producción, el comportamiento de la presión es similar al ilustrado por la línea discontinua en la **Figura 13 b**.

Figura 13. Condiciones esquemáticas del flujo de Darcy en un yacimiento radial – circular.



Fuente: ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 4 p.

Lo anteriormente dicho, se asegura para pozos en los cuales las condiciones de flujo son ideales, sin embargo, para condiciones de pozo reales, es común que exista una caída de presión adicional (ΔP_s), la cual fue definida en función del “Efecto

de daño” (S) por Van Everdingen and Hurst, de la siguiente manera en la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Diferencia de presiones.

$\Delta P_s = P_{wf\ ideal} - P_{wf\ real}$	
Dada por	De donde
$P_{wf\ ideal} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf\ real}$	$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S$

Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement With Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 22 p.

Sustituyendo $P_{wf\ ideal}$, en la Ecuación 6, se tiene, la **Ecuación 7**:⁶⁶

Ecuación 7. Ley De Darcy para condiciones reales de flujo.

$q = \frac{2\pi kh(P_{ws} - P_{wf\ real})}{\mu(\ln(r_e/r_w) + S)}$
--

Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 22 p.

La **Ecuación 7**, representa las condiciones reales de flujo del yacimiento hacia el pozo. Es importante resaltar que la tasa de producción, q , es directamente proporcional a la permeabilidad, k , e inversamente proporcional al factor daño, S .

Es por esto que junto con las características del yacimiento, la permeabilidad y el daño de formación, son dos variables que cobran una gran importancia en los diseños de procesos de estimulación ácida.

La combinación de un yacimiento que tenga una permeabilidad baja y un alto factor de daño, genera un pozo con una productividad muy baja, debido a esto, estos dos factores deben entenderse y ser definidos antes de realizar un proceso de estimulación ácida.

En términos de permeabilidad, la probabilidad que existe de incrementar esta variable y obtener resultados favorables de producción, es muy baja, por lo cual para casos puntuales en donde se tienen pozos con permeabilidades muy bajas (< 10 mD), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es por medio de procesos de fracturamiento.

⁶⁶ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 22 p.

Al aplicar este tipo de estimulaciones, las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la producción se debe básicamente al cambio de régimen de flujo, ya que pasa de ser radial - circular a lineal, hacia una superficie mayor dentro del yacimiento, como resultado de la generación de un canal conductivo creado por el fracturamiento.⁶⁷

Por otro lado, cuando se tienen pozos con un valor de daño muy elevado, se considera generalmente que es un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y actividades que fueron necesarias realizar con el fin de poner el pozo en producción.

Este daño que ocurre en los alrededores del pozo puede ser eliminado o disminuido por medio de procesos de estimulación matricial.

3.4.1 Mecanismos del daño de formación. Partiendo de la ecuación de Darcy, se puede concluir que la disminución de producción depende básicamente de una reducción de la permeabilidad de la formación a los fluidos o de un incremento en la viscosidad de los mismos. Dicha permeabilidad dependerá netamente de la heterogeneidad del yacimiento.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación son;⁶⁸

- ✓ Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un taponamiento de los canales porosos de la roca.
- ✓ Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de los fluidos o de un cambio de mojabilidad de la roca.
- ✓ Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento, propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos del yacimiento.

3.4.1.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación. Cuando existe una disminución del espacio poral en la roca, esta puede reducir o perder su permeabilidad absoluta, este fenómeno ocurre cuando partículas sólidas se depositan en tales espacios porales o porque el volumen de material sólido de la roca aumenta. Dependiendo el tamaño de las partículas, pueden invadir el espacio poral, quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en las fisuras naturales o inducidas.

Como se mencionó anteriormente, estas partículas sólidas pueden provenir de diferentes fluidos, ya sea de control, procesos de cementaciones, recortes por parte de la broca o pueden ser propias de la formación, asimismo se pueden originar a

⁶⁷ *Ibíd.*, p. 22

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 18

partir de reacciones secundarias de los propios fluidos de la formación o por incompatibilidad de los fluidos externos con los minerales que constituyen la composición de la roca.

Sin importar la procedencia de la formación de este tipo de partículas, se generará una reducción considerable del espacio poral en la roca, afectando así de manera considerable la permeabilidad de la misma. Esto debido a que la presencia de cualquier sólido en estos conductos, proporcionan una disminución drástica tanto de la porosidad, como del radio medio de los canales porosos y en consecuencia de ello, un decremento de la permeabilidad absoluta de la roca.

3.4.1.2 Reducción de la permeabilidad relativa. La reducción de la permeabilidad relativa se ocasiona cuando hay un incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, esto debido a una invasión del filtrado o por posible conificación del agua de formación.

Si el filtrado, producto de la invasión, contiene surfactantes que fueron usados en los diferentes fluidos que se utilizan en el pozo, se puede presentar un cambio en la mojabilidad de la roca, reduciendo así la permeabilidad relativa al petróleo.

De igual forma, existen otros factores que también pueden afectar la permeabilidad, como lo son la geometría de los poros, la cual está asociada al área superficial y afecta a la permeabilidad. Al disminuir el volumen de los poros, se aumenta el área superficial y de esta forma las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua también aumenta, de manera similar, la saturación de agua comienza a aumentar, dejando así un menor espacio disponible para el flujo de petróleo.

3.4.1.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento. Una alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento puede ocurrir debido a una incompatibilidad entre de los fluidos que invaden la formación y los fluidos propios de la misma, esta incompatibilidad ocasiona la creación de emulsiones estables, a partir de la mezcla entre el filtrado y fluidos propios de la formación. De esta forma, la reducción de la productividad dependerá de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada.

Agentes surfactantes tienen la tendencia de estabilizar las emulsiones, así como también la mojabilidad del yacimiento, sin embargo, las formaciones que se encuentren mojadas por agua reducen esta tendencia.

Otros factores que contribuye con el incremento de viscosidad, son los cambios de presión y temperatura que se producen al dirigirse los fluidos hacia el pozo, generando un aumento en la viscosidad y propiciando la formación de emulsiones.

4. FRACTURAMIENTO ÁCIDO

Los tratamientos ácidos en los cuales se emplean tasas de inyección que superan la presión de formación, se llaman fracturamiento ácido, este es un proceso que a diferencia de la acidificación matricial puede ser aplicado en pozos que presenten o no un daño de formación. Su implementación va encaminada al cumplimiento de evadir o bypassar el daño de formación o estimular una formación sin daño.

En Colombia no existe aún un registro de la implementación de este tipo de procesos debido a que el porcentaje de hidrocarburos que se encuentra en formaciones de carbonatos recibe en medio oriente, cerca del 40 % de gas y 60% de petróleo, sin embargo, se han realizado diferentes estudios que evidencian el potencial de hidrocarburos que se encuentran en formaciones de carbonatos especialmente en la Cuenca del Caguán - Putumayo.⁶⁹

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación de pozos en el cual un ácido, generalmente clorhídrico (HCl), es inyectado a la formación de carbonato con la presión suficiente para lograr su fracturamiento, o para abrir fracturas naturales existentes en esta⁷⁰.

Debido a que el ácido tiende a grabar de forma no uniforme, se crean canales conductivos, denominados wormholes, que por lo general permanecen aun cuando la fractura se cierra. La longitud efectiva de dichas fracturas depende del volumen de ácido utilizado, su velocidad de reacción, y la pérdida de este a través de la formación. Por lo tanto, la efectividad del tratamiento de fracturamiento ácido estará determinado, en gran parte, por la manera en la que se logre una longitud adecuada en la fractura grabada.

El sistema ácido es inyectado a la fractura previamente creada por un fluido viscoso (pad) o el mismo ácido es utilizado para la creación de esta. A medida que el ácido viaja por la fractura a través de las paredes de la misma, se van generando reacciones que dan lugar a un grabado sobre la superficie de la fractura.

Si el grabado de la fractura no es uniforme, es decir, es diferencial, la fractura se cerrará con una conductividad retenida y existirán puntos bajos y altos los cuales generan vacíos dentro de la fractura.⁷¹

Por otro lado a nivel operacional, el fracturamiento con ácido es en gran medida

⁶⁹ SCHLUMBERGER. Yacimientos Carbonatados, Enfrentando Desafíos singulares para Maximizar la Recuperación. 2003. 3 p.

⁷⁰ ECONOMIDES, Michel J. Fracturing fluid chemistry and proppants. En: Reservoir stimulation, 1999. 7 p.

⁷¹ *Ibíd.*, p. 18

menos complejo que con agente apuntalante, dado que se eliminan todos los riesgos pertinentes al agente de sostén, tales como separación del apuntalante del fluido base, problemas de reflujo de este, y la limpieza del pozo posterior al tratamiento.

Sin embargo, el ácido es más costoso que la mayoría de los fluidos empleados en este tipo de procesos, además de ser la principal barrera para la penetración eficaz de la fractura por pérdida excesiva de este hacia la formación⁷². Por esta razón, la pérdida de fluido es el mayor problema cuando se emplea un fluido ácido en lugar de uno no reactivo.

Este tratamiento ha sido limitado a formaciones de carbonato como lo son calizas y dolomitas en su mayoría, por lo cual la realización del presente proyecto es aplicado para este tipo de formaciones.

Lo anterior debido al alto poder de disolución que presenta el ácido en este tipo de formaciones⁷³ y a características propias que sugieren la implementación de este proceso de estimulación, tales como.⁷⁴

- ✓ Formaciones de carbonatos naturalmente fracturadas.
- ✓ Formaciones heterogéneas con porosidades y permeabilidades que permiten un alto grado de disociación del ácido en las paredes de la fractura.
- ✓ Formaciones con buena permeabilidad, pero que presenten daño.
- ✓ Pozos que mecánicamente no pueden recibir agentes propantes.

4.1 PROCEDIMIENTO CONVENCIONAL

Existen dos métodos generales por los cuales es posible conseguir el grabado del ácido en la cara de la fractura.⁷⁵

- ✓ Utilizando un Pad ácido o llamado en la industria, Viscous fingering.
- ✓ Utilizando un sistema ácido muy viscoso para fracturar.

4.1.1 Digitación viscosa - Viscous Fingering. El Pad ácido puede ser aplicado en toda clase de carbonatos, pero es más eficiente en formaciones homogéneas, el

⁷² Ibid., p.7

⁷³ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 149 p.

⁷⁴ ECONOMIDES, Michel J. Fracturing fluid chemistry and proppants. En: Reservoir stimulation, 1999. 71 0p.

⁷⁵ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 152 p.

método fue desarrollado en respuesta a aquellas formaciones en las cuales no ocurría un grabado del ácido desigual o diferencial a menos de que fuera inducido.

Es un método que se utiliza en formaciones que han sido fracturadas previamente, mediante un fracturamiento hidráulico con fluidos no reactivos. Es utilizado con el objetivo de obtener la geometría de la fractura deseada, enfriar la formación y disminuir la reacción del ácido que se inyectará, seguido de este pad ácido, es bombeado HCL con menor viscosidad dentro de la fractura creada. Este ácido fluiría preferencialmente por los canales de alta viscosidad, debido a la diferencia de viscosidades que se presenta, si esta diferencia es por lo menos de 50 cp, se dice que el fenómeno de digitación viscosa puede ocurrir.⁷⁶

El ácido más común que se utiliza es HCL al 15 %, o a concentraciones mayores entre 20% o 28% de HCL, estas generan una ventaja al darle mayor viscosidad al ácido.

El sistema ácido viscoso más utilizado como se mencionó anteriormente son los sistemas de ácido y crudo emulsificado, ácidos espumosos y ácidos gelificados.⁷⁷ Un diseño básico de tratamiento con digitación viscosa se muestra en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Tratamiento básico usado en método de Digitación Viscosa.

Etapa	Volumen de Fluido (gal/ft)
1. Ácido	100-150
2. Agua Gelificada	100-300
3. Ácidos con esferas con sellos	100-500
4. Agua Gelificada	100-300
5. Repetir pasos 3 y 4 si se requiere	
6. Ácido	100-150
7. Overflush	Desplazar ácido

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 173 p.)

4.1.2 Ácido viscoso para fracturar. El sistema ácido viscoso, utiliza ácidos gelificados, emulsificados o ácidos químicamente retardados, con la intención de crear la fractura y un grabado diferencial en la cara de la misma. Este método es mayormente utilizado en formaciones de carbonato heterogéneas como lo son formaciones de dolomitas y calizas impuras.

⁷⁶ GDANSKI, RD. On the Design of Fracture Acidizing Treatments. Society of Petroleum Engineers. 1989. 1p.

⁷⁷ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 174 p.

Se ha convertido en el método más utilizado para realizar fracturamientos ácidos, un ácido viscoso básico incluye en su diseño de tratamiento las siguientes etapas;

4.1.2.1 Preflush. Es utilizado para dar inicio a la fractura y lograr disminuir la temperatura alrededor de la fractura, en esta etapa se utiliza comúnmente agua gelificada.

4.1.2.2 Etapa de ácido viscoso. El objetivo principal de la etapa de ácido viscoso es simultáneamente propagar la fractura a lo largo de la formación y realizar el grabado diferencial sobre las paredes de la misma. La etapa de ácido es generalmente gelificado, emulsificado o ácidos espumosos, sin embargo, realizar una combinación de los 3 también es posible y común en la industria. Muchos de los ácidos gelificados utilizan agentes gelificantes como poliacrilamida, agentes que sirven para disminuir altas temperaturas.

4.1.2.3 Overflush. El propósito de esta etapa final es el de desplazar el ácido del pozo y empujar el ácido hacia la formación y así poder incrementar la distancia de penetración. Cuando se utilizan ácidos viscosos, es necesario utilizar una etapa de overflush extensa para lograr una mayor eficiencia y así incrementar el grabado de la fractura. Esta es una etapa que es crítica y debe ser diseñada con una alta tasa de inyección, preferiblemente.

4.2 TRATAMIENTOS CONVENCIONALES

A continuación se presentan diferentes procedimientos exitosos como ejemplo de fracturamientos ácidos, que se han realizado en diferentes partes del mundo, bajo diferentes condiciones de formación, temperatura y tipo de fluido. Las tablas con los sistemas ácidos utilizados pueden ser vistas en el anexo C.

4.2.1 Tratamiento ácido en pozos de baja temperatura. Para el tratamiento de fracturamiento ácido usado en formaciones de dolomitas en pozos de bajas temperaturas entre 110° F y 120° F, el volumen de la etapa 3 (10.000 gal) debe ser alternado con 2.000 galones de ácido y 2.000 galones de agua gelificada. Para el tratamiento es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

4.2.2 Tratamiento ácido en formaciones de calizas apretadas. Para el tratamiento de fracturamiento ácido usado en formaciones de calizas apretadas utilizando el método de digitación viscosa, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

4.2.3 Tratamiento ácido en pozos de temperatura moderada. Para el tratamiento de fracturamiento ácido usado en pozos con temperaturas moderadas entre 150° F y 200° F en Mississippi, el volumen de la etapa 2 (40.000 gal) debe ser

alternado con 5.000 galones de ácido y 5.000 galones de agua gelificada. Para el tratamiento es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

4.2.4 Tratamiento ácido usando el método de digitación viscosa en Prudhoe.

Para el tratamiento de fracturamiento ácido utilizando el método de digitación viscosa en la bahía de Prudhoe en zonas de entre 70 y 100 ft y a temperaturas de hasta 200° F, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

4.2.5 Tratamiento ácido usando en la bahía Prudhoe. Para este tratamiento de fracturamiento ácido empleado en la bahía de Prudhoe en zonas mayores de 50 ft y en pozos con temperaturas de 200° F, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro. En la etapa 2 el ácido es gelificado con OSR (Oil soluble resin) usado como agente de control de pérdida de fluido.

4.2.6 Tratamiento ácido usando el método de digitación viscosa con ácidos espumosos. Para este tratamiento de fracturamiento ácido utilizando el método de digitación viscosa con ácidos espumosos, es necesario emplear aditivos tales como; inhibidores de corrosión y agentes de control de hierro.

4.3 EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO

Es muy importante realizar una evaluación de la efectividad de cada uno de los tratamientos de estimulación que se realizan.

La evaluación para el fracturamiento ácido y para la acidificación matricial, son basados en incrementos de producción o comparación con otros pozos.

Para este tratamiento en particular, su evaluación es más compleja que la de fracturamiento hidráulico, esto debido a las pérdidas de fluido que se presentan durante la ejecución de este proceso, de igual forma el cambio en las propiedades reológicas al realizar una inyección a diferentes tasas de bombeo.

Medir ciertas propiedades como temperaturas en fondo y superficie, presiones de fondo y superficie, pueden ser utilizadas con la intención de calcular la eficiencia del fluido y la presión de fractura neta, asimismo la geometría de la fractura puede ser determinada con la adquisición de la información previamente mencionada.

Olsen and Karr,⁷⁸ han descrito el método de medición de la presión de fondo durante la ejecución del fracturamiento ácido, utilizando alteraciones de etapas con agua gelificada.

4.3.1 Éxito del proceso. Un fracturamiento ácido exitoso, depende de la fractura final en términos de conductividad y longitud. La longitud depende de la distancia de penetración del ácido y la conductividad a su vez, depende del grabado impartido en las paredes de la fractura, el cual es realizado por el sistema fracturante, es decir, el ácido.

La distancia de penetración del ácido, se mejora reduciendo la transferencia de masa o difusión del ácido en la fractura, esto bloquea parcialmente la reacción del ácido reduciendo así las pérdidas de fluido desde la fractura hacia la matriz. Realizar una reducción en las pérdidas de fluido genera un buen efecto, sin embargo este fenómeno está controlado por varios factores, incluyendo, permeabilidad de la formación, porosidad, viscosidad del fluido, compresibilidad de los fluidos del yacimiento y la diferencia de presiones que existe entre la fractura y la matriz.

Estas pérdidas de fluido son más complicadas en formaciones que tienen una permeabilidad muy alta y en pozos de gas, ya que éstas ocurren durante la creación de los canales o wormholes, que a su vez presentan derivaciones o extensiones por la cuales el fluido puede migrar desde la fractura hacia la formación.

El sistema que mejor proporciona una penetración de ácido, es un ácido emulsificado mezclado con petróleo, esto debido a que poseen una alta capacidad de disolución por unidad de volumen y son generalmente más efectivos. La mezcla más común de este sistema corresponde al 70% de ácido y un 30% de crudo, sin embargo, una gran limitante para estos sistemas, es su dificultad de bombeo a una tasa suficiente en pozos muy profundos, debido a la alta fricción de presión que se presenta durante la inyección, de igual forma el límite de temperatura para estos ácidos es de 300°F.⁷⁹

Settari,⁸⁰ ha realizado un estudio exhaustivo sobre el modelo de fracturamiento ácido que resuelve la geometría de la fractura, las pérdidas del fluido y el transporte del ácido. En su estudio concluye, que el proceso de acidificación puede ser controlado por la transferencia de masa y la tasa de reacción del ácido y en el desarrollo de su modelo permite varios tipos de fluidos con diferentes reologías.

⁷⁸ OLSEN, T.N. Treatment Optimization of Acid Fracturing in Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. 1986. 1p.

⁷⁹ *Ibíd.*, p. 151

⁸⁰ SERATTI, Antonin. Modeling of Acid Fracturing Treatments. Society of Petroleum Engineers. 1993. 1p.

4.4 FLUIDOS ÁCIDOS FRACTURANTES EMPLEADOS EN EL PROCESO

El fluido ácido de fracturamiento es un componente crítico que cumple con la función de abrir la fractura y crear canales conductivos que permitan incrementar la comunicación entre la formación y el pozo.

4.4.1 Importancia Química Para la formulación adecuada de un fluido ácido, es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros para la correcta selección de un fluido ácido en procesos de estimulación.

- ✓ Los minerales puros de carbonatos reaccionan rápidamente y por completo en presencia de exceso de HCL , produciendo como resultado a esta reacción, agua, CO_2 y sales altamente solubles.
- ✓ Entre los ácidos empleados, debe considerarse la compatibilidad de estos con la formación, dado que, una mala selección, puede ocasionar precipitaciones no deseadas como subproductos, como por ejemplo el uso del ácido fluorhídrico HF el cual genera sólidos tales como, el Fluoruro de Calcio (CaF_2) en las calizas y Magnesio clorhídrico (MgF_2) en las dolomitas, ocasionando el taponamiento de las fracturas.
- ✓ En el caso particular del fracturamiento ácido, el grabado efectivo de la fractura se logrará, a partir de la selección del ácido que genere el mayor poder de disolución sobre el carbonato.

4.4.2 Fluidos ácidos más comunes A continuación, se realizará una breve descripción de los fluidos más empleados en procesos de estimulación ácida en carbonatos.

4.4.2.1 Ácido Clorhídrico - HCL. Es la solución de campo más común empleada en procesos de estimulación ácida, en una concentración promedio del 15% de HCL. Las concentraciones empleadas varían entre 3% para la tubería y el 35% para procesos de limpieza, utilizando generalmente una concentración entre el 15% y 28%.

4.4.2.2 Ácido Acético - CH_3COOH . El ácido acético es un ácido débilmente ionizado, es decir, que este no se encuentra totalmente disociado en la solución, lo cual representa que su velocidad de reacción sea baja. Por otro lado, es un ácido fácil de inhibir contra la corrosión por lo cual se utiliza más como fluido de perforación en pozos de carbonatos y como fluido de estimulación en formaciones de elevadas temperaturas.

Este ácido tiene algunas ventajas sobre el HCL, dado que su naturaleza le permite secuestrar moléculas de hierro, lo que favorece a la reducción de precipitados.

4.4.2.3 Ácido Fórmico - HCOOH. Al igual que el ácido acético, el ácido fórmico es un ácido débilmente ionizado con una velocidad de reacción baja. Es un ácido más fuerte que el acético y es empleado en formaciones de alta temperatura con una concentración típica entre el 9% o 10%.

4.4.2.4 Ácidos Orgánicos. Este tipo de ácidos no se recomiendan usar como fluido base para estos procesos, ya que se pueden generar productos en las reacciones que pueden precipitarse⁸¹.

4.4.3 Factores que afectan la tasa de reacción del ácido Los siguientes factores afectan la tasa de gasto del ácido en las formaciones de carbonatos:⁸²

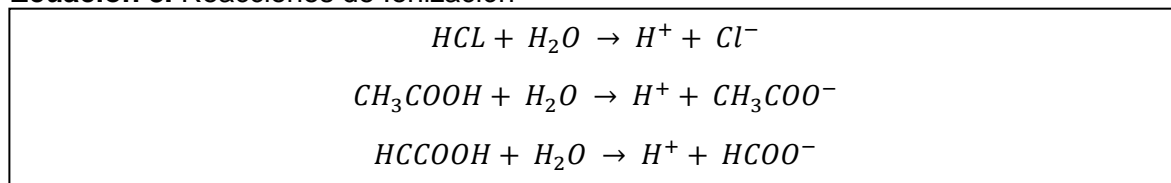
4.4.3.1 Temperatura. La tasa de reacción del ácido incrementa con la temperatura. la cual, tiene tres parámetros:

- ✓ Cerca de los 150°F, la tasa de reacción del HCL en calizas es el doble que a 80°F, es decir, a bajas temperaturas.
- ✓ La tasa de reacción del HCL en las calizas es más rápida que en las dolomitas, hasta aproximadamente 250°F.
- ✓ A altas temperaturas las tasas de reacción tanto en las calizas como en las dolomitas son igualmente rápidas.

4.4.3.2 Ionización del ácido. La fuerza del ácido varía según el tipo de ácido que se utilice y es definida por la fuerza de ionización o por el grado en que el ácido se ioniza en el ion hidrógeno (H+). El ion hidrógeno, es la especie que reacciona con los minerales carbonatos.

Las reacciones de ionización del ácido se relacionan en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Reacciones de Ionización



Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement With Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 147 p.

El ácido clorhídrico es el ácido más fuerte, ya que es el que casi se disocia por completo en iones H- y CL- en agua. El ácido acético y el ácido fórmico son ácidos débilmente ionizados ya que no se disocian completamente en iones H+ y su ion

⁸¹ KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 145 p.

⁸² *Ibíd.*, p. 146

correspondiente en agua. Por consecuencia los ácidos orgánicos tienen una velocidad de reacción menor, esto debido a sus altos pesos equivalentes, lo que genera un poder de disolución mucho menor para los mismos porcentajes de soluciones ácidas.

4.4.3.3 Concentración del ácido. La tasa de gasto del HCL alcanza su máximo a concentraciones cercanas al 20%. A concentraciones de ácido altas, los volúmenes de CaCl₂ y CO₂ que se producen en solución, generan el efecto de retardar la reacción. Los ácidos acético y fórmico son naturalmente retardados por la reacción de sus productos, acetato de calcio y formiato de calcio, respectivamente.

4.4.3.4 Velocidad del ácido. La velocidad tiene un efecto significativo en la tasa de gasto del ácido, especialmente en los procesos de fracturamiento ácido, ya que a mayor velocidad del ácido, la tasa de penetración del mismo aumenta.

4.4.3.5 Área de superficie. La tasa de gasto del ácido es proporcional al área de superficie de la roca que está en contacto con el volumen de ácido.

4.4.3.6 Composición de la formación. La composición química y física de la formación, toman un papel demasiado importante en la definición del tiempo de gasto del ácido y por consiguiente la distancia de penetración. El gasto del ácido se hace muy rápido en carbonatos que son muy reactivos (95%), sin embargo, el gasto del ácido se puede ver reducido considerablemente en formaciones en las cuales la reacción del HCL sea menor, es decir entre un 65% y 85%.

4.4.4 Interacción ácido – mineral. La interacción de los fluidos reactivos con la formación, cobra una gran importancia para la creación de los canales conductivos.

La efectividad de un fracturamiento ácido depende de la longitud de la fractura y de su conductividad, por esto, la importancia de la compatibilidad entre el ácido y el mineral radica en la selección del tipo de fluido ácido fracturante que será utilizado durante estos procesos, ya que la conductividad depende de la pérdida del fluido y de la cantidad de roca disuelta por el flujo del ácido en la fractura.⁸³

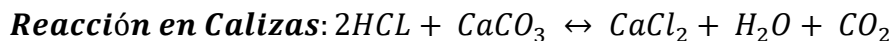
Por lo tanto, es necesario conocer la interacción entre el ácido y el mineral a partir del análisis de la estequiometría de la reacción entre estos.

4.4.4.1 Estequiometría de la reacción ácido-mineral. La cantidad de ácido requerida para disolver una cantidad dada de mineral se determina por la

⁸³ YAN. Li, Et al. An Overview of Current Acid Fracturing Technology with Recent Implications for Emulsified Acids; En: Society of Petroleum Engineers, Texas, Oct 3. 1993. 2 p.

estequiometría de la reacción química, descrita a través del número de moles de cada especie involucrada en la reacción. Por lo tanto, para este tipo de estimación su reacción base se representa en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Reacción en Calizas



Fuente: PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008. 13 p.

En la **Ecuación 9** se observa que es necesario de dos moles de HCl para disolver un mol de carbonato de calcio, los cuales reaccionan, dando como resultado sales altamente solubles, agua y dióxido de carbono (CO_2)⁸⁴.

Adicional a la reacción que se presenta en las Calizas, en la **Ecuación 10** se presentan las diferentes reacciones que tienen los ácidos anteriormente nombrados con los carbonatos.

Ecuación 10. Reacciones de diferentes ácidos con carbonatos.

- *Ácido Clorhídrico + Carbonato de Calcio → Cloruro de Calcio + Dióxido de carbono + Agua*

$$2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$$
- *Ácido Clorhídrico + Dolomita → Cloruro de Calcio + Cloruro de Magnesio + Dióxido de carbono + Agua*

$$4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 \uparrow + 2\text{H}_2\text{O}$$
- *Ácido acético + Carbonato de Calcio → Acetato de Calcio + Dióxido de carbono + Agua*

$$2\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$$
- *Ácido Acético + Dolomita → Acetato de Calcio + Acetato de Magnesio + Dióxido de carbono + Agua*

$$4\text{CH}_3\text{COOH} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + \text{Mg}(\text{CH}_3\text{CO}_2)_2 + 2\text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$$
- *Ácido Fórmico + Carbonato de Calcio → Formiato de Calcio + Dióxido de carbono + Agua*

$$2\text{HCOOH} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{HCO}_2)_2 + \text{CO}_2 \uparrow + \text{H}_2\text{O}$$

Fuente: KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement With Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 147 p.

⁸⁴ *Ibíd.*, p.13

Por otra parte, una vez determinado la estequiometría de la reacción ácido-mineral, es necesario establecer el poder de disolución gravimétrico de la reacción, representado como la cantidad de mineral que se puede consumir en una cantidad determinada de ácido en términos de masa⁸⁵, definida a través de la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Poder de disolución gravimétrico.

$$\beta = \frac{v_{\text{mineral}} MW_{\text{mineral}}}{v_{\text{acid}} MW_{\text{acid}}}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michel J. Additives in acidizing fluids. En: Reservoir stimulation, 1999. 3 p.

Donde v son los coeficientes estequiométricos y MW_{mineral} y MW_{acid} representan los pesos moleculares del mineral y del ácido respectivamente.

Por lo tanto, para determinar el poder de disolución del HCL al 15% de concentración, se realiza la siguiente operación:

En primer lugar, se establece el máximo valor de disolución del ácido en la formación de carbonato descrito por la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Poder de disolución gravimétrico al 100% de concentración de HCl.

$$\beta_{100} = \frac{(1) * (100,1)}{(2) * (36,5)} = 1,37 \text{ lbm } CaCO_3 / \text{ lbmHCl}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michel J. Additives in acidizing fluids. En: Reservoir stimulation, 1999. 3 p.

Aclarando que el valor de 100,1 es equivalente al peso molecular del carbonato de calcio ($CaCO_3$)⁸⁶.

En segundo lugar, el valor obtenido es multiplicado por el 15% para determinar el poder de disolución del ácido a esta concentración, la cual es la más empleada en este tipo de estimulaciones, tal como se observa en la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Poder de disolución gravimétrico al 15% de concentración de HCl.

$$\beta_{15} = 1,37 \text{ lbm } CaCO_3 / \text{ lbmHCl} * 0,15 = 0,21 \text{ lbm } CaCO_3 / \text{ lbmHCl}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michel J. Additives in acidizing fluids. En: Reservoir stimulation, 1999. 3 p.

Una vez determinado este poder de disolución, se realiza el cálculo de la disolución volumétrica, a fin de conocer el volumen de mineral disuelto por un volumen dado de ácido⁸⁷, descrita a través de la **Ecuación 14**.

⁸⁵ Ibid., p.3

⁸⁶ Ibid., p.3

⁸⁷ Ibid., p.3

Ecuación 14. Disolución volumétrica

$$X = \beta * \frac{\rho_{acid\ solution}}{\rho_{mineral}}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michel J. Additives in acidizing fluids. En: Reservoir stimulation, 1999. 4 p.

De la cual, la gravedad específica del HCl al 15% es de 1,07 y la densidad del CaCO₃ es de 169 lbm/ ft³. Por lo tanto, al sustituir los valores en la ecuación, da como resultado la disolución volumétrica al 15% de concentración de HCL, representada en la **Ecuación 15**, mostrada a continuación⁸⁸.

Ecuación 15. Disolución volumétrica al 15% de concentración de HCL.

$$X = 0,21 \left(\frac{lbm\ CaCO_3}{lbm\ 15\% \ HCl} \right) * \left(\frac{(1,07) * (62,4) * \left(\frac{lbm\ 15\% \ HCl}{ft^3\ 15\% \ HCl} \right)}{\left(169 \frac{lbm\ 15\% \ CaCO_3}{ft^3\ 15\% \ CaCO_3} \right)} \right) = 0,082 \frac{ft^3\ CaCO_3}{ft^3\ 15\% \ HCl}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michel J. Additives in acidizing fluids. En: Reservoir stimulation, 1999. 4 p.

Los poderes de disolución de los diferentes ácidos empleados en el proceso de estimulación ácida en caliza y dolomita se encuentran registrados en la **Tabla 10** (Schechter 1992), en la cual se observa que el ácido con mayor poder de disolución es el HCL.

Tabla 10. Poder de disolución de varios ácidos.

T		X(%)				
Formación	Acido	β ₀ ¹⁰	5	10	15	30
Limolita (CaCO ₃)	Clorhídrico	1.37	0.026	0.053	0.082	0.175
	Fórmico	1.09	0.020	0.041	0.062	0.129
	Acético	0.83	0.016	0.031	0.047	0.096
Dolomita(CaMg(CO ₃) ₂)	Clorhídrico	1.27	0.023	0.046	0.071	0.152
	Fórmico	1.00	0.018	0.036	0.054	0.112
	Acético	0.77	0.014	0.027	0.041	0.083

Nota: ρCaCO₃=2.71 g/cm³, ρCaMg(CO₃)₂=2.87 g/cm³

Fuente: ECONOMIDES, Michel J. Fundamentals of acid stimulation. En: Reservoir stimulation, 1999. 4 p.

4.4.5 Aditivos empleados en el proceso de fracturamiento ácido La selección adecuada de un fluido de fracturamiento es fundamental para garantizar el éxito del tratamiento. Durante la operación, el fluido de tratamiento cumple la

⁸⁸ Ibid., p.4

función de eliminar, reducir o eludir eficazmente el daño, mientras que los aditivos, se usan para evitar la corrosión excesiva, sedimentos y emulsiones; prevenir la precipitación de subproductos no solubles; mejorar la limpieza y la cobertura de la zona; entre otras funciones⁸⁹.

4.4.5.1 Inhibidores de corrosión. Entre los aditivos ácidos más importantes, se encuentran los inhibidores de corrosión. Un inhibidor de corrosión es una sustancia química que se encarga de ralentizar el ataque de la corrosión ácida en cualquier tubería o material metálico con el que el ácido este en contacto durante el tratamiento⁹⁰.

El grado de disolución de los iones de hidrógeno de la molécula del ácido, junto con la concentración de este, determina la actividad de los iones de hidrogeno, que a su vez es directamente proporcional a la corrosividad sobre el acero. El grado relativo de disolución para algunos ácidos comunes es: Ácido clorhídrico (HCl), ácido fórmico y ácido actico⁹¹. Por lo tanto, cuan mayor grado de agresividad tenga el ácido en el acero, más difícil serán inhibir el efecto causado por este.

Los inhibidores cumplen la función de interferir con las reacciones químicas que ocurren en el ánodo o en el cátodo de la celda de corrosión es decir en el material metálico que entra en contacto con el fluido ácido. Los dos tipos básicos de inhibidores son inorgánicos y orgánicos⁹².

• **Inhibidores de corrosión inorgánicos.** Esta clase de inhibidores incluye sales de zinc, níquel, cobre, arsénico, antimonio, entre otros. De estos, los más empleados son los compuestos de arsénico, dado que, al ser agregados a una solución ácida, estos se distribuyen a lo largo de los cátodos expuestos en la superficie del metal, disminuyendo la tasa de intercambio iónico del hidrogeno al formarse sulfuro de hierro, el cual actúa como barrera debido a que el ácido reacciona con este más no con el metal.

✓ **Ventajas de uso**

Funcionan eficazmente a altas temperaturas durante largos periodos de tiempo. Su costo es menor comparado con los inhibidores orgánicos.

✓ **Desventajas de uso**

Tienden a perder eficacia a concentraciones de ácido superiores a 17% de HCl. Puede liberar gases tóxicos como subproducto de la corrosión.

⁸⁹ ECONOMIDES, Michel J. Additives in acidizing fluids. En: Reservoir stimulation, 1999. 1 p.

⁹⁰ Ibid., p.2

⁹¹ Ibid., p.3

⁹² Ibid., p.4

• **Inhibidores de corrosión orgánicos.** Los inhibidores orgánicos están formados por compuestos orgánicos polares complejos que incluyen moléculas de azufre, oxígeno y nitrógeno. Capaces de ser adsorbidos por la superficie del metal, estableciendo de esta manera una película protectora que actúa como barrera entre la superficie metálica y el fluido ácido⁹³. Por lo general, sirven como polarizadores catódicos al limitar la movilidad de los iones de hidrogeno en los lugares catódicos del material

✓ **Ventajas de uso**

Pueden emplearse en presencia de H₂S sin producir precipitaciones de sales como el sulfuro de arsénico.

Funcionan eficazmente a todas las concentraciones de ácido.

✓ **Desventajas de uso**

Se degradan químicamente con el tiempo, por lo tanto, no proporciona protección a largo plazo a temperaturas superiores a 200°F (95°C).

Su costo es más elevado que los inhibidores inorgánicos.

• **Surfactantes.** Los surfactantes o agentes tenso activos se usan en los ácidos para romper emulsiones indeseables, reducir la tensión superficial y/o interracial, alterar la humectabilidad, entre otras funciones. De manera que, el uso de estos requiere una selección cuidadosa para evitar obtener resultados contrarios a los previstos y perjudique la operación de fracturamiento.⁹⁴

Químicamente, este tipo de aditivos deben sus propiedades a su composición dipolar, es decir, que las moléculas tienen un grupo soluble al agua (hidrofóbico) y un grupo soluble al aceite (lipófilo) separados entre sí por enlaces covalentes. Dichas moléculas se clasifican en 5 grupos⁹⁵ según su carga descritas a continuación:

- ✓ **Aniónico:** Tenso activos de carga negativa cuando se ionizan en soluciones acuosas, empleados principalmente como agentes emulsionantes, agentes retardantes y agentes de limpieza.
- ✓ **Catiónico:** Tenso activos de carga positiva cuando se ionizan en soluciones acuosas. Dividida en dos categorías según el tipo de cadena de aminas.
- ✓ **No iónicos:** Tenso activos que no tiene ningún tipo de carga.

⁹³ Ibid., p.4

⁹⁴ Ibid., p.5

⁹⁵ Ibid., p.6

- ✓ **Anfóteros:** Tenso activos cuyo grupo hidrófilo cambia a iónico o catiónico según el pH.
- ✓ **Fluorocarbonatos:** Tenso activos que reducen en gran medida la tensión superficial de las soluciones.

4.4.5.2 Aditivos para el control de Hierro. Cuando el ácido disuelve cantidades apreciables de hierro en forma Fe^{3+} (ion férrico), en lugar del habitual Fe^{2+} (ion ferroso), la precipitación del hierro y las reducciones de la permeabilidad pueden ocurrir después de la acidificación⁹⁶.

La precipitación de hierro férrico se da generalmente a un pH de aproximadamente de 2; mientras que el hierro ferroso precipita a pH de aproximadamente 7 y debido a que las soluciones ácidas raramente alcanzan pH superiores a 6 la precipitación de éste rara vez es un problema.

En cuanto, a las fuentes de hierro estas se encuentran como producto de la corrosión en la tubería, en el agua de formación, e incluso en la composición mineral de la formación. Sin embargo, unas de las fuentes de mayores iones de hierro son en los tubulares del pozo, dado que el ácido antes de llegar a la formación fluye durante un tiempo relativamente largo a través de la tubería y el óxido presente en la tubería generalmente se disuelve en el fluido ácido⁹⁷.

Los tres métodos actualmente utilizados para ayudar a mantener el hierro en solución son el control del pH, los agentes secuestrantes y los agentes reductores. Estos pueden emplearse individualmente o en combinación, dependiendo de la fuente de hierro y la cantidad de disolución de éste esperada⁹⁸.

- **Control de pH.** El control de pH se logra mediante la adición de un ácido débil que reacciona muy lentamente, de modo que se mantiene un pH bajo después de que ha pasado el HCl previniendo la precipitación del hierro. El ácido acético se usa típicamente en este tipo de casos.

- **Agentes secuestrantes.** Los agentes secuestrantes cumplen la función de unirse al hierro y se mantienen en solución para que este no pueda precipitar. El ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) y el ácido nitrilotriacético (NTA) son los más empleados comúnmente⁹⁹.

- **Agentes reductores.** Los agentes reductores convierten el hierro férrico (Fe^{3+}) en ferroso (Fe^{2+}) en la que se emplea generalmente ácido eritórbito y el

⁹⁶ Ibid., p.14

⁹⁷ Ibid., p.14

⁹⁸ Ibid., p.15

⁹⁹ Ibid., p.15

eritorbato de sodio¹⁰⁰.

Hall y Drill (1988) destacan que el ácido eritórico es inestable en HCl caliente y se descompone formando precipitados insufles. Aunque, a pesar de lo descrito es más empleado que el eritorbato de sodio dado que su degradación es lenta y es muy útil en este tipo de procesos, (Crowe 1985).

La mayoría de los agentes reductores también actúan como secuestrantes de oxígeno disuelto en el fluido ácido, evitando que éste oxide hierro ferroso a hierro férrico, asiendo la acotación que la cantidad de hierro reducido depende de la cantidad de agentes químicos agregados al fluido ácido.

4.4.5.3 Alcoholes. Los alcoholes son utilizados en los procesos de fracturamiento ácido para retardar la reactividad del ácido como también, para disminuir el contenido de agua. Los alcoholes más comunes usados en este tipo de procesos son el isopropanol y el metano.

4.5 REGULACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA

La regulación ambiental que se tiene en Colombia sobre procesos de fracturamiento ácido, va encaminada al seguimiento que se debe tener con los diferentes fluidos ácidos que son utilizados durante su ejecución, es por esto que la mala realización de este tipo de operaciones puede dar resultado a cambios en las propiedades fisicoquímicas del suelo, alteraciones en la flora y fauna y la disposición de residuos tóxicos y peligrosos que no son retirados de la formación geológica de interés.

Por lo tanto, para mitigar dichos efectos ambientales, se establecen normas y decretos para la explotación de estos yacimientos no convencionales.

4.5.1 Legislación colombiana Para lograr la preservación y protección de los recursos naturales y los posibles riesgos ambientales ocasionados por las actividades y procesos relacionados a la estimulación ácida en carbonatos se consideran las siguientes políticas nacionales dentro del Marco legal vigente en Colombia.

4.5.1.1 Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Encargado de la prevención y el control de los efectos nocivos y perjudiciales de la explotación de recursos no renovables.¹⁰¹

¹⁰⁰ Ibid., p.15

¹⁰¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 2811 (18, diciembre, 1974). Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Bogotá D.C.: El Ministerio, 1974.

- **Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013.** Se establecen los procedimientos y criterios para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el objetivo de incorporar las técnicas necesarias para lograr el aprovechamiento de los recursos no renovables, conduciendo al cumplimiento de las exigencias de carácter ambiental establecidas por las autoridades competentes.¹⁰²
- **Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014.** Se establece el cumplimiento de los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con la finalidad de garantizar el desarrollo sostenible de la actividad industrial sin perjuicio de las obligaciones de carácter ambiental.¹⁰³
- **Resolución 0421 del 7 de julio de 2014.** Se adoptan las regulaciones a las que se sujeta la conservación y protección de los recursos naturales, a partir de la realización de un estudio de impacto ambiental, asegurando que los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos garanticen un desarrollo sostenible.¹⁰⁴

¹⁰² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Decreto 3004 (26, diciembre, 2013). Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2013.

¹⁰³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Resolución 90341 (27, marzo, 2014). Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2014.

¹⁰⁴ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 421 (7, julio, 2014). Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2014.

5. SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE

La selección del fluido ácido fracturante que se emplea en los procesos de fracturamiento ácido, es el paso previo que requiere un grado de importancia mucho mayor durante el diseño de estas operaciones. Este proceso de selección es complejo, por lo cual el proyecto pretende brindar una estrategia que permita dar una recomendación del ácido que mejor se acomode, no solo a las características propias de la formación Villeta Caliza A, sino también a diferentes factores tales como; el daño de formación, condiciones del pozo y petrofísica, los cuales se describen a continuación.

5.1 FACTORES A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE¹⁰⁵

5.1.1 Daño de formación. El factor del daño de formación es un factor que se considera es esencial y básico para una correcta selección del fluido, y como se mencionó anteriormente en el capítulo 3, es importante conocer su origen y afectación al pozo. Es de carácter invariable conocer la magnitud y tipo de daño que se quiere remover o bypasear.

5.1.2 Sensibilidad de la formación. El éxito de un proceso de fracturamiento ácido, además de los factores mencionados anteriormente, se ve determinado de la respuesta favorable que tenga la formación en conjunto con el fluido ácido fracturante, lo anterior implica que el fluido además de remover o bypasear el daño de formación, tenga una compatibilidad adecuada con la formación y sus fluidos.

La sensibilidad de la formación debe considerar todos los efectos que puedan ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca. De esta forma se considera que la formación es sensitiva si la reacción entre los minerales de la roca y el fluido fracturante seleccionado, induce a un daño en la formación, dicha sensibilidad depende en gran medida de la reactividad que tengan los minerales propios de la formación con el ácido seleccionado, así como también de la estructura de la roca y la distribución de los minerales mencionados.

5.1.3 Mineralogía de la formación. Este es el factor que sin duda alguna es el más importante, y el cual tiene como estudio este proyecto, sin embargo la mejor herramienta que se debe emplear para la determinación de la composición mineralógica de la formación, es a través de pruebas de laboratorio, ya que con dichas pruebas es posible determinar la solubilidad que pueda tener el fluido

¹⁰⁵ ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 64 p.

seleccionado y ayudan a entender la respuesta y comportamiento que tendrá el ácido en el yacimiento.

5.1.4 Petrofísica. El tipo y distribución de parámetros como la permeabilidad y la porosidad, tienen una fuerte influencia en términos de la extensión y penetración del ácido en la formación.

Aquellas formaciones que presenten una alta permeabilidad, pueden tener complicaciones por invasión de partículas sólidas o fluidos, generando de esta forma un daño mucho mayor, de manera contraria, las formaciones que presentan una baja permeabilidad, el daño puede restringirse a la vecindad del pozo.

5.1.5 Temperatura y presión de la formación. Temperatura y presión, son factores que también deben considerarse a la hora de seleccionar el fluido, ya que la temperatura de la formación puede afectar de manera significativa los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos.

A temperaturas mayores a 150° C, es recomendable emplear ácido orgánico o una mezcla de ácidos orgánicos e inorgánicos. De igual forma los fluidos deben ser diseñados con la intención de disminuir la velocidad de reacción durante su viaje, desde superficie hasta el yacimiento, con la intención de lograr obtener una mayor penetración del ácido vivo en la formación.

La presión del yacimiento tendrá una influencia importante en la formación de fluidos y en los productos de reacción. Es necesario que la presión del yacimiento se encuentre por encima de la presión capilar, esto con el objetivo de facilitar la limpieza de la formación.

Los factores anteriormente nombrados, cobran gran importancia a la hora de la selección del fluido ácido fracturante, sin embargo, basados en la literatura y bibliografía encontrada, la matriz de selección AcidFrac 1.0 desarrollada por los autores, contemplara las variables de daño de formación, mineralogía, temperatura de yacimiento y permeabilidad, ya que a partir de estos parámetros fue posible encontrar correlaciones que contribuyan con una adecuada selección del fluido ácido fracturante.

5.2 ESTUDIOS DE LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO

La determinación del sistema de estimulación se fundamenta en gran medida en estudios y pruebas de laboratorio que se recomienda se deben emplear, estos

deben efectuarse de manera completa, al menos para un pozo que sea representativo de la formación.

De igual forma se recomienda que la selección de dicho fluido se base en la experiencia que se tenga del área de estudio y en las pruebas de laboratorio que se realizan a los núcleos de la formación, mencionadas a continuación.

Lo más apropiado para una correcta selección de un fluido ácido, es la realización previa de un análisis de núcleos en laboratorio, esto con el fin de evidenciar el grabado del ácido de acuerdo a la composición del núcleo y determinar la formulación adecuada para los posteriores trabajos de estimulación.

Las pruebas de laboratorio de un núcleo pertenecientes a una formación de interés, son realizadas durante o después del proceso de perforación. Una producción rentable y eficiente de petróleo o de gas, depende en un gran porcentaje de la interpretación de las propiedades del yacimiento tales como, porosidad, permeabilidad, anisotropía, porcentaje de materia orgánica, composición mineralógica y mojabilidad, que son obtenidas a partir de los estudios de laboratorio de núcleos y que permiten entender el comportamiento de los hidrocarburos en conjunto con las propiedades del yacimiento.

Para los procesos de estimulación se recomienda realizar un estudio completo de laboratorio que requiere núcleos de la formación a estimular, muestra de fluidos contenidos en el yacimiento, muestras de material dañino como depósitos orgánicos e inorgánicos y de igual forma información correspondiente al pozo.

Las diferentes pruebas a las que son sometidas las muestras, permiten obtener la información necesaria y previamente mencionada para diseñar y optimizar una estimulación matricial. Estas pruebas cobran un valor alto, ya que con ellas es posible identificar el daño de formación, caracterizar la misma, analizar los fluidos, para así finalmente realizar la selección del fluido óptimo incluyendo los aditivos necesarios.

Los núcleos obtenidos podrán ser sometidos a los siguientes estudios.¹⁰⁶

- ✓ Análisis petrográficos.
- ✓ Análisis petrofísicos.
- ✓ Análisis químicos.
- ✓ Pruebas de flujo.

¹⁰⁶ ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 67 p.

- ✓ Equipos empleados para el análisis de núcleos de rutina.

5.2.1 Análisis petrográficos. Conocer la petrografía de la roca, es esencial para poder comprender la respuesta de la misma cuando es sometida a diferentes fluidos, ya que la interacción que se da entre la roca y los fluidos depende netamente de los minerales que reaccionan con el fluido y de la posición relativa que tienen estos minerales durante el transcurso del camino que toma el fluido. Algunos de los análisis petrográficos que más se destacan son:

5.2.1.1 Análisis por difracción de rayos X. El análisis por difracción de rayos X, es usado con el objetivo de poder identificar en forma cualitativa y semicualitativa, los minerales cristalinos por los cuales la roca está compuesta. Este análisis está basado en la radiación a la que es sometida la muestra.

En el proceso de radiación, los rayos X son difractados dependiendo de las características de los componentes presentes. Midiendo a su vez los ángulos y la intensidad de la difracción de los rayos.

Con estos datos, se realiza una comparación a partir de espectros patrones, que ayudan a determinar el tipo y cantidad de los minerales cristalinos contenidos en la muestra.

El procedimiento consiste en pulverizar la roca y colocarla en un portamuestras especial y someterla a tales rayos, de esta forma la difracción se detecta en un registro continuo que proporciona un espectro, el cual es comparado con los espectros patrones mencionados.

5.2.1.2 Análisis por microscopio electrónico. Mediante el uso de un microscopio electrónico, es posible obtener la distribución morfológica de los minerales contenidos en la roca, así como también el tamaño y morfología de los poros de la misma.

De igual forma, el microscopio puede ser empleado para determinar el efecto que producen los fluidos del tratamiento en la formación y así predecir cómo será su comportamiento al realizar los procesos de estimulación.

El microscopio electrónico, permite realizar una amplificación de imágenes tridimensionales hasta de 80.000 veces su tamaño, logrando de esta forma poder identificar aquellas partículas que poseen diámetros de hasta 0,000005 mm.

Si se realiza una modificación del microscopio, es posible utilizar un equipo de análisis de rayos X, el cual permitirá tener información adicional sobre los elementos

químicos bajo observación. Para lo anterior, es necesario una muestra de $\frac{1}{4}$ de pulgada de diámetro, la cual se cubre con una capa fina de oro y es sometida a la emisión de constantes electrones, esta emisión es capaz de formar una imagen visual que se complementa con la emisión de los rayos X, para de esta forma lograr la identificación de los elementos que componen la muestra.

5.2.2 Análisis petrofísicos. Los análisis petrofísicos, consisten principalmente en lograr la determinación de la Porosidad y Permeabilidad de la muestra.

5.2.2.1 Porosidad. Para lograr determinar la porosidad mediante pruebas de laboratorio, debe tenerse en cuenta que la porosidad se refiere a la relación que existe entre el volumen vacío y el volumen total de la roca, por lo tanto, se define como una medida de la cantidad de espacios ocupados por los fluidos en el yacimiento.

La porosidad puede ser efectiva, cuando se refiere al volumen de los poros interconectados, o puede ser residual, cuando se refiere al volumen de poros no comunicados.

Generalmente la porosidad determinada en un laboratorio, es la porosidad efectiva y para ello se utiliza una celda de volumen constante, en la cual se mide con nitrógeno presurizado, el volumen del mismo con o sin un núcleo, utilizando para este procedimiento la Ley de Boyle. La porosidad total puede obtenerse de la medida del volumen de la muestra, teniendo en cuenta el desplazamiento de mercurio en un picnómetro y la densidad de la matriz.

5.2.2.2 Permeabilidad. Al igual que con la determinación de la porosidad, debe tenerse en cuenta que la permeabilidad, es la medida del medio poroso para permitir el flujo de los fluidos, siendo esta un parámetro importante en el diseño de la estimulación, ya que para formaciones que contengan valores de permeabilidades muy bajas, no serán candidatos para estimulaciones matriciales.

Para la determinación de la permeabilidad en el laboratorio, se utiliza un permeámetro. Al contar con un núcleo de dimensiones conocidas, se coloca en un portamuestras y se hace pasar a través del él, un fluido inerte que determina la permeabilidad haciendo uso del permeámetro, aplicando en este proceso la Ley de Darcy. Para lo anterior, deben medirse las presiones, temperatura y gasto del fluido.

Tanto en la medición de la porosidad, como en la medición de la permeabilidad, deben tomarse en cuenta las condiciones del subsuelo, sobre todo los esfuerzos a los cuales la roca se encuentra sometida. También la selección de la muestra es

importante sobre todo cuando los medio son muy heterogéneos o cuando existan planos de estratificación muy pronunciados.

5.2.3 Análisis químicos. Las pruebas correspondientes a los análisis químicos, incluyen la determinación de la solubilidad de la roca al HCL y la mezcla del HF - HCL, así como también el contenido de hierro disuelto por el HCL.

5.2.3.1 Solubilidad al HCL y HF – HCL. La solubilidad de la roca al HCL, permite predecir en primera instancia el tipo de fluido recomendable para emplear en una estimulación matricial reactiva. Dicha solubilidad, depende de la mineralogía de la roca, y se utiliza normalmente como una aproximación al contenido de carbonatos en la roca.

De igual forma la diferencia entre las solubilidades de la muestra de HF - HCL y HCL, se toman como una indicación del contenido de arcillas y otros finos silíceos. Estos resultados deben verificarse si son confiables siempre y cuando se correlacionen con los análisis petrográficos explicados anteriormente.

La solubilidad que se determina por medio de pruebas de laboratorio, en general, difiere un poco respecto a la solubilidad que muestra la formación durante un proceso de acidificación, estas diferencias se encuentran en función de la estructura de la roca y de la distribución que tenga cada mineral en la misma.

Estas pruebas de solubilidad en ácido se efectúan a través de métodos gravimétricos, en donde una muestra de la roca se muele hasta lograr que las partículas pasen una malla 10, una vez conseguido esto, se pesa la muestra y se coloca en un vaso cerrado conteniendo ácido en exceso. Pasada una hora a 150°F, se filtra el residuo, se seca y se pesa la muestra para obtener el porcentaje de muestra disuelta.

5.2.3.2 Contenido de Hierro disuelto por HCL. La determinación del contenido de hierro mediante pruebas de laboratorio, requiere de manera obligatoria la realización de las pruebas anteriormente explicadas, ya que al ácido gastado en la prueba de solubilidad, se le determina el contenido de hierro, con la finalidad de considerar la necesidad de usar un agente para controlar la precipitación secundaria del mismo.

El tipo de aditivo que se deba emplear y la concentración del mismo, dependerá en gran medida de la cantidad de hierro determinada en esta prueba. Este procedimiento se basa en la utilización de un espectrofotómetro de absorción atómica, y consiste en disolver una muestra de la formación en HCL y después

filtrarla. De esta manera los precipitados sólidos de hierro quedarán retenidos en el filtro y serán mezclados con un indicador.

Posteriormente esta mezcla se analiza usando el espectrofotómetro, con la intención de medir la cantidad de radiaciones absorbidas por los átomos de la muestra, las cuales son proporcionales a la concentración de sus componentes.

5.2.4 Pruebas de flujo. Las pruebas que se realizan de flujo en los laboratorios, tiene gran importancia dado que a través de ellas, es posible determinar el tipo de daño que ha causado diferentes fluidos al estar en contacto con la formación, durante las operaciones previas en el pozo.

Con este tipo de pruebas, es posible seleccionar el tipo de fluido de estimulación apropiado para la remoción del daño de formación.

El equipo apropiado que debe ser empleador en campo, debe ser un equipo sofisticado que permita simular las condiciones del pozo, esto con la intención de poder realizar pruebas de flujo a altas presiones y temperaturas, simulando así las condiciones del yacimiento, desplazamiento de fluidos, condiciones de inyección y producción. Un equipo que reúna las características anteriores, permitirá el estudio de los fluidos de estimulación, determinando así los efectos reales de la interacción entre estos fluidos y la formación, tales como la disolución de la roca, migración e hinchamiento de arcillas.

Las pruebas de flujo se pueden complementar con estudios, haciendo uso del microscopio, para observar las condiciones del núcleo antes y después de la prueba.

El efecto que causa cualquier fluido en un núcleo de prueba, se logra determinar partir de la medición de la permeabilidad, utilizando el permeámetro descrito anteriormente. Los efectos de la inyección secuencial de diferentes fluidos de estimulación, pueden evaluarse midiendo las presiones diferenciales y el gasto a través del núcleo, por medio de la aplicación de la ecuación de Darcy.

6. METODOLOGÍA EMPLEADA PARA EL DISEÑO DE LA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DEL FLUIDO ÁCIDO

A partir de la información recopilada en los capítulos anteriores, la metodología que se empleara para diseñar la estrategia de selección, se basa en un análisis multicriterio, el cual consiste en una evaluación de diversas posibles soluciones considerando un número definido de variables de criterio, con el fin de apoyar la toma de decisiones a los ingenieros y generar la selección más conveniente para el pozo, a la hora de la ejecución de estos procesos de estimulación ácida, dicha metodología se describe a continuación.

6.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS MULTICRITERIO

Dentro de la información necesaria y requerida para la ejecución del análisis multicriterio, se deben tener definidas las variables críticas a partir de las cuales se establecerá su valor de importancia, para el proyecto las variables seleccionadas a partir de los factores que se deben tener en cuenta, mencionados anteriormente, son:

- ✓ Permeabilidad
- ✓ Temperatura de yacimiento
- ✓ Mineralogía
- ✓ Daño de formación

Para realizar un análisis multicriterio representativo que logre una estrategia de selección adecuada del fluido ácido fracturante, es necesario determinar el porcentaje de influencia global y el porcentaje de desempeño individual de cada una de las variables mencionadas.

6.1.1 Determinación del porcentaje de influencia global. El porcentaje de influencia global hace referencia al peso o importancia que tiene la variable dentro del proceso de selección, y está determinado por el tipo de variable que se tenga. Esta determinación contiene los siguientes aspectos.

6.1.1.1 Asignación porcentual de variables. Para establecer la asignación porcentual a las variables previamente seleccionadas, es necesario establecer los parámetros de distribución matemáticos de dichas variables, las cuales son determinantes durante los procesos de estimulación ácida, para ello es necesario realizar una desratización de las variables, teniendo en cuenta su grado de influencia y su disponibilidad a la hora de seleccionar un fluido ácido fracturante.

Teniendo en cuenta los criterios mencionados se establece la siguiente clasificación de variables.

- ✓ **Variables determinantes (Tipo 1):** Variables de impacto significativo a la hora de tomar una decisión.
- ✓ **Variables limitantes (Tipo 2):** Variables empleadas para sesgar un proceso dependiendo de la influencia de las variables.
- ✓ **Variables complementarias (Tipo 3):** Variables que mejoran la confiabilidad de un proceso a pesar de no ser de carácter crítico para el diseño del proceso.

A partir de los tipos de variables, se procede a realizar la asignación en términos porcentuales para así poder determinar la distribución numérica, dicha asignación es determinada en base a la información recopilada en los capítulos anteriores, de diversas fuentes bibliográficas que permiten determinar el impacto crítico de las variables del proceso.

Según el criterio de los autores y basada en lo anteriormente dicho, se logró establecer que se tiene;

- ✓ Una variable determinante (Mineralogía), ya que se considera el aspecto más importante y significativo a la hora de determinar la concentración final del ácido.
- ✓ Tres variables limitantes (Temperatura del yacimiento, daño de formación y permeabilidad), ya que se considera que estos tres parámetros delimitan y contribuyen a una selección más precisa y efectiva.

En la **Tabla 11**, se evidencia un resumen de la clasificación de las variables según criterio de los autores.

Tabla 11. Tipos de variables asignadas.

VARIABLE	TIPO DE VARIABLE
Mineralogía	Tipo 1
Temperatura del Yacimiento	Tipo 2
Daño de Formación	Tipo 2
Permeabilidad	Tipo 2

Fuente: Elaboración propia.

Una vez determinado el número de variables por tipo de las mismas, se procede a realizar la asignación porcentual teniendo en cuenta los siguientes criterios y premisas.

Los criterios considerados son;¹⁰⁷

- ✓ La importación de cada tipo de variable se asignó dependiendo el grado de influencia que tiene la variable del proceso, por lo cual se considera que las variables determinantes, es decir, las tipo 1, estarán en mayor proporción que las variables tipo 2 y de igual forma las tipo 3.
- ✓ El porcentaje asignado para cada variable se distribuyó de tal manera en que las variables complementarias no fueran mayores que las variables determinantes y limitantes.

Con base en los criterios explicados anteriormente y con la intención de mantener la proporcionalidad entre las variables, se establecen las siguientes premisas, las cuales son previas al planteamiento de las ecuaciones globales del sistema para la asignación porcentual.

- ✓ Para el peso de cada variable se estableció una relación 2:1 entre las variables limitantes y complementarias respectivamente.
- ✓ Para el peso de cada variable se estableció una relación 2:1 entre las variables determinantes y limitantes respectivamente.

6.1.1.2 Sistema de ecuaciones para determinar el porcentaje de influencia global. A partir de los criterios y premisas presentados anteriormente se plantea el siguiente sistema de ecuaciones para cumplirlos, representados en la **Ecuación 16**.

Ecuación 16. Sistema general de ecuaciones propuesto.

$$\#X + \#Y + \#Z = 100\%; \quad X = 2Y; \quad Y = 2Z$$

Fuente: Elaboración propia

Donde

- ✓ X: Porcentaje de las variables determinantes. (%)
- ✓ Y: Porcentaje de las variables limitantes. (%)
- ✓ Z: Porcentaje de las variables complementarias. (%)
- ✓ #: Cantidad de variables de cada tipo.

Reemplazando en la **Ecuación 16** y bajo la información de la **Tabla 11**, se obtuvo la siguiente ecuación general del sistema, denominada **“Porcentaje de Trabajo”**, que indica el porcentaje de importancia de cada variable y su grado de influencia en la estrategia de selección.

¹⁰⁷ Ibid., 89.

El porcentaje de trabajo es la sumatoria de la multiplicación del número de variables pertenecientes al mismo tipo por el porcentaje de representación de dicha variable, tal como se observa en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Porcentaje de trabajo.

$1X + 3Y + 0Z = 100\%$		
$Y = 2Z$	$X = 2Y$	$Z = Y/2$
$2Y + 3Y = 100$	$X = 2(20\%)$	$Z = 20\%/2$
$5Y = 100\%$	$X = 40\%$	$Z = 10\%$
$Y = 20\%$		

Fuente: Elaboración propia.

6.1.1.3 Flexibilidad del sistema. En vista de que en diferentes escenarios es posible no contar con el conocimiento de todas las variables de entrada, o simplemente se desea tener en cuenta cierto contenido de información debido a la poca veracidad y confiabilidad de los datos, se propone un grado de flexibilidad en el sistema, que permita seleccionar un fluido a partir de la omisión de algunas variables.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que al obviar algunas variables del sistema de selección, se pueden producir inconsistencias en el proceso, dado que el porcentaje asignado a dichas variables no sería contemplado en el porcentaje total necesario para tomar una decisión adecuada.

Para superar dicha inconsistencia numérica, se establece una estrategia de estadística aplicada conocida con el nombre de la “Regla de decisión de Bayes”.¹⁰⁸ Dicha regla establece que en un panorama de decisión donde existan estados múltiples de decisión cuyos valores de probabilidad son diferentes, deben establecerse todos los estados disponibles como la totalidad de la información necesaria para tomar una decisión, por lo cual es necesario distribuir el valor de probabilidad de las variables faltantes entre los estados conocidos, dicha distribución debe hacerse de tal forma que no afecte las proporcionalidades entre las probabilidades de los estados.

Por lo tanto, en la ausencia de dichas variables fue necesario que la distribución porcentual cumpla con los siguientes parámetros;

- ✓ La distribución porcentual no se realizó de manera lineal, dado que cada variable no posee el mismo grado de importancia, por lo cual se distribuyó el porcentaje perdido de manera que la relación porcentual se mantenga.

¹⁰⁸ Ibid., 90.

- ✓ La sumatoria de los incrementos en cada una de las variables debe corresponder al porcentaje total de las variables omitidas.
- ✓ La sumatoria de los porcentajes finales luego de la distribución debe corresponder al cien por ciento.
- ✓ Para garantizar la proporcionalidad entre los tres tipos de variables se establecen tres criterios que representan la relación existente entre las mismas antes y después de la distribución porcentual.

6.1.1.4 Pasos de distribución porcentual. Teniendo muy presente la flexibilidad del sistema explicada anteriormente, se procede a realizar la distribución de los porcentajes considerando el porcentaje de aquellas variables de las cuales no se tiene conocimiento, siguiendo el siguiente procedimiento.

- ✓ Identificación de las variables conocidas y de aquellas que serán omitidas en el proceso de selección.
- ✓ Calculo porcentual de las variables de las cuales si se tiene información, mediante la **Ecuación 17**.
- ✓ Calculo porcentual de las variables omitidas, valor que recibe el nombre de “**Porcentaje Perdido**” y surge a partir de la diferencia entre el 100% y el porcentaje de trabajo, el cual para tener una consideración global de todas las variables, siempre será igual a 100%, de esta forma, el porcentaje perdido tendrá un valor de 0%, tal como se observa en la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Porcentaje Perdido.

$Pocentaje\ Perdido = 100\% - Porcentaje\ de\ trabajo$ $Pocentaje\ Perdido = 100\% - 100\%$ $Pocentaje\ Perdido = 0\%$
--

Fuente: BOLAÑO, Janio y PINTO, Julia. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas, 2009. 85 p.

- ✓ Calculo del valor del “**Porcentaje de Consumo**” de cada una de las variables que no fueron omitidas, el cual hace referencia a la relación porcentual entre el valor de la base de las variables y el porcentaje de trabajo. El valor de consumo representa la importancia relativa que tiene cada variable, tal como se evidencia en la **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Porcentaje de Consumo.

$$\text{Porcentaje de Consumo}_i = \frac{\# * i\%}{\text{Porcentaje de trabajo}}$$

$$\text{Porcentaje de Consumo}_x = \frac{1 * 40\%}{100\%} = 0,4$$

$$\text{Porcentaje de Consumo}_y = \frac{3 * 20\%}{100\%} = 0,6$$

$$\text{Porcentaje de Consumo}_z = \frac{0 * 10\%}{100\%} = 0$$

Fuente: BOLAÑO, Janio y PINTO, Julia. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas, 2009. 85 p.

- ✓ Calculo del valor neto del “**Incremento**” porcentual de cada una de las variables mediante la multiplicación entre el porcentaje perdido y el porcentaje de consumo, tal como se evidencia en la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Incremento.

$$\text{Incremento}_i = \text{Porcentaje perdido} * \text{Porcentaje de consumo}_i$$

$$\text{Incremento}_x = 0\% * 0,4 = 0$$

$$\text{Incremento}_y = 0\% * 0,6 = 0$$

$$\text{Incremento}_z = 0\% * 0 = 0$$

Fuente: BOLAÑO, Janio y PINTO, Julia. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas, 2009. 85 p.

- ✓ Calculo del “**Nuevo Porcentaje de Influencia**” de cada una de las variables a partir de la suma del incremento y el porcentaje base de cada una, tal como se evidencia en la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Nuevo porcentaje de Influencia.

$$\text{Nuevo porcentaje de influencia}_i = \# * i\% + \text{Incremento}_i$$

$$\text{Nuevo porcentaje de influencia}_X = 1 * 40\% + 0 = 40\%$$

$$\text{Nuevo porcentaje de influencia}_Y = 3 * 20\% + 0 = 60\%$$

$$\text{Nuevo porcentaje de influencia}_i = 0 * 10\% + 0 = 0\%$$

Fuente: BOLAÑO, Janio y PINTO, Julia. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas, 2009. 85 p.

Los pasos anteriormente descritos, cumplen rigurosamente con cada uno de los criterios establecidos para la distribución porcentual de cada variable.

6.1.2 Determinación del porcentaje de desempeño individual por variable. El porcentaje de desempeño individual por variable hace referencia al peso o importancia que tiene la variable específicamente, y va a depender del criterio de importancia que se le asigne. Esta determinación contiene los siguientes aspectos.

6.1.2.1 Evaluación cuantitativa de las variables de selección. Una vez definidas las variables críticas que se usaran para el análisis multicriterio, se establece una escala de calificación¹⁰⁹ que permita determinar el grado de influencia de cada una de las variables que afectaran la selección del fluido ácido fracturante, dicha escala está establecida a partir de 5 criterios de relevancia con su respectiva asignación numérica, tal como se evidencia en la **Tabla 12**

Tabla 12. Criterios de asignación numérica.

RELEVANCIA	VALOR NUMÉRICO
Muy alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

Fuente: BOLAÑO, Janio y PINTO, Julia. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas, 2009.

¹⁰⁹ Ibid., 90.

De esta forma se determinó que la variable con asignación de criterio más alta, corresponde a la mineralogía de la roca, ya que la composición del ácido se ve directamente afectada por los diferentes porcentajes de minerales que la roca contiene, por esta razón es considerada como una variable determinante.

Como segunda variable se estableció la temperatura del yacimiento, ya que esta determinara la velocidad de reacción que tenga el fluido dentro de la roca.

El daño de formación se consideró como la tercera variable de importancia, ya que como se mencionó anteriormente, el objetivo de los procesos ácidos es bypassar o remover el daño de formación, es por esta razón que se debe conocer qué tipo de daño se tienen en el pozo y prevenir la formación de daños severos a causa de una incorrecta selección del fluido.

Las dos variables anteriores, temperatura del yacimiento y daño formación, se consideraron como variables limitantes que sesgan y son importantes a la hora de realizar procesos de fracturamiento ácido.

Como ultima variable se determinó la permeabilidad, la cual se debe tener en cuenta a la hora de determinar la viscosidad del fluido, sin embargo, su importancia no es relevante es por esto por lo cual su asignación porcentual se consideró baja y una variable complementaria.

En la **Tabla 13** se evidencia un resumen de la asignación de importancia para las variables seleccionadas en la ejecución del proyecto.

Tabla 13. Criterio de asignación establecido para cada variable.

RELEVANCIA	VALOR NUMÉRICO	VARIABLE
Muy alta	5	Mineralogía
Alta	4	Temperatura de yacimiento
Media	3	Daño de formación
Baja	2	Permeabilidad
Muy Baja	1	

Fuente: Elaboración propia.

6.1.2.2 Ponderación y selección. Una vez se haya realizado la redistribución porcentual de las variables, se procede a unificar en un solo sistema la clasificación porcentual y los criterios establecidos para cada variable, con el fin de validar el caso de estudio.

El ponderado obtenido por variable está representado por el criterio de importancia multiplicado por el porcentaje asignado y este producto a su vez, dividido en el valor máximo de criterios de influencia, tal como se observa en la **Ecuación 22**¹¹⁰

Ecuación 22. Porcentaje Ponderado.

$$Ponderado_i = \frac{Criterio_i * Porcentaje_i}{5}$$

Fuente: BOLAÑO, Janio y PINTO, Julia. Desarrollo de una metodología para la selección de fluidos de acidificación matricial de areniscas, 2009. 85 p.

Teniendo en cuenta el análisis multicriterio explicado anteriormente, se debe tener en cuenta que el desarrollo de la matriz de selección AcidFrac 1.0, desarrollada por los autores, se realizó bajo los principios matemáticos que constituyen el procedimiento anterior.

¹¹⁰ Ibid., 90.

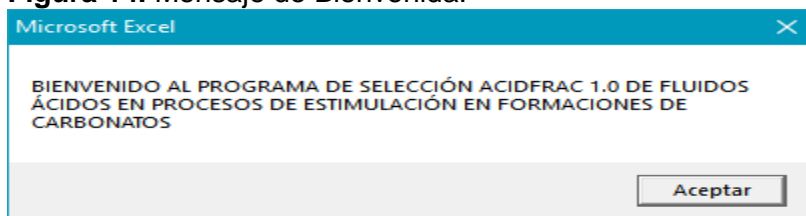
7. MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0 DE FLUIDOS ÁCIDOS EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN

La matriz de selección de fluidos ácidos para procesos de estimulación en formación de carbonatos, ACIDFRAC 1.0, fue desarrollada por los autores y toma como referencia las tablas que se encuentran en el Anexo A. El procedimiento para hacer uso de la matriz se describe a continuación.

7.1 DATOS DE INICIALIZACIÓN

Al iniciar el programa se desplegará un mensaje de bienvenida tal como se evidencia en la **Figura 14**, dar click en “Aceptar” para continuar con el ingreso de los datos básicos de entrada correspondientes al yacimiento.

Figura 14. Mensaje de Bienvenida.



Fuente: Elaboración propia.

Al dar click en “Aceptar” se desplegará la primera pestaña llamada “**Datos de yacimiento y otros**”, tal como se evidencia en la **Figura 15**, en la cual se deben ingresar los datos básico señalados (1).

Figura 15. Datos de inicialización.

DATOS INICIALES DEL YACIMIENTO

VARIABLE	Nomenclatura	Especificación de la variable	Unidades
Permeabilidad promedio de la formación	k		mD
Temperatura de fondo	T. Yacim.		°F

INGRESAR DATOS

MINERALOGÍA

TIPO DE MINERAL PRESENTE EN LA ROCA	PORCENTAJE
	VALOR NUMÉRICO EN PORCENTAJE (%)
Anhidrita	
Ankerita	
Arcilla	
Calcita	
Clorita	
Cuarzo	
Dolomita	
Feldespatos	
Hematita	
Magnetita	
Oxidos de hierro	
Pirita	
Sidertita	
COMPOSICIÓN TOTAL	0

INGRESAR DATOS

DAÑO DE FORMACIÓN

DAÑO DE MAYOR INFLUENCIA
-

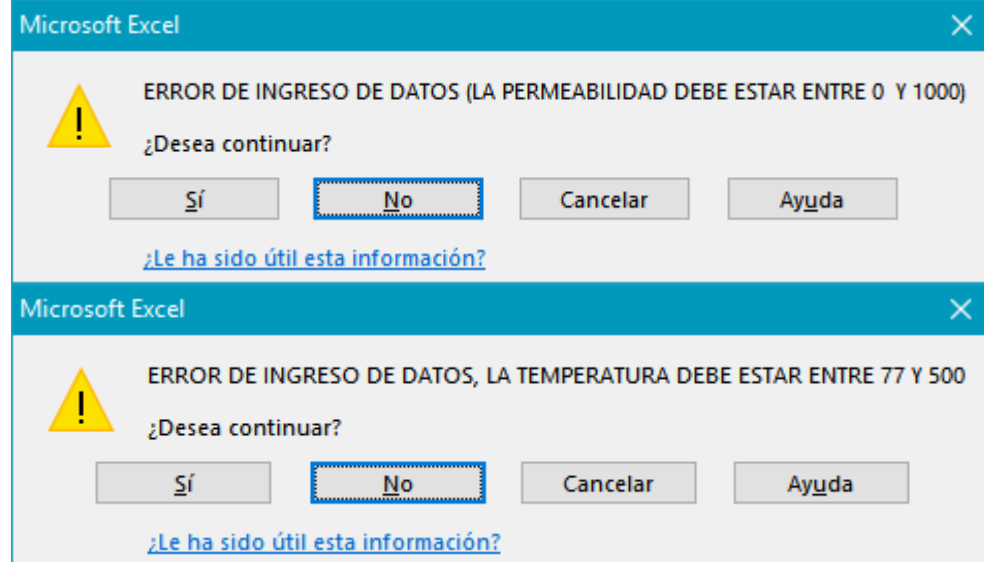
INGRESAR DATOS

Logo: **ecopetrol** and **FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

Fuente: Elaboración propia.

7.1.1 Permeabilidad del yacimiento y temperatura de fondo. La permeabilidad del yacimiento se debe encontrar entre un rango de 0 a 1000 mD, y la temperatura de fondo del yacimiento entre 77°F y 500°F, ya que solo para estos valores de permeabilidad y temperatura, se encontraron correlaciones que permiten determinar el fluido ácido a usar en procesos de estimulación. Si el valor ingresado no se encuentra dentro del rango establecido aparecerá la ventana que se muestra en la **Figura 16**, tanto para permeabilidad como para temperatura, respectivamente.

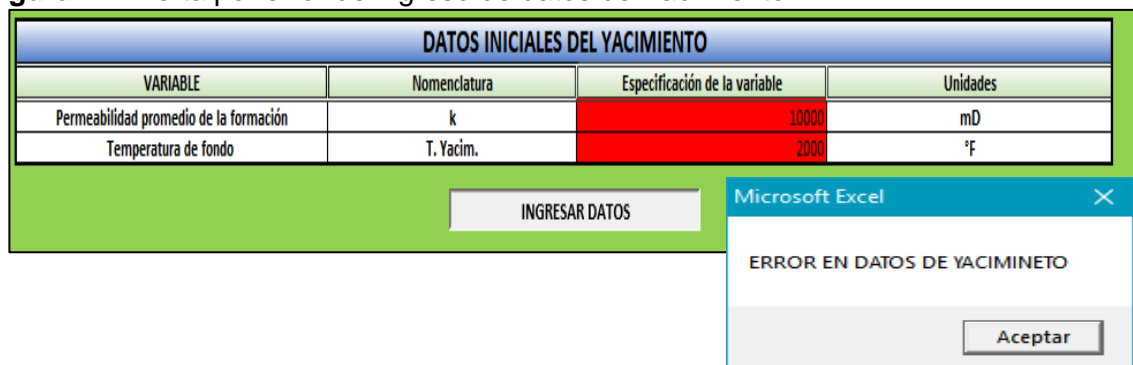
Figura 16. Error de ingreso de datos. Permeabilidad y Temperatura de fondo.



Fuente: Elaboración propia.

Si de igual forma se decide continuar con errores en los datos de yacimiento, y se da click en “Ingresar Datos” aparecerá una alerta en rojo y se desplegará la ventana que se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17. Alerta por error de ingreso de datos de Yacimiento.



Fuente: Elaboración propia.

Para corregir los datos, dar click en “Aceptar”, ingresar los datos correctamente, es decir, que se encuentran dentro del rango de operatividad del programa de selección, dar click en “Ingresar Datos” y seguir con el siguiente paso.

7.1.2 Mineralogía de la formación. Para la mineralogía de la formación se despliegan diferentes minerales, tal como se observa en la **Figura 18**, los cuales no deben ser llenados en su totalidad, sino los más representativos que se tengan o aquellos de los cuales se conozcan sus valores. Dar click en “Ingresar Datos” para continuar.

Figura 18. Ingreso de Mineralogía.

MINERALOGÍA		PORCENTAJE
TIPO DE MINERAL PRESENTE EN LA ROCA	VALOR NUMÉRICO EN PORCENTAJE (%)	
Anhidrita		
Ankerita		
Arcilla		
Calcita		
Clorita		
Cuarzo		
Dolomita		
Feldespato		
Hematita		
Magnetita		
Oxidos de hierro		
Pirita		
Sidetira		
COMPOSICIÓN TOTAL	0	

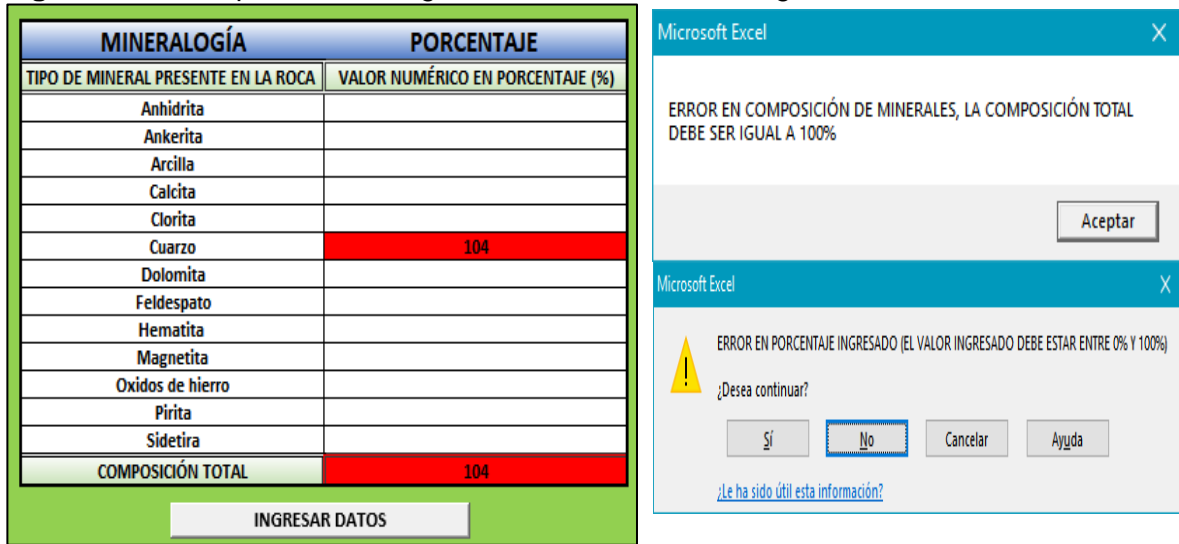
INGRESAR DATOS

Fuente: Elaboración propia.

Es importante resaltar que la sumatoria de esta composición mineralógica debe sumar 100%, esto con el fin de contar con una composición global completa, de lo contrario al dar click en “Ingresar Datos” una alerta roja se desplegara e impedirá la continuación del proceso de selección, tal como se evidencia en la **Figura 19**.

Para corregir los datos, dar click en “Aceptar”, ingresar los datos correctamente, es decir, que la sumatoria de la composición mineralógica complete un 100%, dar click en “Ingresar Datos” y seguir con el siguiente paso.

Figura 19. Alerta por error en ingreso de datos de Mineralogía.



Fuente: Elaboración propia.

7.1.3 Daño de formación. Los daños de formación más representativos de los cuales se cuenta con alguna correlación de selección, son invasión de solidos e incrustaciones orgánicas, escoger el que más se ajuste a la formación de interés, por medio de la lista desplegable, tal como se evidencia en la **Figura 20**, es posible no contar con ninguna daño, por lo cual se puede seleccionar la opción “-“. Dar click en “Ingresar Datos” y automáticamente se irá hacia la segunda pestaña.

Figura 20. Ingreso de Daño de Formación.



Fuente: Elaboración propia.

7.2 ASIGNACIÓN DE CRITERIOS DE IMPORTANCIA


Una vez ingresados los datos de inicialización, aparecerá la segunda pestaña llamada “**Asignación de Criterio**” en la cual se procede a determinar el tipo de variable a las cuales pertenece las variables escogidas por los autores (2), es decir, permeabilidad, temperatura de fondo, mineralogía y daño de formación, de igual forma se determina el criterio de importancia (3) que tiene la variable dentro del proceso de selección, tal como se evidencia en la **Figura 21**.


Figura 21. Datos de Asignación y Clasificación.


2

CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES	
TIPO 1 - DETERMINANTES	Variables de impacto significativo a la hora de tomar una decisión
TIPO 2 - LIMITANTES	Variables empleadas para sesgar eun proceso, a partir de la influencia de estas.
TIPO 3 - COMPLEMENTARIAS	Variables que mejoran la confiabilidad de un proceso a pesar de no ser de carácter critico para el diseño de este.

VARIABLES GENERALES		SISTEMAS ÁCIDOS	
VARIABLE		TIPO	
Permeabilidad		2	
Temperatura de fondo		2	
Mineralogía		1	
Daño de formación		2	





 FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA



3

CRITERIOS DE ASINACIÓN NUMÉRICA	
RELEVANCIA	Valor Numérico
Muy Alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

CIRTERIOS DE SELECCIÓN	
VARIABLE	CRITERIO
Permeabilidad	2
Temperatura de fondo	4
Mineralogía	5
Daño de formación	3



Fuente: Elaboración propia.

7.2.1 Clasificación de las variables. La clasificación de las variables se determina de acuerdo al criterio del ingeniero que se encuentre diligenciando los datos, para ello tener en cuenta la tabla “Clasificación de las Variables” que se encuentra en la misma pestaña, y a partir de ello seleccionar el tipo de variable, tal como se evidencia en la **Figura 22**. Dar click en “Ingresar Tipo de Variables” para continuar y dar el criterio de importancia.

Figura 22 Clasificación de variables.

CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES	
TIPO 1 - DETERMINANTES	Variables de impacto significativo a la hora de tomar una decisión
TIPO 2 - LIMITANTES	Variables empleadas para sesgar eun proceso, a partir de la influencia de estas.
TIPO 3 - COMPLEMENTARIAS	Variables que mejoran la confiabilidad de un proceso a pesar de no ser de carácter critico para el diseño de este.

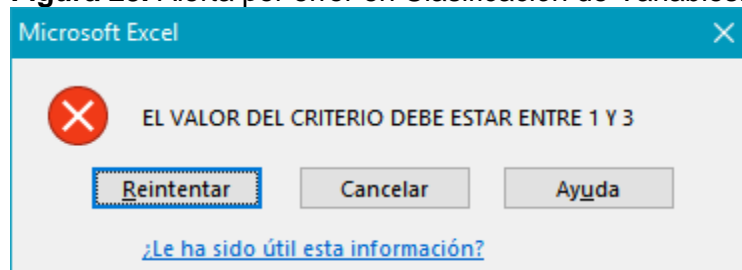
VARIABLES GENERALES	SISTEMAS ÁCIDOS
VARIABLE	TIPO
Permeabilidad	
Temperatura de fondo	
Mineralogía	
Daño de formación	

INGRESAR TIPO DE VARIABLES

Fuente: Elaboración propia.

Se debe tener en cuenta que si no se ingresa el tipo de variable correctamente, aparecerá una alerta, tal como se evidencia en la **Figura 23**, indicando el rango en el cual es permitido clasificar las variables, para solucionar este problema dar click en “Reintentar” y clasificar las variables según la tabla de referencia.

Figura 23. Alerta por error en Clasificación de Variables.




Fuente: Elaboración propia.

7.2.2 Asignación de criterio de importancia a las variables. Para la asignación de los criterios de importancia a cada una de las variables anteriormente clasificadas, se debe tener en cuenta el criterio del ingeniero que se encuentre diligenciando los datos y de igual forma la tabla “Criterios de Asignación Numérica”, la cual se encuentra en la misma pestaña, y a partir de ello asignar el valor numérico según considere la importancia de la variable, tal como se evidencia en la **Figura 24**. Dar click en “Ingresar Criterios” para continuar con el proceso de selección.

Figura 24. Criterios de Asignación Numérica

CRITERIOS DE ASINACIÓN NUMÉRICA	
RELEVANCIA	Valor Numérico
Muy Alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

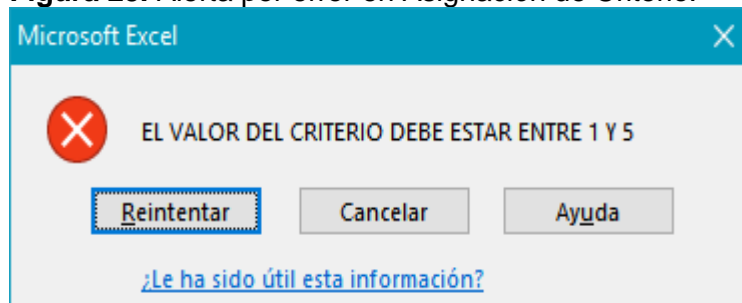
CRITERIOS DE SELECCIÓN	
VARIABLE	CRITERIO
Permeabilidad	
Temperatura de fondo	
Mineralogía	
Daño de formación	



Fuente: Elaboración propia.

De manera similar se debe tener en cuenta que si no se ingresa el criterio de asignación correcto dentro del rango permitido, aparecerá una alerta, tal como se evidencia en la **Figura 25**, indicando el rango en el cual es permitido asignar el criterio, para solucionar este problema dar click en “Reintentar” y asignar el criterio correspondiente según la tabla de referencia.

Figura 25. Alerta por error en Asignación de Criterio.



Fuente: Elaboración propia.

7.3 PROCESO DE ANÁLISIS MULTICRITERIO

Una vez ingresados los datos de asignación de criterio, aparecerá la tercera pestaña llamada “**Matriz Multicriterio**” en la cual se podrán visualizar los sistemas ácidos que cumplen con las especificaciones anteriormente ingresadas, para ello hacer click en “Aceptar” (4) y en la parte inferior se desplegarán los sistemas ácidos que cumplen con ese criterio, tal como se evidencia en la **Figura 26**

Figura 26. Sistemas ácidos recomendados.



Fuente: Elaboración propia

Los sistemas ácidos que la matriz recomienda están compuestos por los siguientes parámetros, los cuales se aclara que son tan solo una recomendación basada en la literatura y bibliografía bajo la cual se desarrolló el proyecto y que cada uno de ellos pueden estar sujetos a modificaciones por parte del ingeniero y en función de su criterio propio, dichos parámetros son;

- ✓ **Concentración de HCL:** Hace referencia a la concentración que se recomienda debe tener el HCL para la ejecución del proceso de estimulación.
- ✓ **Mineralogía:** Hace referencia al mineral que se encuentra en mayor proporción y por ende el cual se consumirá más teniendo en cuenta la velocidad de reacción del ácido
- ✓ **Rango de temperatura de fondo:** Indica el rango de temperatura para cual trabaja el sistema ácido recomendado y en el que se encuentra el sistema a recomendar.
- ✓ **Aditivo (Temperatura):** Recomienda o no el uso de un aditivo en función del rango de temperatura de operación para el sistema ácido recomendado.
- ✓ **Rango de permeabilidad:** Indica el rango de permeabilidad para cual trabaja el sistema ácido recomendado y en el que se encuentra el sistema a recomendar.
- ✓ **Viscosidad:** Indica si el ácido debe ir concentrado o viscosificado, depende de la permeabilidad.
- ✓ **Control de Hierro:** Indica la necesidad de utilizar agentes controladores de hierro dependiendo el porcentaje de minerales ricos en hierro que se tengan.
- ✓ **Invasión de sólidos, arcillas y finos:** Indica la necesidad de utilizar agentes que reduzcan la invasión de sólidos, arcillas y finos, dependiendo de la composición mineralógica y daño de formación presente.
- ✓ **Inhibidor de corrosión:** Indica la necesidad de utilizar inhibidores de corrosión

- con la intención de proteger las tuberías.
- ✓ **Prefujo:** Para algunos sistemas ácidos se recomienda la concentración y tipo de prefujo que se utiliza para determinada composición mineralógica.
- ✓ **Recomendación de viscosidad:** Se genera una recomendación en términos del rango de temperatura que se esté trabajando, de esta forma para temperaturas mayores a 150°F se recomienda que el ácido se viscosifique a criterio del ingeniero.

Los parámetros anteriormente nombrados se pueden evidenciar en la **Figura 27**.

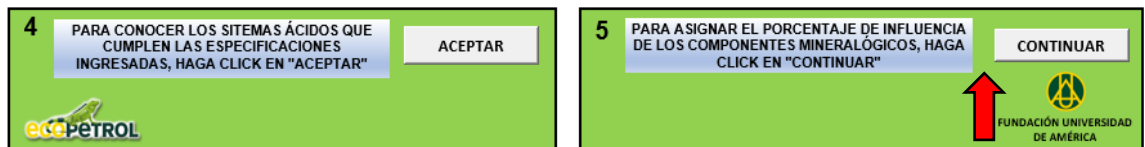
Figura 27. Parámetros de los Sistemas ácidos recomendados.

SISTEMAS ÁCIDOS RECOMENDADOS				
Concentración HCL	Mineralogía	Rango Temp. Fondo	Aditivo	Rango Permeabilidad
Viscosidad	Control de Hierro	Invasión	Corrosión	Preflujo

Fuente: **Elaboración propia.**

En caso de obtener más de un sistema ácido recomendado, es necesario realizar una nueva asignación de criterios de importancia pero ahora aplicado a cada uno de los componentes mineralógicos que fueron introducidos por primera vez, para ello dar click en “Continuar” **(5)**, tal como se evidencia en la **Figura 28**. Realizar dicho procedimiento si se tiene solo un sistema ácido para continuar con la generación de resultados.

Figura 28. Más de un sistema ácido recomendado.



SISTEMAS ÁCIDOS RECOMENDADOS			
1	2	3	4
CONCENTRACION DE HCL	MINERALOGÍA	RANGO DE TEMPERATURA DE FONDO (°f)	ADITIVO (TEMPERATURA)

Fuente: **Elaboración propia.**

Al dar click en “Continuar” se deberá asignar un nuevo criterio de importancia a cada uno de los minerales que se ingresaron en la **Figura 28**, para ello se debe tener en cuenta nuevamente la tabla “Criterios de Asignación Numérica”, tal como se observa en la **Figura 29**. Dar click en “Aceptar” para validar los criterios de asignación ingresados y priorizar los sistemas ácidos recomendados.

Figura 29. Asignación de importancia de criterio a los minerales.

6 ASIGNACIÓN DEL PORCENTAJE DE INFLUENCIA INDIVIDUAL DE LOS MINERALES INGRESADOS

NO HAY ANHIDRITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY ANKERITA EN LA FORMACIÓN	
Arcilla	
Calcita	
Clorita	
Cuarzo	
Dolomita	
NO HAY FELDSPATO EN LA FORMACIÓN	
NO HAY HEMATITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY MAGNETITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY OXIDOS DE HIERRO EN LA FORMACIÓN	
NO HAY PIRITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY SIDERITA EN LA FORMACIÓN	

CRITERIOS DE ASINACIÓN NUMÉRICA	
RELEVANCIA	Valor Numérico
Muy Alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

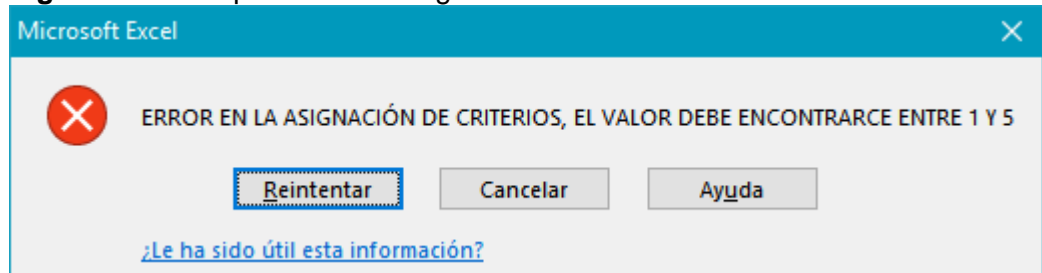
VALIDAR CRITERIO DE MINERALES ACEPTAR

ecoPETROL FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Fuente: Elaboración propia.

De manera similar se debe tener en cuenta que si no se ingresa el criterio de asignación correcto dentro del rango permitido, aparecerá una alerta, tal como se evidencia en la **Figura 30**, indicando el rango en el cual es permitido asignar el criterio, para solucionar este problema dar click en “Reintentar” y asignar el criterio correspondiente según la tabla de referencia.

Figura 30.Alerta por error en Asignación de Criterio Minerales.



Fuente: Elaboración propia.

7.4 RESULTADOS DE LA MATRIZ

Una vez evidenciados los sistemas ácidos recomendados por la matriz y al asignar los criterios de importancia de los minerales, aparecerá la cuarta pestaña llamada “**Resultados de la Estrategia**”, en la cual se evidencia una tabla resumen que contiene los porcentajes de influencia global e individual que fueron asignados a la matriz por medio del análisis multicriterio (7), tal como se evidencia en la **Figura 31**

Figura 31. Resumen de porcentajes de influencia global e individual.

7

TABLA RESUMEN CON LOS PORCENTAJES DE INFLUENCIA GLOBAL E INDIVIDUAL DE LAS VARIABLES

VARIABLE	TIPO	CRITERIO DE IMPORTANCIA	PORCENTAJE DE INFLUENCIA GLOBAL (%)	DESEMPEÑO INDIVIDUAL (%)
Permeabilidad	2	2	20	8
Temperatura de fondo	2	4	20	16
Mineralogía	1	5	40	40
Daño de formación	2	3	20	12

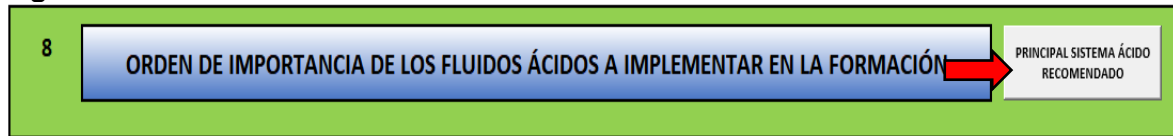


 FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Fuente: Elaboración propia.

En la parte inferior de la pestaña, se desplegarán los sistemas ácidos que cumplen todos los datos previamente ingresados a la matriz, en orden de importancia siguiendo la tabla de “Criterios de importancia” con los mismos parámetros que se describieron anteriormente, sin embargo, para conocer el principal ácido que recomienda la matriz, dar click en “Principal Sistema Ácido Recomendado”, (8) tal como se evidencia en la **Figura 32**.

Figura 32. Sistemas ácidos recomendados ordenados.



Fuente: Elaboración propia.

7.5 PRINCIPAL ÁCIDO FINAL RECOMENDADO

Al dar click en “Principal Sistema Ácido Recomendado” aparecerá la cuarta pestaña llamada “**Ácido Final Recomendado**”, en la cual se podrá visualizar una tabla que resume el ácido más importante según el análisis multicriterio que se realizó (9), tal como se evidencia en la **Figura 33**.

Dar click en “Finalizar” y el proceso de selección del fluido, haciendo uso de la matriz Selección ACIDFRAC 1.0, habrá concluido y se habrá hecho la mejor recomendación del sistema ácido que cumple con las especificaciones indicadas. Al terminar saldrá una ventana como la que se muestra en la **Figura 34**.

Figura 33. Ácido final Recomendado.

9

PRINCIPAL ÁCIDO FINAL RECOMENDADO

DATOS DE INICIALIZACION	
Permeabilidad (mD)	
Temperatura del Yacimiento (°F)	
Mineral de Mayor porcentaje (%)	
Daño de Formacion	
ÁCIDO RECOMENDADO	
Tipo de Ácido	
Concentración del Ácido	
Preflujo	
Agentes de control de Hierro	
Agentes de control de Corrosión	
Agentes de incrustaciones Organicas	
Principal mineral disuelto	
Viscosificar el ácido	

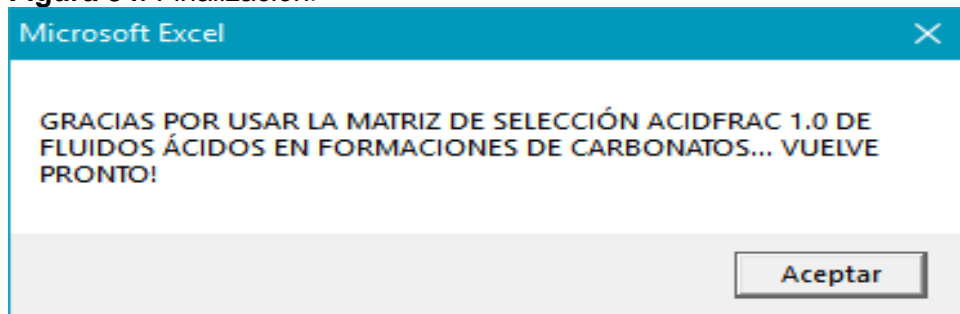
FINALIZAR




FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Fuente: **Elaboración propia.**

Figura 34. Finalización.



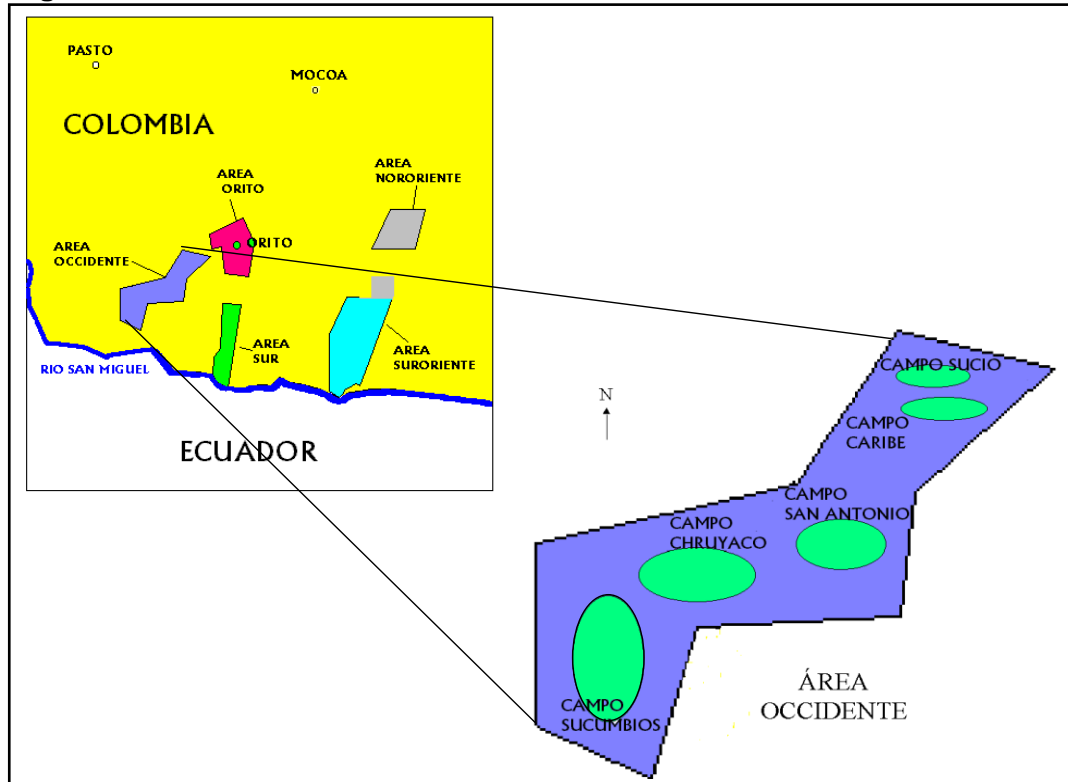
Fuente: **Elaboración propia.**

8. SELECCIÓN DEL FLUIDO ACIDO FRACTURANTE PARA LA FORMACION VILLETA CALIZA A

Para realizar la selección del fluido ácido fracturante en la formación Villeta Caliza A, haciendo uso de la matriz de selección ACIDFRAC 1.0, previamente explicada, es pertinente primero contar con los datos propios de la formación, sobretodo de la composición mineralógica.

Gracias a los datos suministrados por Ecopetrol S.A, la caracterización de la formación Villeta Caliza A, se realizara en base al pozo A, el cual se encuentra ubicado en el campo Sucumbíos localizado 17 km al suroccidente de la cuenca Caguán – Putumayo en las proximidades de las veredas Jardines de Sucumbíos, tal como se evidencia en la **Figura 35**.

Figura 35. Localización Sucumbíos.



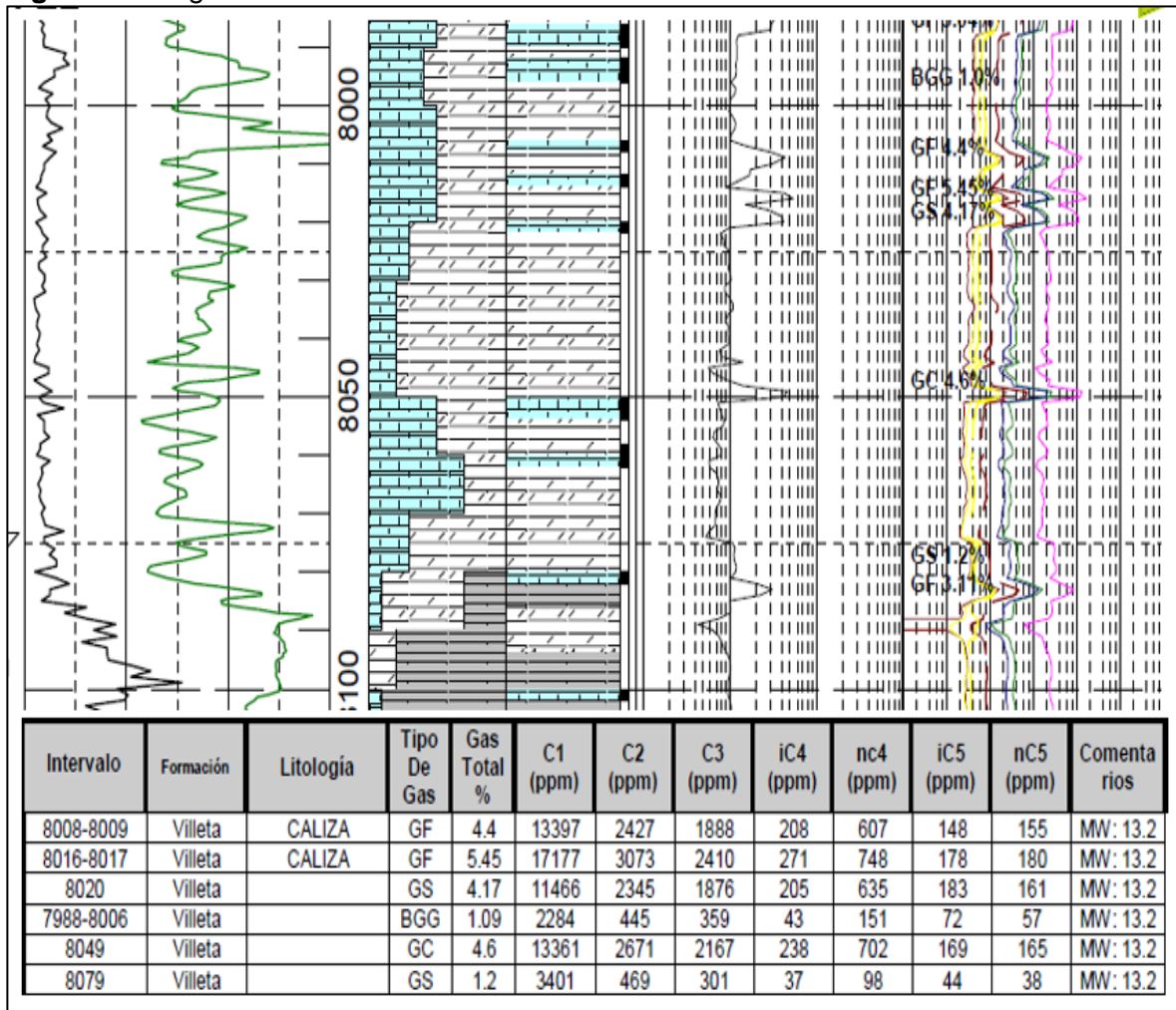
Fuente: ECOPETROL S.A. Folleto Sucumbios – 3D. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Bogotá. Febrero. 2003. 7 p.

8.1 DATOS DEL POZO A

En el pozo A, se realizaron diferentes tomas de registros eléctricos que permiten evidenciar el comportamiento de la formación Villeta Caliza A, a nivel del intervalo comprendido entre 8010 ft y 8070 ft.

Durante la corrida del registro FEL (Formation Evaluation Log) se evidencian intercalaciones de marga y caliza. El análisis de gases sugiere la presencia de aceite con una de gravedad media baja, tal como se observa en la **Figura 36**.¹¹¹

Figura 36. Registro FEL Villeta Caliza A.

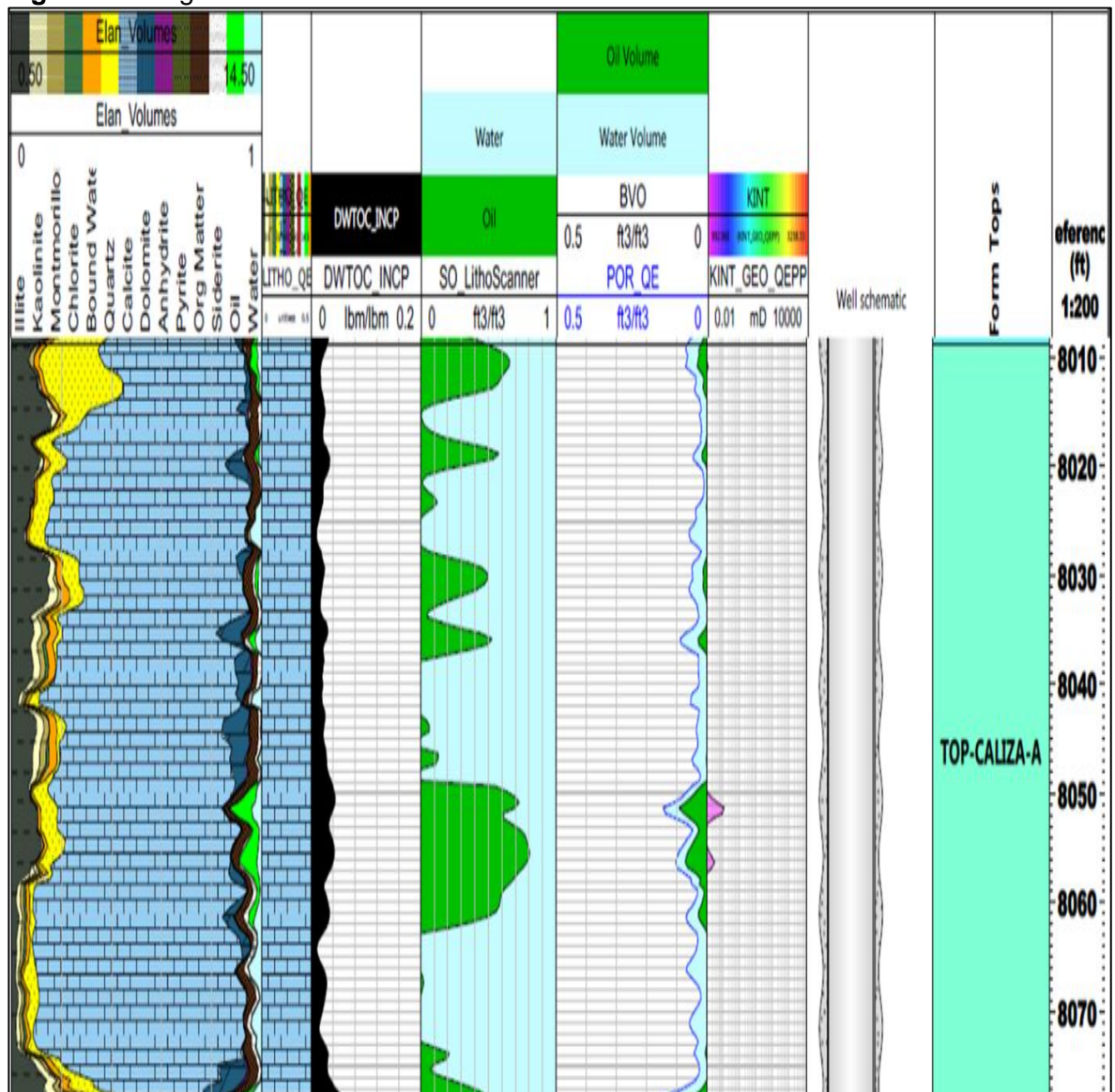


Fuente: ECOPETROL S.A. Programa Detallado de Intervención Sucumbíos 4. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Orito. Noviembre. 2017. 4 p.

¹¹¹ ECOPETROL S.A. Programa Detallado de Intervención Sucumbíos 4. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Orito. Noviembre. 2017. 4 p.

Por medio del registro Lithoscanner, se pudo interpretar la mineralogía de la formación, la cual confirma una litología calcárea, bajo contenido de minerales arcillosos, mayor al tope (Ilita principalmente). Se evidencia una porosidad promedio de 4%, saturación de aceite 60% promedio en un espesor neto de 20ft aproximadamente, tal como se evidencia en la **Figura 37**.¹¹²

Figura 37. Registro Lithoscanner Villeta Caliza A



Fuente: ECOPETROL S.A. Programa Detallado de Intervención Sucumbíos 4. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Orto. Noviembre. 2017. 5 p.

¹¹² Ibid., 4.

En la **Figura 38**, perteneciente al registro Litológico realizado al pozo A, se evidencia en su mayoría una composición de Calcita y Dolomita, con una presencia media de Arcilla, Arena y Anhidrita a la altura del intervalo de interés mencionado anteriormente.

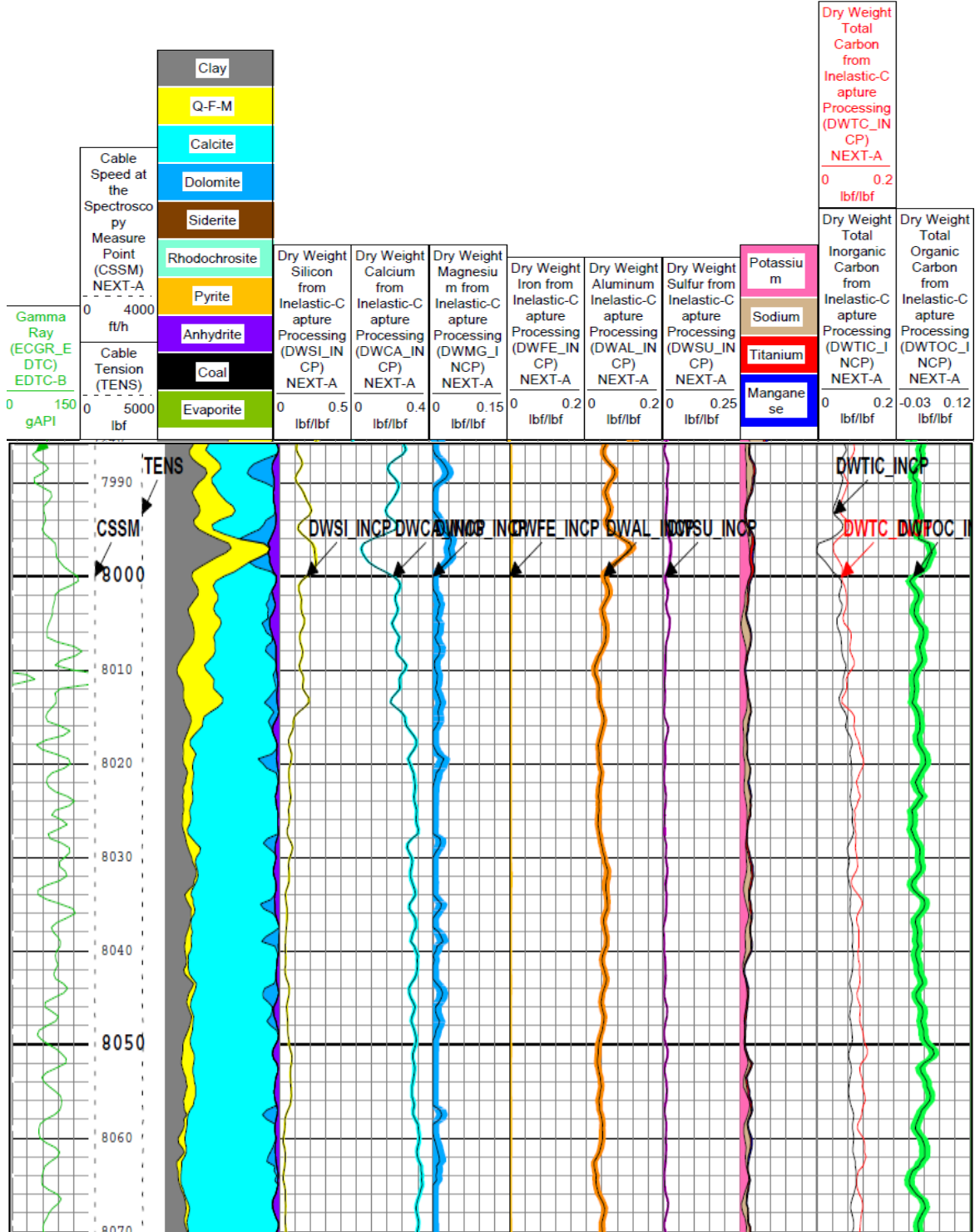
A partir de la interpretación de los registros anteriores, es posible determinar los parámetros de entrada que requiere la matriz para el proceso de selección del fluido ácido fracturante, según lo anterior, dichos parámetros se resumen en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Datos de entrada de la matriz.

DATOS DE INICIALIZACIÓN FORMACION VILLETA CALIZA	
Permeabilidad (mD)	0.028
Temperatura del yacimiento (°F)	175
Porcentaje de Minerales presentes (%)	
Calcita	87
Dolomita	5
Cuarzo	2
Arcilla	5
Clorita	1
Daño de Formación	Invasión de Sólidos

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 38. Registro Litológico Villeta Caliza A.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Programa Detallado de Intervención Sucumbíos 4. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Orto. Noviembre. 2017. 5 p.

8.2 APLICACIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0 PARA DETERMINAR EL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE EN LA FORMACIÓN VILLETA CALIZA A

Una vez determinados los parámetros de entrada que requiere la matriz de Selección ACIDFRAC 1.0, se procede al ingreso de los datos para determinar la mejor recomendación del fluido ácido que se debería usar durante procesos de fracturamiento ácido, especialmente en formaciones de carbonatos tal como la formación Villeta Caliza A.

8.2.1 Ingreso de los datos de Inicialización en la Matriz. Como primer parámetro importante que requiere la matriz, es el ingreso de la permeabilidad y la temperatura del yacimiento, teniendo en cuenta los datos de la **Tabla 14**, se ingresan tal como se muestra en la **Figura 39**. Dar click en “Ingresar Datos” para continuar.

Figura 39. Ingresando datos de Permeabilidad y Temperatura, Villeta Caliza A.

MATRIZ DE SELECCIÓN BRAN 1.0 DE FLUIDOS ÁCIDOS EN PROCESOS DE ESTIMULACIÓN				
1	DATOS INICIALES DEL YACIMIENTO			
	VARIABLE	Nomenclatura	Especificación de la variable	
	Permeabilidad promedio de la formación	k	0.028	mD
	Temperatura de fondo	T. Yacim.	175	°F

INGRESAR DATOS

Fuente: Elaboración propia.

Al ingresar los datos básicos de permeabilidad y temperatura, se procede a ingresar los datos correspondientes a los porcentajes de los minerales presentes en la formación, que como se pudo evidenciar gracias a la interpretación de los registros, se encuentra compuesta en su mayoría por Calcita, por lo cual se considera una formación calcárea.

Dichos porcentajes deben completar una composición del 100 %, tal como se evidencia en la **Figura 40**, dar click en “Ingresar Datos” para continuar.

Figura 40. Ingresando datos de Mineralogía, Villeta Caliza A.

MINERALOGÍA		PORCENTAJE
TIPO DE MINERAL PRESENTE EN LA ROCA	VALOR NUMÉRICO EN PORCENTAJE (%)	
Anhidrita		
Ankerita		
Arcilla		5
Calcita		87
Clorita		1
Cuarzo		2
Dolomita		5
Feldespato		
Hematita		
Magnetita		
Oxidos de hierro		
Pirita		
Sidetira		
COMPOSICIÓN TOTAL		100

INGRESAR DATOS

Fuente: Elaboración propia.

Como último dato de inicialización de la matriz, se requiere del daño de formación que presenta la formación, en conjunto con los ingenieros expertos de Ecopetrol, quienes conocen la formación debido a diferentes trabajos realizados en la zona, se determinó que el mayor daño que afecta al pozo A es debido a la invasión de sólidos provenientes del lodo de perforación.

Seleccionar esta opción en la matriz, dar click en “Ingresar Datos” para continuar, tal como se evidencia en la **Figura 41**.

Figura 41. Ingresando datos de Daño, Villeta Caliza A.

DAÑO DE FORMACIÓN	
DAÑO DE MAYOR INFLUENCIA	Invasión de Sólidos

INGRESAR DATOS

Fuente: Elaboración propia.

8.2.2 Clasificación de variables y asignación de criterios de importancia. Al terminar con el ingreso de los datos de inicialización básicos que requiere la matriz, se debe asignar el tipo de variable al que corresponde las propiedades escogidas por los autores, es decir, permeabilidad, temperatura de fondo, mineralogía y daño de formación.

Para los autores las variables se clasificaron como se referencio en la **Tabla 11**, clasificación que concuerda con el criterio del ingeniero experto de estimulación.



Determinado el tipo al que pertenecen las variables, se deben asignar en la matriz tal como se observa en la **Figura 42**. Dar click en “Ingresar Tipo de Variables” para continuar.

Figura 42. Clasificando variables, Villeta Caliza A.

2

CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES	
TIPO 1 - DETERMINANTES	Variables de impacto significativo a la hora de tomar una decisión
TIPO 2 - LIMITANTES	Variables empleadas para sesgar eun proceso, a partir de la influencia de estas.
TIPO 3 - COMPLEMENTARIAS	Variables que mejoran la confiabilidad de un proceso a pesar de no ser de carácter critico para el diseño de este.

VARIABLES GENERALES	SISTEMAS ÁCIDOS
VARIABLE	TIPO
Permeabilidad	2
Temperatura de fondo	2
Mineralogía	1
Daño de formación	2

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Fuente: Elaboración propia.

Con las variables clasificadas dentro de los 3 tipos que se tienen, se procede a asignar el criterio de importancia que tiene cada una de las variables, para los autores, la asignación de los criterios de importancia se relacionó en la **Tabla 13**, criterio que concuerda con el criterio del ingeniero experto de estimulación.

Ingresar los criterios tal como se observa en la **Figura 43** y dar click en “Ingresar Criterios” para continuar.

Figura 43. Asignación de criterios, Villeta Caliza A.

CRITERIOS DE ASINACIÓN NUMÉRICA	
RELEVANCIA	Valor Numérico
Muy Alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

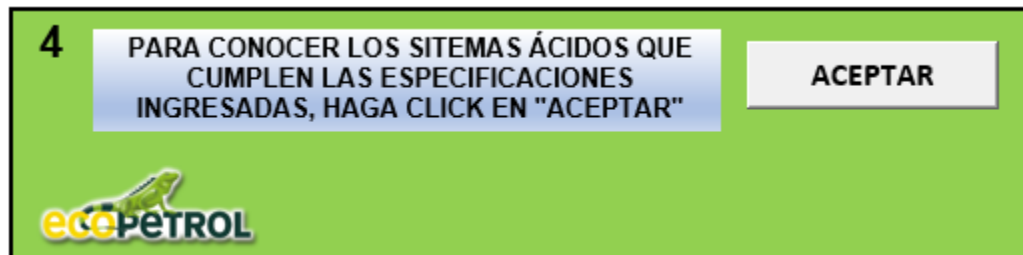
CRITERIOS DE SELECCIÓN	
VARIABLE	CRITERIO
Permeabilidad	2
Temperatura de fondo	4
Mineralogía	5
Daño de formación	3

INGRESAR CRITERIOS

Fuente: Elaboración propia.

8.2.3 Sistemas ácidos recomendados. Para conocer los sistemas ácidos que cumplen con los parámetros previamente ingresados dar click en “Aceptar” para que la matriz realice su análisis multicriterio y determine el mejor sistema, tal como se evidencia en la **Figura 44**.

Figura 44. Conociendo los Sistemas ácidos recomendados, Villeta Caliza A.



Fuente: Elaboración propia.

Al dar click en “Aceptar” la matriz recomendó el sistema ácido que se evidencia en la **Figura 45**.

Figura 45. Despliegue del sistema ácido recomendado, Villeta Caliza A.

SISTEMAS ÁCIDOS RECOMENDADOS					
Concentración HCL	Mineralogía	Rango Temp. Fondo (°F)	Aditivo	Rango Permeabilidad	Viscosidad
15 %	Calcita	77 – 360	-	0,0001 – 0,9	Ácido Concentrado
Control de Hierro	Invasión Sólidos	Inhibidor Corrosión	Preflujo	Recomendación de Viscosificación	
-	-	-	3 % NH4CL	Se recomienda viscosificar el ácido a criterio del ingeniero	

Fuente: Elaboración propia.

Aun cuando la matriz no recomendó más de un sistema ácido, es necesario asignar el porcentaje de importancia de los minerales, para ello hacer click en “Continuar”.

El criterio de importancia que los autores establecieron, coincide de igual forma con el criterio del ingeniero experto en estimulación, pues el mineral que mayor importancia presenta es la Calcita, al encontrarse en mayor proporción dentro de la formación.

Dicha asignación se evidencia en la **Figura 46**. Dar click en “Aceptar” para continuar.

Figura 46. Asignación de criterios minerales, Villeta Caliza A.

6

ASIGNACIÓN DEL PORCENTAJE DE INFLUENCIA INDIVIDUAL DE LOS MINERALES INGRESADOS

NO HAY ANHIDRITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY ANKERITA EN LA FORMACIÓN	
Arcilla	3
Calcita	5
Clorita	4
Cuarzo	3
Dolomita	4
NO HAY FELDESPATO EN LA FORMACIÓN	
NO HAY HEMATITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY MAGNETITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY OXIDOS DE HIERRO EN LA FORMACIÓN	
NO HAY PIRITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY SIDERITA EN LA FORMACIÓN	

VALIDAR CRITERIO DE MINERALES

ACEPTAR

CRITERIOS DE ASINACIÓN NUMÉRICA

RELEVANCIA	Valor Numérico
Muy Alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

Fuente: Elaboración propia.

8.2.4 Tabla resumen del análisis multicriterio obtenido. Con el desarrollo de lo anteriormente explicado, se da por finalizado el ingreso de datos y asignación de criterios de todas las variables pertinentes a la formación Villeta Caliza A, al dar click en “Aceptar” se mostrara una tabla que resume el análisis multicriterio que realizo



la matriz bajo el diseño de los autores, tal como se evidencia en la **Figura 47**.

Figura 47. Resumen de porcentajes de influencia global e individual, Caso Villeta Caliza A.

7

TABLA RESUMEN CON LOS PORCENTAJES DE INFLUENCIA GLOBAL E INDIVIDUAL DE LAS VARIABLES

VARIABLE	TIPO	CRITERIO DE IMPORTANCIA	PORCENTAJE DE INFLUENCIA GLOBAL (%)	DESEMPEÑO INDIVIDUAL (%)
Permeabilidad	2	2	20	8
Temperatura de fondo	2	4	20	16
Mineralogía	1	5	40	40
Daño de formación	2	3	20	12

Fuente: Elaboración propia.

En la parte inferior se observa el mejor ácido que la matriz recomienda para los datos ingresados, para ver con mejor detenimiento dar click en “Principal Sistema Ácido Recomendado”.

Al dar click en el botón anterior, se despliega la tabla que contienen la información que la matriz recomienda, de la cual, el dato más importante que proporciona la matriz, es un cálculo rápido de la concentración que debe tener la etapa del ácido en los procesos de estimulación, que para la formación Villeta Caliza A, se recomienda que sea del 15%, tal como se evidencia en la **Figura 48**.



Figura 48. Tabla final con mejor ácido recomendado.

9

PRINCIPAL ÁCIDO FINAL RECOMENDADO

DATOS DE INICIALIZACION	
Permeabilidad (mD)	0.028
Temperatura del Yacimiento (°F)	175
Mineral de Mayor porcentaje (%)	Calcita
Daño de Formación	Invasión de Sólidos
ÁCIDO RECOMENDADO	
Tipo de Ácido	HCL
Concentración del Ácido	15%
Preflujo	3% NH4CL
Agentes de control de Hierro	-
Agentes de control de Corrosión	-
Agentes de incrustaciones Organicas	-
Recomendación para el daño de formación	se recomienda emplear ácidos organicos + aditivos (ácido acetico a altas temperaturas)
Principal mineral disuelto	Calcita
Viscosificar el ácido	Se recomienda Viscosificar el ácido a criterio del Ingeniero

FINALIZAR

Fuente: Elaboración propia.

8.3 ANALISIS DE RESULTADOS OBTENIDOS

Como se puede observar en la figura 56, la recomendación sugerida por la matriz de Selección ACIDFRAC 1.0, respecto a la concentración del ácido Clorhídrico que se debería manejar para procesos de fracturamiento ácido, en la formación Villeta Caliza A, es un sistema ácido con una concentración del 15 % al ser la Calcita el mineral que se encuentra en mayor porcentaje.

Esta concentración se verifica con el diseño preliminar por parte de Ecopetrol S.A, en el cual se tenía planeado utilizar una concentración entre 15% y 20%, la decisión final fue emplear una concentración al 20%, esto debido a que el ácido fue viscosificado con la intención de asegurar la llegada del mismo al lugar de interés, sin que antes reaccione con la formación durante su viaje, tal como se evidencia en la **Figura 49**.

Figura 49. Diseño preliminar de la concentración del ácido, Villeta Caliza A.

The screenshot shows a software interface with several tabs: Fluid Friction Properties, Fluid Rheology Properties, Fluid Loss And Thermal Properties, Acid Properties, and Other Properties. The 'Acid Properties' tab is active. Under 'Selected Fluid', the Name is 'Viscogen', Description is 'Diverter Acid', Vendor is 'Miscellaneous', and System is 'Acids'. The 'Acid Components and Properties' section contains a table with one row: Acid 'HCl' at a concentration of 20.0% mass. To the right of this table are input fields for Fluid Diffusivity (4.30e-06 ft²/min), Non-Reactive Concentration (3.00 % mass), and Retardation Factor (0.40). The 'Conductivity Calculation' section has radio buttons for 'Nierode-Kruk Correlation' (selected), 'Flow Capacity Test', and 'Manual'. It includes input fields for Max. Effect of Acid on Leakoff (2.50), Conductivity Multiplier Factor (2.00), and Producing Bottomhole Pressure (2.000 psi). The 'Mass Transfer Coeff. Determination' section has radio buttons for 'Public Correlation' (selected) and 'Manual' (1.00e-03 cm/sec).

Acid	Concentration (% mass)
1 HCl	20.0

Fuente: Ecopetrol S.A.

La matriz generó una recomendación de un sistema ácido con una concentración del 15%, sin embargo, realiza un comentario en el cual confirma lo realizado por Ecopetrol S.A, ya que la zona de interés en la formación Villeta Caliza A, se encuentra con una temperatura por encima de los 150° F y por esta razón el ácido se debe viscosificar para garantizar lo anteriormente dicho.

De igual forma se recomienda utilizar un preflujado NH₄CL con una concentración al 3% con la intención de reducir la temperatura en la zona de interés y permitir un mejor desempeño de la etapa ácida.

De acuerdo a la bibliografía y base de datos que maneja la matriz de Selección ACIDFRAC 1.0, para este sistema ácido no se evidencia ningún tipo de agente de

control de hierro o corrosión, sin embargo no quiere decir que no sea necesario realizarlo, pues esta decisión depende de otros parámetros y el criterio propio del ingeniero.

En cuanto al daño de formación que presenta el pozo, la matriz recomienda utilizar ácidos orgánicos y aditivos especiales que soporten altas temperaturas para mejorar el desempeño de la etapa ácida.

8.4 USO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0 PARA DETERMINAR EL FLUIDO ÁCIDO FRACTURANTE EN UN CASO X PARA VALIDAR SU OPERATIVIDAD

Anteriormente se aplicó la matriz de Selección ACIDFRAC 1.0 para determinar el mejor sistema ácido que se puede emplear en la formación Villeta Caliza A, arrojando como resultado un sistema ácido compatible con la realidad y ejecutado por parte de Ecopetrol S.A.

Con el objetivo de validar con datos diferentes la matriz en cuestión, se hará una modificación a la composición mineral ingresada anteriormente, teniendo en cuenta la particularidad de que habrá un porcentaje mayor del mineral Clorita pasando de 1% a 7%, tal como se observa en la **Figura 50**.

Figura 50. Modificación del porcentaje de minerales.

MINERALOGÍA	PORCENTAJE
TIPO DE MINERAL PRESENTE EN LA ROCA	VALOR NUMÉRICO EN PORCENTAJE (%)
Anhidrita	
Ankerita	
Arcilla	3
Calcita	83
Clorita	7
Cuarzo	2
Dolomita	5
Feldespatos	
Hematita	
Magnetita	
Oxidos de hierro	
Pirita	
Sidertita	
COMPOSICIÓN TOTAL	100

INGRESAR DATOS

Fuente: Elaboración propia.

Los datos correspondientes a la permeabilidad, temperatura de yacimiento, daño de formación y asignación de criterios a las variables junto con la clasificación de las mismas, permanecen sin modificaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, los sistemas ácidos que recomienda la matriz son 2; uno al 3% y otro al 15%, tal como se observa en la **Figura 51**.

Figura 51. Sistemas ácidos recomendados con la modificación de minerales.

SISTEMAS ÁCIDOS RECOMENDADOS				
Concentración HCL	Mineralogía	Rango Temp. Fondo (°F)	Aditivo	Rango Permeabilidad
3 %	Clarita	77 – 200	-	0,0001 – 9,9
Concentración HCL	Mineralogía	Rango Temp. Fondo (°F)	Aditivo	Rango Permeabilidad
15 %	Calcita	77 – 300	-	0,0001 – 9,9

Fuente: Elaboración propia.



Para establecer cuál de los dos sistemas ácidos recomienda con mayor importancia la matriz, se debe asignar el valor de importancia de los minerales, poniendo ahora con una importancia muy alta al mineral Clorita, tal como se evidencia en la **Figura 52**.

Figura 52. Asignación de criterios a los minerales con la modificación.

ASIGNACIÓN DEL PORCENTAJE DE INFLUENCIA INDIVIDUAL DE LOS MINERALES INGRESADOS	
NO HAY ANHIDRITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY ANKERITA EN LA FORMACIÓN	
Arcilla	2
Calcita	4
Clorita	5
Cuarzo	1
Dolomita	3
NO HAY FELDSPATO EN LA FORMACIÓN	
NO HAY HEMATITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY MAGNETITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY OXIDOS DE HIERRO EN LA FORMACIÓN	
NO HAY PIRITA EN LA FORMACIÓN	
NO HAY SIDERITA EN LA FORMACIÓN	

CRITERIOS DE ASINACIÓN NUMÉRICA	
RELEVANCIA	Valor Numérico
Muy Alta	5
Alta	4
Media	3
Baja	2
Muy Baja	1

VALIDAR CRITERIO DE MINERALES	ACEPTAR
-------------------------------	---------



 FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Fuente: Elaboración propia.

Con esta nueva asignación de criterios de importancia, se puede evidenciar que la mejor recomendación que realiza la matriz, en cuanto al sistema ácido que se debería usar para formaciones con porcentajes altos de Clorita mayores al 4%, corresponde a un ácido Clorhídrico con una concentración del 3%, tal como se evidencia en la **Figura 53**.

Figura 53. Ácido final recomendado con la modificación de minerales.

9

PRINCIPAL ÁCIDO FINAL RECOMENDADO

DATOS DE INICIALIZACION	
Permeabilidad (mD)	0.028
Temperatura del Yacimiento (°F)	175
Mineral de Mayor porcentaje (%)	Calcita
Daño de Formacion	Invasión de Solidos

ÁCIDO RECOMENDADO	
Tipo de Ácido	HCL
Concentración del Ácido	3%
Preflujo	HCL 15% + Agente secuestrante
Agentes de control de Hierro	-
Agentes de control de Corrosión	-
Agentes de incrustaciones Organicas	-
Principal mineral disuelto	Clorita>5%
Viscosificar el ácido	Se recomienda Viscosificar el ácido a criterio del Ingeniero

FINALIZAR

Fuente: Elaboración propia.

De esta forma se puede evidenciar que la matriz recomienda sistemas ácidos lógicos que cumplen con los criterios de la literatura, ya que según la Guía de Diseño Metodológico para Fracturamientos ácidos de la compañía PEMEX, al tener una concentración de Clorita mayor al 5%, la concentración del sistema ácido debe ser menor, ya que este es un mineral que se disuelve con una velocidad muy rápida, lo que puede ocasionar la creación de precipitados que puedan taponar lo poros en vez abiertos.

9. CONCLUSIONES

- ✓ Mediante el uso del análisis multicriterio empleado en la matriz de selección ACIDFRAC 1.0, se obtienen los porcentajes de influencia de 40% para variables determinantes, 20% para variables limitantes y 10% para variables complementarias, de igual forma el desempeño individual de cada una de las variables en el proceso de selección del fluido ácido, teniendo en cuenta que dichas variables son tomadas a partir de la caracterización de la formación Villeta Caliza A.
- ✓ La formación Villeta Caliza A, es considerada como una formación de carbonatos, ya que gracias a la información recopilada por medio de los diferentes registros estudiados, evidencian una litología calcárea, bajo contenido de minerales arcillosos, cercanos al tope de la formación. Se evidencia una porosidad promedio de 4%, saturación de aceite 60% con un espesor promedio de 20ft aproximadamente.
- ✓ La matriz de Selección ACIDFRAC 1.0, ha sido validada y confirmada su operatividad para la generación de recomendaciones de sistemas ácidos, empleados en la ejecución de procesos de fracturamiento ácido, principalmente en formaciones de carbonatos.
- ✓ Para la formación Villeta Caliza A, se ha generado una recomendación del mejor sistema ácido, con una concentración del 15% y haciendo uso de un preflujado de NH₄CL con una concentración al 3%, de igual forma se ha incluido en el sistema el uso de ácidos orgánicos y aditivos que se desempeñen en altas temperaturas, con el fin de mitigar el daño de formación a causa de la invasión de sólidos por parte del lodo de perforación.
- ✓ Para porcentajes mayores del 5% del mineral Clorita, se deben manejar concentraciones bajas del sistema ácido, tal como lo evidencia la aplicabilidad de la matriz de Selección ACIDFRAC 1.0, al arrojar un sistema ácido con una concentración del 3%.

10. RECOMENDACIONES

- ✓ El uso de la matriz de Selección ACIDFRAC 1.0 no asegura del todo la decisión de la aplicabilidad del sistema ácido planteado, pues la matriz se encuentra abierta al criterio de la persona que diligencie los datos, de allí la importancia de realizar el análisis multicriterio de la mejor forma.
- ✓ Algunos de los sistemas ácidos recomendados por la matriz, no cuentan con la implementación de aditivos, por lo cual se genera una recomendación a criterio del ingeniero y se deja abierta la posibilidad al uso de estos.
- ✓ Debido a la escasa información que se encuentra disponible en términos de estimulación de formaciones de carbonatos, se deja como recomendación la continuidad o profundización de la matriz planteada.
- ✓ Durante el proceso de determinación de las variables más influyentes a la hora de seleccionar un fluido ácido, no se contemplaron variables tales como equilibrio termodinámico y cinética de reacción ácido-mineral, por lo cual, se sugiere incorporar en futuras investigaciones dichos parámetros que disminuirán la incertidumbre de los resultados obtenidos por la matriz de selección.
- ✓ Debido a que la formulación de la matriz fue desarrollada de manera teórica, se recomienda la validación de los resultados a partir de pruebas experimentales, que permitan mejorar la precisión de la concentración de ácido para la formación de interés.

BIBLIOGRAFIA

- A. Al-Hassam, Et al. Acid Fracturing Unlocked the Production Potential of Tight Tuba Carbonate Reservoir, North Kuwait; En: Society Of Petroleum Engineers. Malaysia. Nov 7. 2017.
- ABDOLNABI. Hashemi. Acid Fracturing Treatment in an Iranian Carbonated Reservoir; En: World Petroleum Congress. Iran. 2014.
- AHR, Wayne. Geology of carbonate reservoirs, 2008.
- AL-HARTHY, Salah, et al. Opciones Para la Estimulación de Pozos de Alta temperatura. En: Oilfield Review Schlumberger. vol. 4.
- ANH. Catálogo Open Round. Noviembre. 2011.
- BOLAÑO. Janio, Et al. Desarrollo de una Metodología para la Selección de Fluidos de Acidificación Matricial en Areniscas; En: Universidad Industrial de Santander; Colombia, Bucaramanga. 2009.
- CRISTALLINI, Ernesto. Repsol. UBA. Estructuras Comunes en Cuencas Sedimentarias Deformadas. Argentina. 2000.
- DACCORD,G.; TOUBOUL,E. and LIETARD,O. Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon. En: Society Petroleum Engineers.
- D.E. Nierode, B.B. Williams and C.C Bombardieri. Prediction of Stimulation from Acid Fracturing Treatments. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1972.
- ECONOMIDES, Michael, HILL, Daniel, ECONOMIDES, Christine y ZHU, Ding. Petroleum Production Systems, 2013.
- ECONOMIDES, Michel J. Additives in Acidizing Fluids. En: Reservoir stimulation, 1999.
- ECONOMIDES, Michel J. Fracturing Fluid Chemistry and Proppants. En: Reservoir stimulation, 1999.
- ECONOMIDES, Michel J. Fundamentals of Acid Stimulation. En: Reservoir Stimulation, 1999.
- ECOPETROL S.A. Folleto Sucumbios – 3D. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Bogotá. Febrero. 2003.
- ECOPETROL S.A. Programa Detallado de Intervención Sucumbíos 4. Vicepresidencia de Exploración y Producción Gerencia Sur. Orito. Noviembre. 2017

- FREDD, C. N. and MILLER, M. J. Validation of Carbonate Matrix Simulation Models; En: Society Petroleum Engineers.
- FREDRICKSON, S.E. Stimulating Carbonate Formations Using a Closed Fracture Acidizing Technique. Society of Petroleum Engineers. 1986.
- GDANSKI, RD. On the Design of Fracture Acidizing Treatments. Society of Petroleum Engineers. 1989.
- GONZÁLES, Freya, RAMÍREZ, Blenda y ECHEVARRÍA, Félix. Evaluación de una Formulación Química Para Eliminar Daños de la Formación por Precipitación de Escamas de Carbonato de Calcio, 2012.
- ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588565673 153 P.
- KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008.
- LEOD. Mac, H.O. Matrix Acidizing. Society Petroleum Engineers. 1984.
- M. Mofti, Et al. First Fully Successful Application of a Multistage Acid Fracturing Operation to Stimulate a Carbonate Formation, Resulting in the Implementation in Other Wells in the Mature Bahrah Field, North Kuwait; En: Society of Petroleum Engineers – IADC; Abu Dhabi. Jan 29. 2018.
- M. Pournik, Et al. Effect of Acid Spending on Etching and Acid-Fracture Conductivity; En: Society of Petroleum Engineers. 2013.
- M.S. Newman, Et al. A New Efficiency Criterion for Acid Fracturing in Carbonate Reservoirs; En: Society of Petroleum Engineers. Indonesia. Aug 7. 2009.
- MUMALLAH, Phillips. Factors Influencing the Reaction Rate of Hydrochloric Acid and Carbonate Rock, 1991.
- NEVITO, Javier. Design, Set-up and Testing of a Matrix Acidizing Apparatus, 2006.
- NOLEN. Richard. Elementos del Fracturamiento Hidráulico; En: Oildfield Review Schlumberger, México, 2013.
- OLSEN, T.N. Treatment Optimization of Acid Fracturing in Carbonate Formations. Society of Petroleum Engineers. 1986.

- PEMEX. Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos; México: 2008.
- PONTON, Diego y PAMBABAY, Iliana. Análisis Técnico- Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del Campo Sacha en Petroproducción, 2008.
- SERATTI, Antonin. Modeling of Acid Fracturing Treatments. Society of Petroleum Engineers. 1993.
- Schlumberger, Oilfield Glossary. Agente Divergente. En: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diverting_agent.aspx.
- SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO & MIN MINAS. Compilación de la Cuenca del Caguán - Putumayo. Diciembre. 2014.
- UPTC & ANH. Cartografía Geológica Cuenca Caguán -Putumayo. Agosto. 2009.
- UPTC & ANH. Sistemas Hidrocarburíferos y Análisis de Plays en la Cuenca Caguán - Putumayo. Septiembre. 2009.
- VILLAMIL, Shirley, AMAYA, Andres y MARQUEZ, Diana. Estimulación Ácida a Pozos Petroleros, 2013.
- W. Michael, et al. A Comparative Study of Straight/Gelled/Emulsified Hydrochloric Acid Diffusivity Coefficient Using Diaphragm Cell and Rotating Disk; En: Society of Petroleum Engineers, Texas. Oct 3. 1999.
- WILLIAMS, Bert. Acidizing Fundamental; New York: Society Petroleum Engineers, 1979.
- YAN. Li, Et al. An Overview of Current Acid Fracturing Technology with Recent Implications for Emulsified Acids; En: Society of Petroleum Engineers, Texas, Oct 3. 1993.

ANEXOS

ANEXO A
TABLAS DE REFERENCIAS USADAS PARA EL DISEÑO DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN ACIDFRAC 1.0.

Solubilidad del ácido clorhídrico en diferentes minerales.

Solubilidad de los Minerales de la roca en contacto con ácido		Solubilidad en HCL	Solubilidad en HF
Quartz	SiO ₂	Ninguno	Bajo
Feldspar			
Microcline	KAlSi ₃ O ₈	Ninguno	Moderado
Orthoclase	KAlSi ₃ O ₈	Ninguno	Moderado
Albite	NaAlSi ₃ O ₈	Muy Bajo	Moderado
Plagioclase	(Na,Ca)Al(Si,Al)Si ₂ O ₈	Muy Bajo	Moderado
Mica			
Biotite	K(Mg,Fe ²⁺) ₃ (Al,Fe ³⁺)Si ₁₀ (OH) ₂	Muy Bajo	Moderado
Muscovite	KAl ₂ (AlSi ₃)O ₁₀ (OH) ₂	Muy Bajo	Moderado
Clay			
Kaolinite	AlSi ₂ O ₅ (OH) ₄	Muy Bajo	Alto
Illite	(H ₃ O,K) _y (Al ₄ *Fe ₄ *Mg ₆)(Si ₆ y Al _y)O ₂₀ (OH) ₄	Muy Bajo	Alto
Chlorite	(Mg,Fe ²⁺ ,Fe ³⁺)Si ₆ - y Al _y)O ₂₀ (OH) ₆	Muy Bajo	Alto
Smectite	(Ca _{0,5} Na) _{0,7} (Al,Mg,Fe) ₄ (Si,Al) ₈ O ₂₀ (OH) ₄ *n H ₂ O	Bajo	Alto
Carbonate			
Calcite	CaCO ₃	Alto	Alto
Dolomite	CaMg(CO ₃) ₂	Alto	Alto
Anhydrite	Ca(Fe,Mg,Mn)(CO ₃) ₂	Alto	Alto
Sulfate			
Gypsum	CaSO ₄ *2H ₂ O	Moderado	Alto
Anhydrite	CaSO ₄	Moderado	Alto

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 70 p.)

Aditivo empleado para diferentes incrustaciones.

Incrustaciones de sales a T>250°F	Aditivo
CaSO ₄	EDTA
BaSO ₄	EDTA
SrSO ₄	EDTA
FeCO ₃	HCL+reductor de PH + Surfactantes
FeS	HCL+reductor de PH + Surfactantes
Fe ₂ CO ₃	HCL al 3% + Surfactantes
NaCl	HCL + Surfactantes

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 66 p.)

Fluidos recomendados para invasión de sólidos

Daño de Formación	Temperatura	Fluido Recomendable
Invasión de Sólidos Arcillas y Finos	T menos o igual a 300°F	HCL 15% - 28% + Aditivos
		En Dolomita menos al 20%
		Pozos de Gas (HCL + Alcohol)
	T mayor a 300°F	Con alto contenido de Fe (HCL + Ácido Orgánico)
Ácidos Orgánicos + Aditivos (Ácido Acético – Altas Temperaturas)		

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 67 p.)

Concentración de ácido a diferentes temperaturas de formación.

Temperatura de Formación	Concentración de Ácido
< 200°F	HCL 28%
200°F – 250°F	HCL 15% + Ácido Orgánico

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 14 p.)

Concentración de ácido y preflujo para diferentes concentraciones de cuarzo y feldespato menores a 200 °F.

TEMPERATURA (MENOR A 200°F)		
Mineralogía	Preflujo	Concentración de Ácido
Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%	HCL 15%	HCL 12% - HF 3%
Feldespato > 20%, Arcilla < 5%	HCL 15%	HCL 13,5% - HF 1,5%
Arcilla > 5%	CL 15% + Agentes Secuestrantes	HCL 6,5% - HF 1%
Clorita > 5%	HCL 15% + Agentes Secuestrantes	HCL 3% - HF 0,5%

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 18 p.)

Concentración de ácido y preflujo para diferentes concentraciones de cuarzo y feldespato mayores a 200 °F.

TEMPERATURA (MAYOR A 200°F)		
Mineralogía	Preflujo	Concentración de Ácido
Cuarzo > 80%, Arcilla < 5%	HCL 7,5 % - Acético 10%	HCL 6% - HF 1,5%
Feldespato > 20%, Arcilla < 5%	HCL 7,5 % - Acético 10%	HCL 6% - HF 1%
Arcilla > 5%	CL 15% + Agentes Secuestrantes	HCL 4% - HF 0,5%
Clorita > 5%	HCL 15% + Agentes Secuestrantes	HCL 3% - HF 0,5%

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 18 p.)

Agentes empleados para el control de hierro.

CONTROL DE HIERRO	
Agentes Secuestrantes	Ácido Cítrico
	EDTA
	NTA
Agentes de Reducción	Eritorbate de Sódio
	Ácido Eritorbático
Agentes controladores de PH	Ácido Acético
	Ácido Anhídrico

Fuente: Elaboración propia, con base en (PONTON, Diego y PAMBABAY, Iliana. Análisis Técnico- Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del Campo Sacha en Petroproducción, 2008. 138 p.)

Tipo de ácido clorhídrico según permeabilidad de la formación.

Permeabilidad	Tipo de Ácido
Alta	Ácido Viscoso
Baja	Ácido concentrado

Fuente: Elaboración propia, con base en (VILLAMIL, Shirley, AMAYA, Andrés y MARQUEZ, Diana. Estimulación acida a pozos petroleros, 2013. 14 p.)

Concentración de ácido según porcentaje de feldespato en la formación.

Mineral	% de Mineral	Concentración de Ácido
Feldespato	< 20 %	12 % HCL
Feldespato	> 20 %	7,5 % HCL

Fuente: Elaboración propia, con base en (VILLAMIL, Shirley, AMAYA, Andrés y MARQUEZ, Diana. Estimulación acida a pozos petroleros, 2013. 36 p.)

Reacción del ácido clorhídrico frente a diferentes minerales.

Minerales	Reacción
Minerales Arcillosos	Reacciona rápidamente
Feldespato	Reacciona rápidamente
Cuarzo	Reacciona lentamente

Fuente: Elaboración propia, con base en (VILLAMIL, Shirley, AMAYA, Andrés y MARQUEZ, Diana. Estimulación acida a pozos petroleros, 2013. 36 p.)

Límite de corrosión del ácido clorhídrico a diferentes temperaturas de formación.

Temperatura de la Formación	Límite de Corrosión
<200°F	0,2 lb/ft2
200°F – 275° F	0,05 lb/ft3
275°F – 300°F	0,09 lb/ft4

Fuente: Elaboración propia, con base en (ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kennet. Reservoir Stimulation, 2000. 581 p.)

Concentración de inhibidor orgánico de corrosión a diferentes temperaturas.

Solubilidad de los Minerales de la Roca en Contacto con Ácido			
Inhibidore	Concentración de Inhibidor	Temperatura (°F)	Tiempo de Protección (hrs)
Orgánico	0,060%	200	24
	1%	250	10
	2%	300	2

Fuente: Elaboración propia, con base en (ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kennet. Reservoir Stimulation, 2000. 583 p.)

Máximo tiempo de protección del inhibidor de corrosión para diferentes ácidos a diferentes temperaturas.

Máximo tiempo de Protección para diferentes Ácidos y Temperaturas		
Ácido	Temperatura	Tiempo de máxima protección
15% HCL	375°F (169°C)	8
	400°F (205°C)	4
28% HCL	350°F (175°C)	4
10% Ácido	400°F (204°C)	24
	500°F (260°C)	16

Fuente: Elaboración propia, con base en (ECONOMIDES, Michael y NOTE, Kennet. Reservoir Stimulation, 2000. 654 p.)

Concentración de ácido clorhídrico y preflujo para diferentes minerales.

Mineral	Fórmula Química	Concentración	Preflujo	Aditivo
Siderita	FeCO ₃	15% HCL	5% NH ₄ CL	Control de Hierro
Ankerita	CaFe ₂ (CO ₃) ₂	15% HCL	5% NH ₄ CL	Control de Hierro

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhacenment with Acid Stimulation, 2008.)

Concentración de ácido a temperaturas menores o iguales a 300 °F.

Temperatura	Tipo de Ácido
T < o igual a 300°F	HCL del 15% al 28%

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 67 p.)

Concentración de ácido para el mineral de dolomita.

Mineral	Concentración de Ácido
Dolomita	20% HCL

Fuente: Elaboración propia, con base en (ISLAS, Carlos. Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. 2000. 67 p.)

Reacción del ácido clorhídrico frente a diferentes minerales.

Reacciones Ácidas de Minerales de Carbonatos			
Mineral	Fórmula Química	Reacción Ácida fría	Reacción Ácida caliente
Aragonito	CaCO ₃	Fuerte	Fuerte
Dolomita	CaMg(CO ₃) ₂	Débil	Fuerte
Magnesita	MgCO ₃	Muy Débil	Débil
Malaquita	Cu ₂ CO ₃ (OH) ₂	Fuerte	Fuerte
Siderita	FeCO ₃	Muy Débil	Débil
Calcita	CaCO ₃	Fuerte	Fuerte

Fuente: Elaboración propia, con base en (KING, Hobart. La “prueba de ácido” para minerales de carbonato y rocas de carbonato, 2005.

Concentración de ácidos y aditivos a diferentes temperaturas de formación.

Temperatura de Formación	Tipo de Ácido	Aditivos (Agentes de Control de Hierro)
T > 350°F	HCL 20%	Ácido Eritórbico
150°F – 200°F	HCL 15%	Ácido Cítrico
T > 350°F	HCL 15%	EDTA

Fuente: Elaboración propia, con base en (PONTON, Diego y PAMBABAY, Iliana. Análisis Técnico- Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del Campo Sacha en Petroproducción, 2008. 138 p.)

ANEXO B. TRATAMIENTOS CONVENCIONALES PARA ACIDIFICACIONES MATRICIALES

Tratamiento usado en Midcontinent, Estados Unidos

Etapa	Fluido	Volumen
1. Lavado de Tubería	5 % HCL + 0.1 % Inhibidor de corrosión	Según necesidad
2. Ruptura Ácido	15 % Ácido de control de Hierro	Volumen pequeño para abrir perforados
3. Etapa Ácida	15 % Ácido de control de Hierro	25 - 200 gal/ft (Tasa matricial)
4. Flush	Agua	Desplazar ácido a perforados

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 225 p.)

Tratamiento de acidificación matricial para la formación Austin Chalk con temperatura de 150 °F.

Etapa	Fluido	Volumen
1. Lavado de Tubería	5 % HCL	Según necesidad
2. Etapa Ácida	15 % HCL + 1,000 scf N2/bbl	20,000 gal
3. Flush	Agua dulce	Según necesidad

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 226 p.)

Tratamiento de acidificación matricial para una formación de alta temperatura (>300°F).

Etapa	Fluido	Volumen
1. Limpieza del pozo	Xileno	25 gal/ft
2. Etapa Ácida	7,5 % HCL + fórmico o ácido acético	300 gal/ft
3. Flush	Agua dulce	Desplazar ácido a perforados
4. Overflush	N2	Variable

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 226 p.)

Tratamiento de acidificación matricial para remover o bypassar el daño de formación en pozos viejos.

Etapa	Fluido	Volumen
1. Limpieza del pozo	Mezcla: Solvente, solvente mutual, surfactante	500 gal/ft
2. Etapa Ácida	15 % HCL	150 - 300 gal/ft
3. Flush	Agua dulce	Desplazar ácido a perforados
4. Overflush	N2	Variable

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 226 p.)

Tratamiento de acidificación matricial para limpieza de zonas de interés cortas, pozos nuevos y altas temperaturas.

Etapa	Fluido	Volumen
1. Limpieza del pozo	Xileno	500 gal
2. Etapa Ácida	28 % HCL + Aditivos	150 - 300 gal/ft
3. Flush	Agua dulce	Según necesidad

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 227 p.)

Tratamiento de acidificación matricial multietapas para pozos de alta temperatura.

Etapa	Fluido	Volumen
1. Enfriamiento	Agua	10,000 gal
2. Ácido	15 % HCL Retardado	2,000 gal
3. Espaciador	Agua ligeramente gelificada	2,000 gal
4. Desviador	Selladores de Bola	2,000 gal
5. Repetir pasos 2 - 4 seis veces		
6. Ácido	15 % HCL Retardado + 300 scf N2/bbl	2,000 gal
7. Espaciador	Agua gelificada + 300 scf N2/bbl	1,000 gal
8. Flush	Agua + 300 scf N2/bbl	Según necesidad

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 227 p.)

ANEXO C. TRATAMIENTOS CONVENCIONALES PARA FRACTURAMIENTOS ÁCIDOS

Tratamiento ácido en pozos de baja temperatura.

Etapa	Fluido	Volumen
1. Pretratamiento	Agua + Inhibidor	6,000 gal
2. Preflush	Agua gelificada - Cross linke	6,000 gal
3. Etapa Ácida	20 % HCL + 20 pptg agente gelificado	10,000 gal
4. Flush	Agua	2,000 gal
5. Shutdown para obtener cierre		
6. Etapa Ácida (opcional)	20 % HCL sin gelificar	2,000 gal
8. Desplazamiento	Agua	Desplazar ácido a perforados

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 231 p.)

Tratamiento ácido en formaciones de calizas apretadas

Etapa	Fluido	Volumen
1. Pad	Agua gelificada - Cross linked	35,000 gal
2. Etapa Ácida	15 % HCL no viscoso	10,000 gal
3. Pad	Agua gelificada - Cross linked	15,000 gal
4. Shutdown para obtener cierre		
5. Etapa ácida matricial	15 % HCL	5,000 gal

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 231 p.)

Tratamiento ácido en pozos de temperatura moderada.

Etapa	Fluido	Volumen
1. Pretratamiento	Agua + Reductor de fricción	5,000 gal
2. Etapa Ácida	28 % HCL sin gelificar	40,000 gal
3. Shutdown para obtener cierre		
4. Etapa Ácida	28 % HCL gelificado	5,000 gal
5. Desplazamiento	Agua	Desplazar ácido a perforados

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 232 p.)

Tratamiento ácido usando el método de digitación viscosa en Prudhoe.

Etapa	Tasa de Bombeo (bpm)	Volumen (gal/ft)
1. 15 % HCL Gelificado	15	15-25
2. Agua Gelificada (40 pptg)	25	25
3. 15 % HCL Gelificada con selladores de bola	25	50
4. Agua Gelificada (40 pptg)	25	30
5. 15 % HCL Gelificada con selladores de bola	25	60
6. 10 % HCL Emulsificado	25	30
7. Agua Gelificada (40 pptg)	25	150
8. Shutdown para obtener cierre		
9. 10 % HCL Emulsificado	8	150
10. Diesel Gelificado (Opcional)	8	50
11. Repetir pasos 9 y 10, dos veces		
12. Overflush	5	500

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 233 p.)

Tratamiento ácido usado en la bahía Prudhoe.

Etapa	Tasa de Bombeo (bpm)	Volumen (gal/ft)
1. 15 % HCL Gelificado	15	25
2. 15 % HCL Gelificado con OSR	5	100
3. 15 % HCL Gelificado	10	75-100
4. Flush con 2 % KCL	10	75-100
5. Shutdown para obtener cierre		
6. 10 % HCL Emulsificado (Retardado)	1	200
7. 15 % HCL con selladores de bola	1	75-100
8. Overflush	1	200-300

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 234 p.)

Tratamiento ácido usando el método de digitación viscosa con ácidos espumosos.

Etapa	Fluido	Volumen (gal)
1. Limpieza (Opcional)	Xileno	500
2. Flush	Agua ligeramente gelificada	2,000 - 5,000
3. Pad	Agua gelificada	10,000 gal
4. Etapa Ácida	15 % - 28 % HCL Espumoso	5,000 - 10,000
5. Desplazamiento	Agua + N2 + Agente espumoso	Desplazar ácido a perforados

Fuente: Elaboración propia, con base en (KALFAYAN, Leonard. Production Enhancement with Acid Stimulation. PennWell Corporation, 2008. 234 p.)