



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Estudio de la factibilidad técnica que posee implementar fracturamiento ácido en la Formación
La Luna de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

Angélica Ramírez Pabón

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Julián David De Bedout Ordoñez

Geólogo Magíster en ingeniería de petróleo y gas (M.Eng)

Candidato a Doctor en Ingeniería de Materiales (Ph.D)

Codirector

José Luis González Tolosa

Geólogo

Candidato a Magister en Ingeniería de Hidrocarburos (M.Sc)

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2023



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Dedicatoria

La gloria y la honra sea toda para Dios, que me fortalece, me ayuda y me permite caminar en victoria en cada momento de mi vida.

A mi madre, Gloria Pabón, que ha sido mi motor y mi mayor motivación para salir adelante.

Espero algún día recompensar todo el esfuerzo que ha hecho para que llegue hasta aquí.

A mi padre, Eduardo Quintero, por ser mi amigo y mi guía. Le agradezco por siempre haber estado a mi lado y dar lo mejor de él.

A mis tíos, Patricia y Jaime, les dedico este logro y les estaré eternamente agradecida por todo el apoyo que me han brindado.

A mi hermano, Darío Quintero, por ser mi mayor ejemplo y la voz que me guía.

A mi hermana, Daniela Quintero, por su amor, amistad y apoyo.

A mi sobrino, Emilio, que es mi motorcito y mi felicidad.

A mis hermanitos menores, Gabriela y Mario, que son el mayor regalo en mi vida.

A mi abuela, Francisca Pabón, la mujer más luchadora y fuerte que conozco.

Los amo, ustedes son todo para mí.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Agradecimientos

A ti, Sebastián Culma, gracias tu amor, por ser mi apoyo incondicional, por creer en mí, por animarme a seguir y llenarme de fuerzas en todo momento. Eres mi equipo y mi lugar seguro.

A los señores, Maricela y Robinson, les agradezco por su apoyo, amor y calidez. Dios los bendiga y prospere siempre.

A mi director, Julián De Bedout, un agradecimiento especial por haber aceptado el reto que imponía esta investigación. Gracias por su constante apoyo, compromiso y dedicación en transmitir sus conocimientos sin objeción alguna. Espero que todos sus proyectos puedan ser culminados con éxito y le sea recompensada la excelente labor que ofrece como docente.

Al profesor, Pedro del Vasto, por su gran disposición y colaboración durante la realización de la investigación.

A mi codirector, José González, por su constante disposición en apoyar y desarrollar lo que hiciera falta para el finalización de la investigación. Excelente profesional.

Al ingeniero, Raúl Villamizar, que gracias a sus clases inspiró la temática de esta investigación y nunca tuvo reparo en transmitir sus enseñanzas.

Al geólogo, Andrés De La Hoz, que siempre tuvo la mejor disposición en enseñar y contestar mis inquietudes.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por ser los grandes precursores y pioneros en este camino de formación como ingeniera.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Tabla de Contenido

Introducción.....	18
Planteamiento del problema	19
Alcance.....	21
Justificación	22
1. Objetivos.....	23
1.1 Objetivo General.....	23
1.2 Objetivos Específicos.....	23
2. Localización.....	24
3. Metodología.....	25
3.1 Fase 1: Revisión bibliográfica.....	26
3.2 Fase 2: Datos de afloramiento	26
3.2.1 Recolección de muestras.....	26
3.2.2 Concentración del ácido.....	30
3.2.3 Interacción entre el ácido y la roca.....	32
3.3 Fase 3: Inventariado de datos físicos y digitales	39
3.3.1 Datos de laboratorio.....	40
3.3.2 Registros de pozo.....	41
3.4 Fase 4: Carga de datos en el software	43
3.4.1 Primeras y últimas corridas.....	43
3.4.2 Daño del hueco.....	43



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



3.5	Fase 5: Caracterización de los tipos de rocas	44
3.6	Fase 6: Modelo petrofísico	44
3.7	Fase 7: Integración de resultados	46
3.8	Fase 8: Diseño del fracturamiento ácido	47
3.9	Fase 9: Análisis de los resultados y conclusiones.....	47
4.	Marco geológico	48
4.1	Cuenca del Valle Medio del Magdalena	48
4.2	Formación La Luna	51
4.2.1	Estudios anteriores.....	52
4.2.2	Importancia de la Formación La Luna como yacimiento no convencional	54
4.2.3	Miembros de la formación la Luna.....	55
5.	Estimulación	63
5.1	¿Qué es estimulación?.....	63
5.1.1	Productividad de los pozos.....	64
5.1.2	Daño a la formación.....	68
5.2	Técnicas de estimulación.....	71
5.2.1	Estimulación matricial	73
5.2.2	Estimulación por fracturamiento	79
6.	Fracturamiento ácido.....	86
6.1	Generalidades	86
6.2	Historia.....	88
6.2.1	La patente Frasn.....	89



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



6.2.2	Dow Chemical y el aceite puro	90
6.2.3	Modelo cinético de Nierode y Williams	90
6.3	Mecánica de la geometría de la fractura.....	91
6.3.1	Proceso de fractura	91
6.3.2	Comportamiento de la roca	94
6.3.3	Estado de esfuerzos.....	99
6.3.4	Longitud de fractura efectiva	104
6.3.5	Conductividad de fractura efectiva.....	105
6.4	Procedimiento convencional de un fracturamiento ácido	106
6.4.1	Digitación viscosa (Pad – Acid).....	106
6.4.2	Fracturamiento con ácido viscoso	108
6.5	Sistemas de fluidos fracturantes	109
6.5.1	Sistemas para el fracturamiento hidráulico.....	109
6.5.2	Sistemas para la acidificación	113
7.	Resultados.....	121
7.1	Datos de afloramiento	121
7.2	Datos en el software.....	134
7.2.1	Modelo de tipos de roca.....	135
7.2.2	Modelo petrofísico.....	147
7.2.3	Geoquímica	155
7.2.4	Física de rocas	156
7.2.5	Net Pay.....	159



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



8. Análisis de los resultados	161
8.1 Diseño de un proyecto de fracturamiento ácido	162
8.1.1 Geometría de la fractura.....	166
8.1.2 Distancia de penetración del ácido	172
Conclusiones.....	181
Recomendaciones	186
Referencias Bibliográficas.....	187



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Inventario de los datos obtenidos a través de la empresa REDO S.A.S.</i>	40
Tabla 2. <i>Inventario de datos a partir de pruebas de laboratorio del Pozo UIS – 1.</i>	40
Tabla 3. <i>Inventario de registros del Pozo UIS – 1.</i>	41
Tabla 4. <i>Inventario de registros con relación a los topes operacionales del Pozo UIS – 1.</i>	42
Tabla 5. <i>Inventario de registros en la Formación La Luna con relación a sus topes operacionales.</i>	42
Tabla 6. <i>Características de los Miembros Galembó y Salada.</i>	61
Tabla 7. <i>Aspectos operacionales de los tipos de fracturamiento.</i>	80
Tabla 8. <i>Módulo de Young para diferentes formaciones.</i>	97
Tabla 9. <i>Relación de Poisson para diferentes formaciones.</i>	98
Tabla 10. <i>Aditivos usados para modificar las propiedades del fluido fracturante.</i>	112
Tabla 11. <i>Sistemas ácidos más comunes durante la acidificación en un procedimiento de fracturamiento.</i>	114
Tabla 12. <i>Poder de disolución de distintos sistemas ácidos ante las calizas.</i>	118
Tabla 13. <i>Poder de disolución de distintos sistemas ácidos ante las dolomitas.</i>	119
Tabla 14. <i>Resultados medidos en laboratorio.</i>	121
Tabla 15. <i>Gramos de sedimentos obtenidos al final de la prueba para cada una de las muestras.</i>	130



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Tabla 16. <i>Litología asignada para cada uno de los tipos de rocas definidos por la metodología de discretización nombrada.</i>	140
Tabla 17. <i>Densidad de matriz de los miembros de la formación la luna.</i>	150
Tabla 18. <i>Porosidades efectivas asociadas a los tipos de roca de la Formación La Luna.</i>	151
Tabla 19. <i>Permeabilidades asociadas a los tipos de roca de la Formación La Luna.</i>	155
Tabla 20. <i>Percentiles de espesores en Net Pay para las Formaciones La Luna.</i>	161
Tabla 21. <i>Parámetros de la formación necesarios para la realización del diseño.</i>	164
Tabla 22. <i>Propiedades de los fluidos del yacimiento necesarios para la realización del diseño.</i>	164
Tabla 23. <i>Parámetros de tratamiento para fluido de colchón "X" necesarios para la realización del diseño.</i>	165
Tabla 24. <i>Parámetros de tratamiento para el fluido ácido necesarios para la realización del diseño.</i>	166
Tabla 25. <i>Cálculos para el desarrollo de la geometría de la fractura.</i>	168
Tabla 26. <i>Resultados obtenidos durante el procedimiento de la geometría de la fractura con los datos iniciales del fluido de colchón.</i>	170
Tabla 27. <i>Resultados obtenidos durante el procedimiento de la geometría de la fractura con los datos iniciales del fluido ácido.</i>	171
Tabla 28. <i>Resultados finales obtenidos a través de la metodología propuesta para determinar la geometría de fractura.</i>	171
Tabla 29. <i>Resultados de la velocidad promedio de pérdida de fluido a una base de cálculo de 15 min.</i>	173



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Tabla 30. *Resultados del número de Peclet para el fluido en una base de cálculo de 15 min.* .175

Tabla 31. *Resultados para el número de Reynolds del fluido que se pierde a la formación en una base de cálculo de 15 min.*177

Tabla 32. *Resultados para la distancia de penetración del ácido en una base de cálculo de 15 min.*
.....178

Tabla 33. *Resumen de cálculos de distancia de penetración del ácido.*178



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Localización del área de estudio.</i>	24
Figura 2. <i>Flujo de trabajo propuesto para la ejecución de la investigación de acuerdo con la información disponible.</i>	25
Figura 3. <i>Localizaciones de los afloramientos en mapa geofereciado para la toma de muestras.</i>	27
Figura 4. <i>Fotografía del afloramiento en la estación 1 y 2 estudiadas perteneciente a la Fm. Luna.</i>	28
Figura 5. <i>Fotografías de las muestras recolectadas en los afloramientos.</i>	29
Figura 6. <i>Registro fotográfico realizado durante la obtención de las dos soluciones a concentración de 15 y 28% mm.</i>	32
Figura 7. <i>Muestras seleccionadas para la realización de las pruebas de laboratorio.</i>	33
Figura 8. <i>Clasificación para las rocas carbonatadas según su textura y contenido en matriz micrítica.</i>	34
Figura 9. <i>Escala granulométrica de Udden-Wentworth (1922).</i>	35
Figura 10. <i>Proceso de lavado y secado para las muestras sedimentarias seleccionadas en las pruebas de laboratorio.</i>	36
Figura 11. <i>Evidencia fotográfica tomada durante el proceso de subdivisión de las muestras.</i> ...	37
Figura 12. <i>Tipo de roca dispuesta en tubos de ensayo para la realización de las pruebas de laboratorio.</i>	38



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Figura 13. <i>Evidencia fotográfica registrada durante el proceso de medición de masa posterior a la exposición con ácido.</i>	39
Figura 14. <i>Metodología indicada para la realización del modelo petrofísico dentro del software del modelamiento.</i>	45
Figura 15. <i>Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.</i>	48
Figura 16. <i>Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.</i>	50
Figura 17. <i>Estudios anteriores más relevantes a través de la historia enfocados en la Formación La Luna.</i>	52
Figura 18. <i>Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y Formación La Luna en el sector de Hidrosogamoso.</i>	56
Figura 19. <i>Saturación de crudo retenido libre – Miembro Galembó.</i>	59
Figura 20. <i>Etapas del flujo de los fluidos a través de un sistema de producción.</i>	65
Figura 21. <i>Representación esquemática de una zona dañada.</i>	69
Figura 22.....	72
Figura 23. <i>Flujo del ácido a través del sistema poral de una matriz de las arenas.</i>	77
Figura 24. <i>Canales conductivos o wormholes inducidos por la inyección de ácido a altas velocidades.</i>	78
Figura 25. <i>Representación esquemática de una fractura.</i>	79
Figura 26. <i>Variedad de agentes de sostén o propante.</i>	82
Figura 27. <i>Etapas del fracturamiento hidráulico.</i>	85
Figura 28. <i>Estudios anteriores de los tratamientos ácidos.</i>	89
Figura 29. <i>Presiones durante la operación de fracturamiento.</i>	92



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Figura 30. <i>Teoría constitutiva del modelo lineal elástico.</i>	95
Figura 31. <i>Deformación que sufre un material mediante un esfuerzo.</i>	97
Figura 32. <i>Campo de esfuerzos que actúa sobre una formación.</i>	100
Figura 33. <i>Tipos de esfuerzos que se pueden ejercer in - situ.</i>	102
Figura 34. <i>Orientación de la fractura creada por tensión.</i>	103
Figura 35. <i>Agujeros de gusano o wormholes creados dentro de un núcleo carbonatado.</i>	105
Figura 36. <i>Procedimiento de un fracturamiento ácido.</i>	107
Figura 37. <i>Resultados obtenidos en la muestra 1.</i>	122
Figura 38. <i>Composición de la masa final en la muestra 1.</i>	124
Figura 39. <i>Resultados obtenidos en la muestra 2.</i>	125
Figura 40. <i>Resultados obtenidos en la muestra 4.</i>	126
Figura 41. <i>Composición de la masa final en la muestra 2.</i>	126
Figura 42. <i>Composición de la masa final en la muestra 4.</i>	127
Figura 43. <i>Resultados obtenidos en la muestra 3.</i>	128
Figura 44. <i>Composición de la masa final en la muestra 3.</i>	129
Figura 45. <i>Comportamiento de la reacción de la fosforita y el shale calcáreo.</i>	131
Figura 46. <i>Comportamiento de la reacción de la chert y la caliza.</i>	133
Figura 47. <i>Tipos de roca discretizados inicialmente a través del cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB).</i>	135
Figura 48. <i>Histograma generado a partir de la curva GR, usado para completar la discretización de los tipos de rocas.</i>	136



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Figura 49. *Tipos de roca discretizados mediante el cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB).*..... 137

Figura 50. *Densidad de datos en el cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB).*..... 138

Figura 51. *Cross – plot UMA Vs. RHOMA que evidencia la tendencia de la densidad de los datos.*
..... 141

Figura 52. *Cross – plot de factor fotoeléctrico (PEF) Vs. densidad (RHOB).*..... 142

Figura 53. *Cross - plot en contenido de potasio (POTA) vs. el factor fotoeléctrico (PEF).* 144

Figura 54. *Cross - plot en contenido de torio (Th_K) vs. el factor fotoeléctrico (PEF).* 145

Figura 55. *Cross - plot en contenido de potasio (POTA) vs. contenido de torio (Th_K).*..... 146

Figura 56. *Histograma y gráficos de densidad de datos para definir los límites de cada tipo de roca por cada unidad operacional en la formación.* 146

Figura 57. *Modelo petrofísico realizado para la Formación la Luna en el Pozo UIS - 1.* 147

Figura 58. *Modelo de arcillosidad calculado para la Formación La Luna y sus miembros.* 149

Figura 59. *Red neuronal implementada para el cálculo del registro de resistividad de la formación (RT).* 152

Figura 60. *Modelo de saturación de agua para la Formación La Luna.*..... 153

Figura 61. *Cross - plot de velocidad del sónico onda P y S (VPVS) vs. el comportamiento del radio de Poisson (PR).*..... 156

Figura 62. *Cross plot del comportamiento LambdaRho vs. MuRHO.* 157

Figura 63. *Cross - plot de la relación de Poisson (PR) vs módulo de Young (E)* 158

Figura 64. *Net pay calculado en el miembro Galemba de la Formación La Luna.* 159



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Figura 65. <i>Net pay</i> calculado en el miembro Galembo de la Formación La Luna.	160
Figura 66. <i>Cartas de diseño para fracturas verticales según el modelo propuesto por Geertsma y de Klerk.</i>	169
Figura 67. <i>Coefficiente de difusión efectiva planteado por el modelo Nierode y William.</i>	174
Figura 68. <i>Distancia adimensional de penetración del ácido a lo largo de la fractura.</i>	176



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Resumen

Título: Estudio de la factibilidad técnica que posee implementar fracturamiento ácido en la Formación La Luna de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*

Autor: Angélica Ramírez Pabón**

Palabras Clave: Fracturamiento ácido, ácido clorhídrico, estimulación, productividad, reservas, integración, datos, modelamiento.

Descripción:

Las nuevas publicaciones de los informes energéticos de la Agencia Internacional de Petróleo (AIE) y el anuario World Energy Outlook, indican que, actualmente más del 85% del consumo energético mundial se satisface a través de combustibles fósiles y que esta demanda de energía podría aumentar en un 53% entre este año y el 2030. Sin embargo, en los últimos años no se han encontrado nuevas reservas significativas de hidrocarburos convencionales que puedan suplir el creciente ritmo energético.

Frente a esto, la industria petrolera tendrá que buscar alternativas de abastecimiento y explorar nuevas técnicas que permitan aumentar el factor de recobro o mejorar la producción de hidrocarburos de los diferentes yacimientos, a fin de evitar que el aporte socioeconómico del petróleo se vea seriamente afectado.

Siendo así, una alternativa para abastecer la demanda de combustible fósil es el desarrollo de los yacimientos no convencionales. Es por ello que, al estudiar las ventajas observadas de aplicar técnicas de estimulación como el fracturamiento ácido en este tipo de yacimientos y la estimación del volumen original en sitio (OOIP) que contienen los Miembro Galembó y Pujamana en toda la Formación La Luna, se plantea realizar la integración de datos de afloramiento y de un pozo perteneciente a la misma, a fin de definir zonas candidatas a ser fracturadas ácidamente y estudiar la factibilidad técnica que posee el yacimiento de roca generadora como un recurso explotablemente atractivo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julián David De Bedout Ordoñez. Candidato a doctor en ingeniería de materiales (Ph.D). Codirector: José Luis González Tolosa. Candidato a Magister en Ingeniería de Hidrocarburos



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Abstract

Title: Study of the technical feasibility of implementing acid fracturing in the La Luna Formation of the Valle Medio del Magdalena Basin *

Author(s): Angélica Ramírez Pabón **

Key Words: Acid fracturing, hydrochloric acid, stimulation, productivity, reserves, integration, data, modeling.

Description:

The new publications of the energy reports of the International Petroleum Agency (IEA) and the World Energy Outlook yearbook indicate that currently more than 85% of world energy consumption is met through fossil fuels and that this energy demand could increase by 53% between this year and 2030. However, in recent years no significant new reserves of conventional hydrocarbons have been found that can supply the growing energy rate.

Faced with this, the oil industry will have to look for supply alternatives and explore new techniques to increase the recovery factor or improve the production of hydrocarbons from the different deposits, in order to prevent the socioeconomic contribution of oil from being seriously affected.

Thus, an alternative to supply the demand for fossil fuel is the development of unconventional deposits. That is why, when studying the observed advantages of applying stimulation techniques such as acid fracturing in this type of reservoirs and the estimation of the original volume in place (OOIP) that the Galembó and Pujamana Members contain in the entire La Luna Formation, it is possible to propose to integrate data from the outcrop and from a well belonging to it, in order to define candidate zones to be acid fractured and study the technical feasibility of the source rock deposit as an attractive exploitable resource.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Julián David De Bedout Ordoñez. Candidato a doctor en ingeniería de materiales (Ph.D). Codirector: José Luis González Tolosa. Candidato a Magister en Ingeniería de Hidrocarburos



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Introducción

En yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo son destacadas por poseer alta porosidad y permeabilidad; facilitando el proceso de migración desde la roca generadora hacia rocas reservorios o trampas, donde seguidamente se acumula. Generalmente, este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción, debido a sus sellos naturales.

Por otra parte, los yacimientos no convencionales son propios de poseer hidrocarburos que aún se encuentran en la roca generadora y presentan como principal característica su baja permeabilidad en el rango de $< 0,1$ mD. Por esta condición, su explotación no es rentable de manera convencional y usualmente se recurre a la estimulación acompañada principalmente de perforación horizontal, o técnicas de recobro mejorado.

Siendo así, este tipo de yacimientos puede desarrollarse a través de técnicas de estimulación relacionadas a fracturamiento, en las cuales, se realizan microfracturas en la roca para liberar el hidrocarburo, mejorando las condiciones de movilidad y recobro de los hidrocarburos. La literatura relaciona dos tipos de fracturamiento, entre los cuales se encuentran el fracturamiento hidráulico y el fracturamiento ácido.

Operativamente hablando, el fracturamiento ácido difiere ante el fracturamiento hidráulico frente a que no se hace necesario un agente de sostén para mantener la fractura abierta y es aplicado en formaciones carbonatadas.

Las formaciones carbonatadas se caracterizan por ser de origen sedimentario y estar compuestas por más del 50% en minerales carbonatos, siendo uno de los más comunes la calcita ($CaCO_3$) y la dolomita ($CaMg(CO_3)_2$). Además, poseen permeabilidades inferiores a $0,1$ mD y



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



porosidades en el orden de 2 – 4 %. Este tipo de condiciones, favorecen la aplicación de técnicas de estimulación por fracturamiento ácido, en función a mejorar de la permeabilidad de las mismas, a través de la reacción que ofrece la interacción química entre los carbonatos y la inyección de ácidos.

Planteamiento del problema

Las nuevas publicaciones de los informes energéticos de la Agencia Internacional de Petróleo (AIE) y el anuario World Energy Outlook, indican que, actualmente más del 85% del consumo energético mundial se satisface a través de combustibles fósiles y que esta demanda de energía podría aumentar en un 53% entre este año y el 2030. Sin embargo, en los últimos años no se han encontrado nuevas reservas significativas de hidrocarburos convencionales que puedan suplir el creciente ritmo energético ([Schlumberger, 2007](#); [British Petroleum, 2007](#)).

Frente a esto, la industria petrolera tendrá que buscar alternativas de abastecimiento y explorar nuevas técnicas que permitan aumentar el factor de recobro o mejorar la producción de hidrocarburos de los diferentes yacimientos, a fin de evitar que el aporte socioeconómico del petróleo se vea seriamente afectado ([Kalfayan, 2007](#); [Londoño, 2019](#); [Moreno 2019](#)).

Una alternativa para abastecer la demanda de combustible fósil es el desarrollo de los yacimientos no convencionales. La base de datos estadísticos que figura en Schlumberger y BP evidencia cómo la importancia relativa de los yacimientos carbonatados (en relación con otros yacimientos), aumentará durante la primera mitad del siglo XXI. Así mismo, [Schlumberger y British Petroleum \(2007\)](#) afirman que más del 60% de las reservas de petróleo del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas residen en los carbonatos, haciendo que la misma tendencia pueda experimentar el valor futuro de este mercado para las compañías de servicios.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



De igual manera, diversos autores establecen el alto potencial que posee Colombia en formaciones carbonatadas, donde, el mayor el porcentaje de estos hidrocarburos reside en cuencas como la Cuenca del Caguán – Putumayo y del Valle Medio del Magdalena.

Sin embargo, y, pese a los estudios realizados en la cuenca del VMM y la formación La Luna, existe una gran brecha del conocimiento debido a que la mayoría de estos están enfocados en la definición y distribución litológica de los miembros, aportes geoquímicos y de afloramiento; más no, en la factibilidad que posee la integración de datos de afloramientos y pozo, que puedan indicar las posibles distribuciones litológicas o potenciales zonas candidatas dentro de la formación La Luna a fracturamiento ácido.

Actualmente, las compañías se enfrentan a un desafío técnico y económico, a causa de la incertidumbre en el recobro de los recursos existentes, la carencia en experticia, la complejidad en el manejo del yacimiento y la necesidad de tecnología pertinente, que conduce a plantear diferentes cuestionamientos como: ¿Cuál podría ser el mejor camino para desarrollar una solución a la problemática que enfrenta la industria petrolera con la disminución de la demanda de combustible fósil en Colombia y en el mundo?; ¿Cómo se puede contribuir a los desafíos técnicos presentes en el intento de desarrollar hidrocarburos de origen no convencional?; y, frente a la carencia de experiencia técnica sobre el fracturamiento ácido, ¿qué factores se deben tener en cuenta para el aprovechamiento de las reservas existentes en los yacimientos no convencionales?

Pregunta de investigación

¿Es posible hacer la integración de datos de afloramientos y pozo a fin de definir las posibles distribuciones litológicas dentro de la formación La Luna, que puedan ser sometidas a tratamientos de estimulación por fracturamiento ácido?



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Hipótesis

Se espera que debido al gran contenido detrítico que posee el miembro Pujamana, a través de shales negros, este tenga menos afinidad a una reacción química por ácido clorhídrico (HCl). En contraste, las facies calcáreas de los miembros Galembo y Salada, podrían presentar mayor interacción entre el ácido y la roca, evidenciando un potencial generador de hidrocarburos dentro de la formación.

Alcance

La principal incertidumbre para el desarrollo de los yacimientos no convencionales es encontrar una receta técnica y geológica que permita recuperar de manera óptima los recursos allí existentes.

Por tal razón, se busca determinar el tipo de roca donde reacciona el *HCl* ante el contenido carbonatado de la formación la Luna, a fin de realizar una integración de estos resultados junto con datos de un pozo perteneciente a la misma. Esto permitiría establecer las posibles zonas estratigráficas que pueden ser sometidas a técnicas de estimulación por fracturamiento ácido, gracias al entendimiento previo de los factores técnicos más importantes que rigen el método y su afinidad hacia las formaciones carbonatadas.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Justificación

Debido al incremento de la demanda energética y la carencia de nuevas reservas significativas, se hace necesario aprovechar las reservas contenidas en yacimientos que no pueden ser desarrollados mediante técnicas convencionales, el fracturamiento ácido surge como una herramienta para la extracción de hidrocarburos no convencionales como es el caso de los yacimientos carbonatados.

Es por ello que, al estudiar las ventajas observadas de aplicar técnicas de estimulación como el fracturamiento ácido podremos optimizar la recuperación del hidrocarburo, aumentar la estimación del volumen original en sitio (OOIP) y disminuir el daño a la formación. Siguiendo con esta propuesta se analizaron para Colombia yacimientos carbonatados análogos, ubicados en el Valle medio del Magdalena. Por consiguiente, se analizaron los Miembro Galembó y Pujamana en toda la Formación La Luna.

Para su correcta caracterización y calibración del modelo de fracturamiento ácido, se realizó la integración de datos de campo, pruebas de laboratorio y registros de núcleo para un pozo perteneciente a la formación la Luna. A fin de definir las mejores zonas candidatas a ser fracturadas ácidamente.

Para concluir se realizó el diseño de fracturamiento ácido del pozo analizado, considerando la geometría de la fractura y la distancia de penetración, por lo cual el diseño del tratamiento es exclusivo para un determinado pozo y no debe ser aplicado a otro, de esta forma proponer al yacimiento de roca generadora como un recurso explotablemente atractivo.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Estudiar la factibilidad técnica que posee implementar fracturamiento ácido en la formación La Luna de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.2 Objetivos Específicos

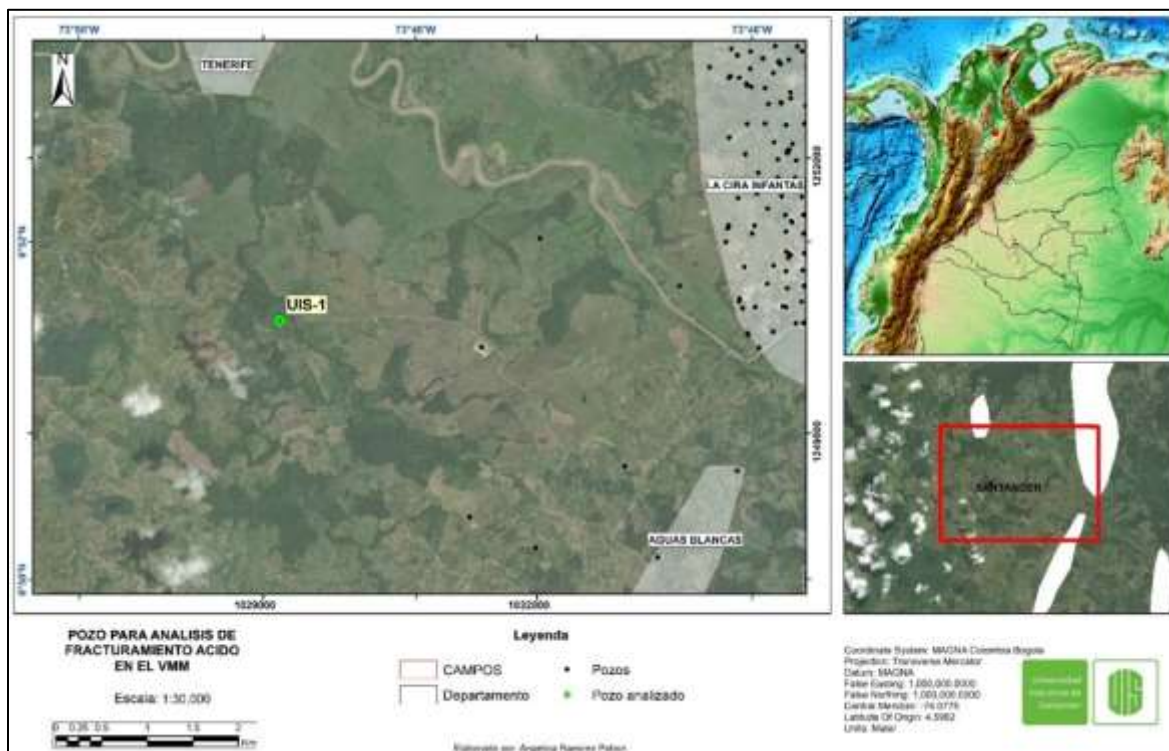
- Realizar una revisión bibliográfica de las diferentes técnicas de estimulación aplicables para los pozos.
- Determinar el tipo de roca donde reacciona el HCl ante el contenido carbonatado de la Formación La Luna.
- Estimar posibles zonas de interés donde se pueda implementar fracturamiento ácido en un pozo perteneciente a la Formación La Luna.
- Diseñar conceptualmente un proyecto de estimulación por fracturamiento ácido para un pozo perteneciente a la Formación la Luna.

2. Localización

La zona de estudio se encuentra localizada geológicamente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), con especial enfoque en la formación La Luna. Esta cuenca se caracteriza por ser un complejo formado por varios eventos geológicos que tuvieron lugar desde el periodo Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano y cubrir una superficie de 32.000 Km² en los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia, tal y como se muestra en la **Figura 1**.

Figura 1.

Localización del área de estudio.



Nota: La figura indica la localización del área de estudio. A la izquierda se ilustran los límites donde se encuentra el pozo, y, a la derecha se evidencia el mapa del territorio colombiano junto con el departamento donde se localiza el mismo.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



3.1 Fase 1: Revisión bibliográfica

En esta etapa de la investigación se realizó inicialmente una revisión bibliográfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con especial énfasis en la importancia de la Formación La Luna y sus miembros geológicos como yacimiento no convencional; su contexto estructural, evolución geológica, las generalidades estratigráficas, caracterización litológica según sus parámetros petrofísicos y la calidad como reservorio. Así mismo, se recopiló información sobre estudios anteriores realizados en la formación, a fin de identificar una brecha del conocimiento presente sobre la misma, que pudiese ser planteada y resuelta a través de esta investigación.

Seguidamente, se efectuó la revisión bibliográfica del fracturamiento ácido y demás técnicas de estimulación aplicables para pozos, que permita establecer las bases teóricas a utilizar en la ejecución de la metodología de investigación y los objetivos propuestos, tales como: generalidades operacionales, los factores que ocasionan el daño a la formación, la mecánica de la geometría de una fractura, procedimientos convencionales y sistemas fracturantes.

Esta fase, permitió comprender la naturaleza, creación y desarrollo de una fractura ácida dentro de formaciones carbonatadas como La Luna.

3.2 Fase 2: Datos de afloramiento

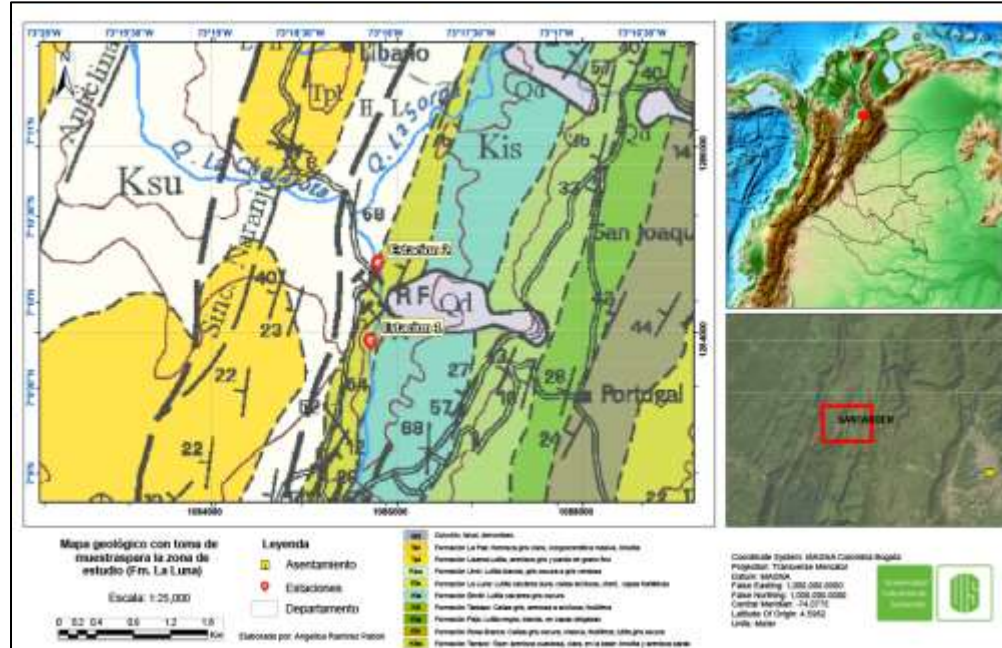
En función a determinar el tipo de roca donde reacciona el ácido clorhídrico (HCl) ante el contenido carbonatado de la Formación La Luna, se lleva a cabo la siguiente metódica:

3.2.1 *Recolección de muestras*

Inicialmente se recolectó un conjunto de muestras geológicas pertenecientes a afloramientos de la Formación La Luna, necesarias para la realización de esta fase. La localización de los afloramientos se señala en el esquema de la **Figura 3**.

Figura 3.

Localizaciones de los afloramientos en mapa geoferenciado para la toma de muestras.



Nota: Los afloramientos analizados en cada una de las estaciones se localizan en la zona rural del municipio de Santa Helena, Santander, puntualmente al borde de vía Bucaramanga – Barrancabermeja, donde se encuentra el cauce de la Quebrada La Sorda. Las rocas analizadas corresponden a la formación la Luna, de edad cretácico superior.

Frente a estudios geológicos, la caracterización de un afloramiento rocoso posee gran importancia, ya que, a partir de estos se extrae información acerca de las formaciones geológicas presentes como la litología, geometría de las capas y grados de alteración.

Así mismo, es posible obtener información estructural como las superficies de fractura, geometría de fallas y plegamientos, que permita definir los eventos de deformación que han sufrido estas unidades. Los afloramientos de la estación 1 y 2, se pueden ilustrar en la **Figura 4**.

Figura 4.

Fotografía del afloramiento en la estación 1 y 2 estudiadas perteneciente a la Fm. Luna.



Según el sistema coordinado de Magna en Colombia – Bogotá, las coordenadas correspondientes al afloramiento estudiado en la estación N°1 son: X=1085726.348; Y=1283909.589. El afloramiento expone estratos plano – paralelos de capas de grosor medio con inclinación de 70° con respecto a la horizontal. Estas capas presentan buena continuidad lateral, sin verse altamente afectadas por fallas regionales, sin embargo, se evidencia un fracturamiento local posterior a los procesos de diagénesis. Así mismo, las coordenadas del afloramiento estudiado en la estación N°2 corresponden a: X =1085792.592; Y=1284733.954. El afloramiento presenta un alto basculamiento, debido a fallamiento regional, los estratos presentan una inclinación de 85° con respecto a la horizontal. Siendo así, la toma de material fotográfico expone el buzamiento de las capas entrando en el terreno (quebrada).

Figura 5.

Fotografías de las muestras recolectadas en los afloramientos.



Nota: Las muestras expuestas en las secciones nombradas corresponden principalmente a rocas de origen sedimentario como shales calcáreos, calizas mudstone, fosforitas y cherts.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



3.2.2 Concentración del ácido

Se realizó los cálculos necesarios para diluir la concentración del ácido que se tenía como recurso dentro de la investigación, a fin de realizar las pruebas pertinentes en el conjunto de muestras tomadas de los afloramientos en la Formación La Luna.

Inicialmente, se determina el volumen total inicial de ácido clorhídrico (HCl) al 37% m/m con densidad de $1,19 \text{ gr}/\text{cm}^3$. Este, se determinó mediante el pesaje (previamente tarado) del contenido dispuesto y el uso de la densidad como dato, a partir de la **ecuación 1**, expresada a continuación:

$$V = \frac{m}{\rho} = \frac{\text{masa del ácido}}{\text{densidad del ácido}} \quad (1)$$

$$V = \frac{58,24 \text{ gr}}{1,19 \text{ gr}/\text{cm}^3}$$

$$V_{\text{inicial de ácido}} = 49 \text{ cm}^3$$

En procedimientos de estimulación por fracturamiento ácido, comúnmente se usa HCl en concentraciones en el orden el 15% al 30% m/m (Garaicochea, 2007; Londoño, 2019). Siendo así, a fin de realizar las pruebas en las muestras de roca en condiciones semejantes a las de campo, se establece obtener dos disoluciones de 20 ml a las concentraciones nombradas, por medio del cálculo de volúmenes y concentraciones en disolución indicado por la **ecuación 2** a continuación:



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



$$VC_1\gamma_1 = V_2C_2\gamma_2 \quad (2)$$

$$V = \frac{V_2C_2\gamma_2}{C_1\gamma_1}$$

Donde:

- V : Volumen requerido de ácido concentrado.
- C_1 : Concentración de ácido disponible (en peso).
- γ_1 : Peso específico del ácido diluido.
- C_2 : Concentración deseada de ácido diluido (en peso).
- V_2 : Volumen deseado de ácido diluido.
- γ_2 : Peso específico del ácido concentrado.

Para la disolución al 15% (m/m):

$$V = \frac{V_2C_2\gamma_2}{C_1\gamma_1}$$

$$V = \frac{20 \text{ ml} * 0.15 * 1.0749}{0.37 * 1.1880}$$

$$V = 7.4 \text{ ml de HCl}$$

$$V. \text{ de } H_2O = V. \text{ Sln esperada} - V. \text{ de HCl}$$

$$V. \text{ de } H_2O = 20 \text{ ml} - 7.4 \text{ ml de HCl}$$

$$V. \text{ de } H_2O = 12.6 \text{ ml}$$

Para la disolución al 28% (m/m):

$$V = \frac{V_2C_2\gamma_2}{C_1\gamma_1}$$

$$V = \frac{20 \text{ ml} * 0.28 * 1.1422}{0.37 * 1.1880}$$

$$V = 14.5 \text{ ml de HCl}$$

$$V. \text{ de } H_2O = V. \text{ Sln esperada} - V. \text{ de HCl}$$

$$V. \text{ de } H_2O = 20 \text{ ml} - 14.5 \text{ ml de HCl}$$

$$V. \text{ de } H_2O = 5.5 \text{ ml}$$

Nota: Los valores de peso específico utilizados en cada operación fueron extraídos de la tabla “Densidad del HCl a diferentes concentraciones y 60°F”, disponible en [Islas \(1991\)](#). El registro

fotográfico de la prueba se ilustra en la **Figura 6:**

Figura 6.

Registro fotográfico tomado durante la obtención de las soluciones a 15 y 28% m/m .



3.2.3 *Interacción entre el ácido y la roca*

Inicialmente se identifican las muestras de roca que se pretenden someter al contacto con ácido clorhídrico (HCl), con el objetivo de determinar la reacción que posee el posible contenido carbonatado dentro de ellas ante el ataque químico.

Dentro del conjunto de las muestras recolectadas en campo, se seleccionaron 4 diferentes tipos de rocas tales como calizas, shale calcáreos, fosforitas y cherts, ilustradas mediante la siguiente figura.

Figura 7.

Muestras seleccionadas para la realización de las pruebas de laboratorio.









En relación con la figura anterior, la muestra **a.** relaciona una roca fosfática poseedora de un amazón con tamaño limo de color gris oscuro, con presencia de cemento de carbonato. Se puede apreciar que posee un olor azufre, característico de minerales tales como apatito (un mineral de fosfato de calcio).

La muestra **b.** indica ser una caliza del tipo mudstone, se presenta lodo-soportada con textura homogénea y presencia de esparita en el orden de 2% total de la roca, sin fracturamiento post – diagénesis ni recristalización en calcita.

La descripción anterior sobre las rocas calcáreas se realizó en base a la clasificación de textura deposicional de [Dunham \(1962\)](#), expresada a través de la siguiente ilustración.

Figura 8.

Clasificación para las rocas carbonatadas según su textura y contenido en matriz micrítica.

Textura original reconocible					Textura original no reconocible
Componentes originales no enlazados durante el depósito			Componentes originales enlazados		
Con matriz (carbonato de tamaño arcilla o limo fino)			Sin matriz y granosostenida		
Sostenida por la matriz		Granosostenida			
Menos del 10% de granos	Más del 10% de granos				
MUDSTONE	WACKESTONE	PACKSTONE	GRAINSTONE	BOUNDSTONE	CARBONATOS CRISTALINOS
					

Nota: Esta clasificación se basa en su textura y contenido en matriz micrítica. Las calizas que conservan la textura deposicional se subdividen en: mudstone (caliza matriz-soportada, con menos de un 10% de granos); wackestone (caliza matriz-soportada, con más de un 10% de granos); packstone (caliza grano-soportada, con matriz micrítica entre los granos); grainstone (caliza grano-soportada, sin matriz micrítica); boundstone (caliza cuyos componentes estaban unidos entre sí por actividad orgánica durante la sedimentación. Tomada de [Dunham, 1962](#).

Por otro lado, la muestra **c.** hace referencia a un shale calcáreo constituido por un armazón de tamaño de grano limo muy bien clasificados de color gris oscuro, con matriz calcárea y

presencia de hidrocarburos que destacan en superficies brillantes de olor característico. La roca presenta alta madurez textural, y alta compactación, lo cual reduce su característica de fisilidad.

Por último, se ilustra la figura **d.** correspondiente a una roca chert de origen siliciclástico con tamaño de grano muy fino. Así mismo, se puede apreciar una característica estratificación que hace alusión a una génesis marina o lacustre, y, estratificación de bandas oscuras y claras.

Para la clasificación de rocas sedimentarias detríticas anteriores, se hizo uso de la escala granulométrica ilustrada a continuación mediante la **Figura 9.**

Figura 9.

Escala granulométrica de Udden-Wentworth (1922).

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límites de Clases (milímetros)	Clases de tamaño		Término para roca
256 16 4 2	G r a v a s	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
		Mataténas	
		Guijarros	
		Gránulos	
1 0.05 0.25 0.125 0.0625	A r e n a s	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
		Arenas gruesas	
		Arenas medianas	
		Arenas finas	
		Arenas muy finas	
0.0312 0.0156 0.0078 0.0039	L i m o s	Limo grueso	L i m o l i t a Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas Lodosas Lutita
		Limo medio	
		Limo fino	
		Limo muy fino	
		Arcilla	

Nota: Esta clasificación se especifica según el tamaño de grano, composición, matriz y madurez de la roca (dado por su grado de compactación). Tomado de [Udden – Wentworth, 1922.](#)

Las muestras de roca expuestas anteriormente fueron sometidas a un procedimiento de trituración con la finalidad de obtener un tamaño de roca similar en cada una. Seguido, las fracciones seleccionadas pasaron a través de un proceso de lavado que permitió la remoción de material particulado de tamaño fino, debido a la posible generación de interferencias en los resultados de las pruebas.

Para el proceso de secado y preparación de la muestra, los fragmentos fueron dispuestos en cajas Petri dentro de una mufla a 100°C durante 10 horas, favoreciendo a la eliminación de la humedad contenida en el material, según se puede ilustrar mediante la **Figura 10** expuesta a continuación.

Figura 10.

Proceso de lavado y secado para las muestras sedimentarias seleccionadas.



Nota: La figura evidencia el antes y después del proceso de lavado – secado de las muestras. De izquierda a derecha se ilustra fragmentos de fosforita, shale calcáreo, chert y caliza respectivamente, con tamaños similares entre ellas.

Se procede a subdividir las muestras en 6 tubos de ensayo, donde, se precisa que cada uno de estos contenga el mismo contenido en masa en el orden de $3 \pm 0.3 \text{ g}$ de incertidumbre y tamaños de roca similares. Este procedimiento se realiza para cada uno de los lotes de muestra iniciales, registrando el peso aproximado inicial de cada tubo.

Figura 11.

Evidencia fotográfica tomada durante el proceso de subdivisión de las muestras.



Lo anterior abre paso al proceso donde se determina la reacción del ácido frente al contenido carbonatado de las rocas. Para esto, se dispone en cada triada de tubos de ensayo, alrededor de $3 \pm 0.1 \text{ ml}$ de HCl al 15 y 28% en concentración m/m . Los tipos de roca dispuestas en tubos de ensayo para la realización de las pruebas se puede evidenciar en la **Figura 12**.

Figura 12.

Tipo de roca dispuesta en tubos de ensayo para la realización de las pruebas de laboratorio.



Nota: Cada lote de submuestras contenidas en tubos de ensayo, corresponden a una sola tipología de roca. En la primera triada de tubos se dispuso HCl al 15% m/m y la siguiente estuvo expuesta a una concentración de 28% m/m .

Luego de 1 h aproximadamente, el contenido en los tubos de ensayo pasa por un proceso de filtrado y lavado, donde se elimina todo el ácido presente. Seguidamente, se dispone la muestra en la mufla a fin de retirar fluidos que puedan afectar la medición de los resultados.

Se registran las mediciones en peso tomadas para cada uno de los tubos antes y después de la exposición al ácido. Cabe resaltar que, los datos medidos en la finalización de la prueba fueron tanto para el contenido total como para el contenido presente en el filtro a partir de sedimentos disueltos de la roca. La evidencia de este proceso se observa en el registro fotográfico de la **Figura**

13.

Figura 13.

Evidencia fotográfica registrada durante el proceso de medición de masa posterior a la exposición con ácido.



3.3 Fase 3: Inventariado de datos físicos y digitales

Se procede a realizar el inventario de los datos obtenidos confidencialmente por la empresa REDO S.A.S, a fin de establecer el tipo de información que sería útil para el desarrollo de la investigación. Dentro de estos, se encuentran datos de laboratorio, descripción de núcleos, imágenes de muestras, registros de pozo o notas de estos, como se muestra en la **Tabla 1:**



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Tabla 1.

Inventario de los datos obtenidos a través de la empresa REDO S.A.S.

Pozo	Registros	RCAL	SCAL	Topes	Petrografía	DRX	SEM	Geometría Poral	SCG	Fotografías
UIS-1	X	X		X						X

Cabe resaltar que, en función de los acuerdos de confidencialidad pactados, el pozo estratigráfico vertical objetivo será llamado “Pozo UIS – 1”.

3.3.1 Datos de laboratorio

Como se puede observar en la **Tabla 2**, el pozo cuenta con el análisis de laboratorio de rutina (RCAL), que indica la porosidad y permeabilidad, tanto al aire libre como la medida a través del método Klinkenberg, y, adicionalmente se cuenta con análisis de densidad de grano.

Tabla 2.

Inventario de datos a partir de pruebas de laboratorio del Pozo UIS – 1.

Variable	Descripción	Unidades
RHO	Densidad de granos	gr/cm ³
PHI	Porosidad	%
K Klink	Permeabilidad Klinkenberg	mD
K air	Permeabilidad al aire	mD
Sw	Saturación de agua	% vol poro
So	Saturación de aceite	% vol poro



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



3.3.2 Registros de pozo

En relación con los registros, algunos de estos se encontraban en múltiples archivos tipo LAS, otros como dato crudo, y, unos más interpretados previamente. Siendo así, se pudieron realizar diferentes tablas para la organización del inventario. Esto se puede exponer a través de la **Tabla 3**, que se muestra a continuación:

El Inventario de registros con relación a los topes operacionales del Pozo UIS – 1, se muestra en la **Tabla 4**.

Tabla 3.

Inventario de registros del Pozo UIS – 1.

Curva	Descripción	Unidades
BS	Tamaño de la broca	in
CAL	Caliper	in
GR	Gamma Ray	GAPI
THOR	Concentración de Torio	ppm
URAN	Concentración de Uranio	ppm
POTA	Concentración de Potasio	%
RHOB	Densidad	gr/cm ³
DRHO	Corrección de la densidad	gr/cm ³
NPHI	Neutrón	decP
SP	Potencial espontaneo	mV
PEF	Factor Fotoeléctrico	B/E
RXO	Resist. Somera	ohm.m
RS	Resist. Media	ohm.m
RM	Resist. Somera	ohm.m
RT60	Resist. Profunda	ohm.m



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



RT90	Resist. Profunda	ohm.m
RT	Resist. de la Formación	ohm.m
DTP	Onda P	US/ft
DTS	Onda S	US/ft

Tabla 4.

Inventario de registros con relación a los topes operacionales del Pozo UIS – 1.

FORMACIÓN	TOPES (ft)	BS	CAL	DRHO	GR	THOR	URAN	POTA	SP	RXO	RS	RM	RT60	RT90	RT	DTP	DTS	RHOB	NPHI	PEF
REAL	SUP	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
COLORADO	932	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
MUGROSA	3328															X	X			
ESMERALDAS	7202															X	X			
UMIR	8430																			
GALEMBO	9358	X	X		X	X	X	X								X	X			
PUJAMANA	11161	X	X		X	X	X	X								X	X			
SALADA	11680	X	X		X	X	X	X								X	X			
SIMITI	12278	X	X	X														X	X	X
TABLAZO	14408	X	X	X	X											X	X	X	X	X
LA PAJA	15114	X	X	X	X											X	X	X	X	X
ROSA BLANCA	15542	X	X	X	X											X	X	X	X	X
ARCABUCO	15892	X	X	X	X											X	X	X	X	X
GIRON	16006	X	X	X	X											X	X	X	X	X

Teniendo en cuenta que, para el desarrollo de esta investigación la formación objetivo es La Luna, se procedió a filtrar el inventario de los registros que se encuentren disponibles para la misma y sus Miembros Pujamana, Galembo, y Salada, como se ilustra en la **Tabla 5**.

Tabla 5.

Inventario de registros en la Formación La Luna con relación a sus topes operacionales.

FORMACIÓN	TOPES (ft)	BS	CAL	DRHO	GR	THOR	URAN	POTA	SP	RXO	RS	RM	RT60	RT90	RT	DTP	DTS	RHOB	NPHI	PEF
GALEMBO	9358	X	X		X	X	X	X								X	X			
PUJAMANA	11161	X	X		X	X	X	X								X	X			
SALADA	11680	X	X		X	X	X	X								X	X			



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Debido a la carencia de información en registros tipo LAS para los miembros de la Formación La Luna, se procedió a realizar la digitalización de los registros disponibles a través de informes, con el objetivo de realizar un análisis integro dentro de esta.

3.4 Fase 4: Carga de datos en el software

Una vez concluido el inventario de la información disponible, se procedió a tabular y cargar los datos en el software de interpretación y modelamiento. Dentro de estos, se encuentran registros de pozo, datos de core RCAL, survey y topes operacionales.

Como se mencionó anteriormente, la data obtenida de los registros debe ser especialmente analizada y tratada, con el objetivo de eliminar los posibles errores y disminuir el riesgo de deducciones incorrectas.

Para efectos de este proyecto de investigación, se trataron los siguientes aspectos:

3.4.1 *Primeras y últimas corridas*

Comúnmente las primeras y últimas corridas de los registros suelen evidenciarse en los extremos, a través de una tendencia lineal no natural. Una vez identificados dichos datos, fueron eliminados.

3.4.2 *Daño del hueco*

Se realizó un registro que relaciona el índice de calidad de daño de hueco, a fin de identificar las zonas donde las corridas se vean alteradas por dicho daño. Este, fue calculado mediante la expresión de daño de hueco indicada en la **ecuación 3**:

$$\text{Daño del hueco} = \text{Caliper (CAL)} - \text{Bit Size (BS)} \quad (3)$$



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



3.5 Fase 5: Caracterización de los tipos de rocas

Para el modelamiento y caracterización de los tipos de rocas de la formación objetivo, se tuvieron en cuenta datos de corazonamiento y registros como el Densidad Bulk (RHOB), Porosidad-Neutrón en matriz Caliza (NPHI), Factor Fotoeléctrico (PEF), Gamma – Ray (GR), y Potencial Espontaneo (SP).

Este modelo geológico permite entender los procesos sedimentológicos y diagenéticos que tuvieron lugar y contribuyeron a la formación del actual reservorio.

Inicialmente se integran los registros Porosidad – Neutrón (NPHI) vs. Densidad Bulk (RHOB) mediante un programa de interpretación, y se definieron 5 tipos de roca con base en sus propiedades composicionales, texturales, de porosidad y permeabilidad.

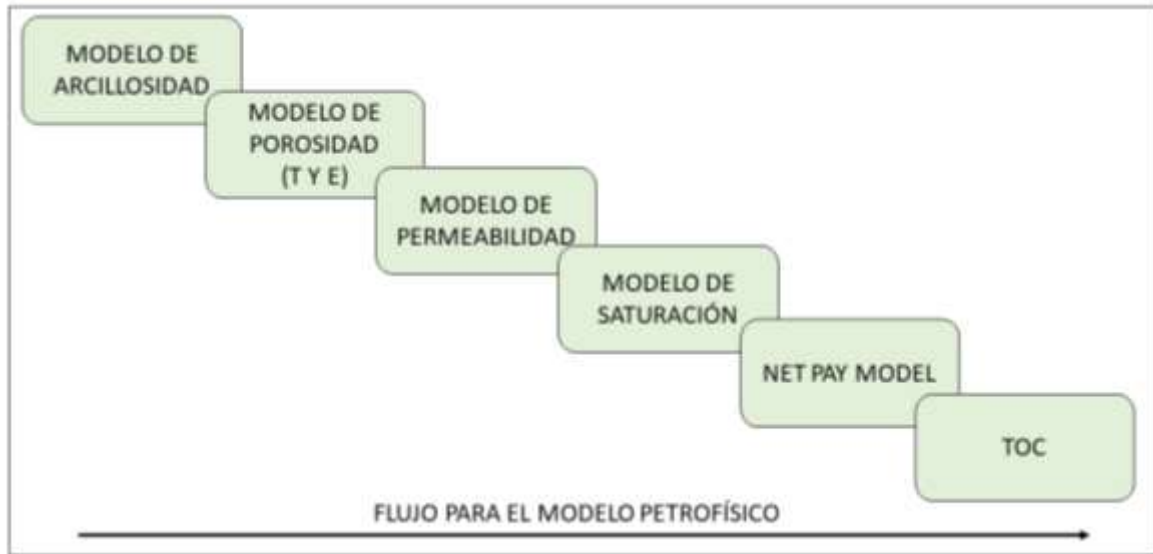
Acto seguido, se verificó que los tipos de rocas fuesen calculados de manera correcta, mediante la comparación entre las características de los registros y la curva de los tipos de roca generada. Esto, debido a que el método estadístico no es 100% preciso, la curva de los tipos de roca fue refinada mediante Análisis de Clúster.

3.6 Fase 6: Modelo petrofísico

En esta fase se realiza el cálculo de las propiedades petrofísicas de un yacimiento, tales como: volumen de arcillas, porosidad total, porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua, Net Pay y TOC, en el orden indicado a través de la **Figura 14**.

Figura 14.

Metodología indicada para la realización del modelo petrofísico dentro del software del modelamiento.



Nota: La metodología en esta fase consta principalmente de la implementación de los diferentes métodos propuestos por la literatura, donde, a partir de las características de la roca se elige el modelo de mayor correlación con los datos de laboratorio.

Siendo así, inicialmente se calcula el volumen de la arcillosidad (V_{shale}) como parámetro para la caracterización del yacimiento.

En este, se usó el modelo definido por [Schlumberger \(1964\)](#) de los 11 que indica la literatura para esta variable. El modelo favorece la aplicación en zonas con poco uranio y en aquellas donde la radioactividad está asociada a las arcillas. Sin embargo, no funciona bien en áreas donde la radioactividad no sea solo de origen arcilloso (areniscas con feldespatos, zircones o apatitos).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



En cuanto al cálculo de la porosidad efectiva y total del yacimiento, el software de modelamiento indica que cuando se haya la porosidad efectiva, este se encarga de calcular en simultaneidad la porosidad efectiva. Dentro de los parámetros de entrada necesarios para este cálculo, se hace uso del V_{shale} hallado anteriormente y la curva de Bulk Density en función de la densidad de matriz de cada formación.

Para determinar la permeabilidad se hizo uso del modelo Wyllie – Rose, el cual relaciona la implementación de la curva de porosidad total hallada anteriormente, la saturación de agua irreducible (Sw_{irr}) y la permeabilidad efectiva al agua (K_w).

Por otro lado, el modelo propuesto por Archie (1952) influye en el cálculo de la saturación de agua, donde, a través de la porosidad efectiva y la resistividad del agua para cada formación.

El Net Pay está definido por las curvas de V_{shale} , la porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad.

Finalmente, el cálculo de TOC relaciona el uso de variables tales como la curva de bulk density, resistividad de la formación, el registro sísmico por onda P, neutrón, la concentración de uranio y la densidad de grano.

3.7 Fase 7: Integración de resultados

Una vez se realizó el modelo de los tipos de roca y el modelo petrofísico, se realizó una integración de los datos obtenidos en el laboratorio junto con un análisis básico de cada tipo de roca identificado dentro de la Formación La Luna, a fin de establecer las zonas posibles de interés donde se podría implementar la técnica de estimulación por fracturamiento ácido en el Pozo UIS – 1.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



3.8 Fase 8: Diseño del fracturamiento ácido

Teniendo en cuenta los resultados de la fase anterior y la literatura consultada sobre la técnica de estimulación, se desarrolló el diseño conceptual de un proyecto por fracturamiento ácido que pudiera favorecer la extracción de recursos contenidos en la Formación La Luna.

3.9 Fase 9: Análisis de los resultados y conclusiones.

Finalmente, se realizó un análisis de los resultados obtenidos y se plantearon ciertas conclusiones a fines con la investigación.

4. Marco geológico

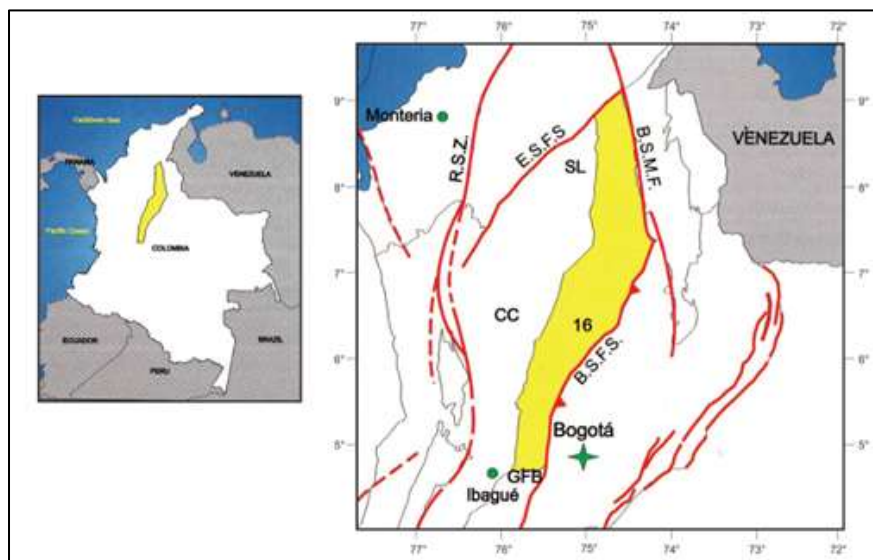
En el presente capítulo se muestran los aspectos geológicos asociados a la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y a la formación de interés, que, para este estudio, es la descripción de la Formación La Luna.

4.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) se encuentra ubicada a lo largo de la porción central del valle, la cual se extiende en dirección norte-sur al río Magdalena, es decir, entre las cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, cubriendo una superficie de 32.000 Km² y caracterizada por ser un complejo formado por varios eventos geológicos que tuvieron lugar desde el periodo Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano (Sarmiento, 2011).

Figura 15.

Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Nota: Entre sus límites se encuentran comprendidos los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia. Tomado de: *Geología y Potencial de Hidrocarburos. Cuenca Del Magdalena Medio*, por Sarmiento, 2011.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Como se evidenció en la **Figura 15**, a localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se le han asignado límites que coinciden con rasgos geológicos importantes, como la Falla de Ibagué al sur y la Falla inferida del Espíritu Santo al norte separándola del Valle Superior del Magdalena. La Falla de Palestina separa la Cordillera Central del VMM sur, pero al norte son las rocas del Cretácico que afloran discordantemente sobre la Serranía de San Lucas, las que se constituyen en el límite Geográfico – Geológico. En el Oriente, rocas del Cretácico inferior de la Cordillera Oriental limitan el VMM a lo largo del trazo de la Falla de La Salina, la cual es fosilizada y plegada por el Sistema de Fallas de Bucaramanga, continuando hacia el Noreste a lo largo de dicho trazo con rocas jurásicas intrusivas y volcánicas de la Formación Noreán y el complejo de rocas metamórficas del Macizo de Bucaramanga ([Sarmiento *et al.*, 2015](#)).

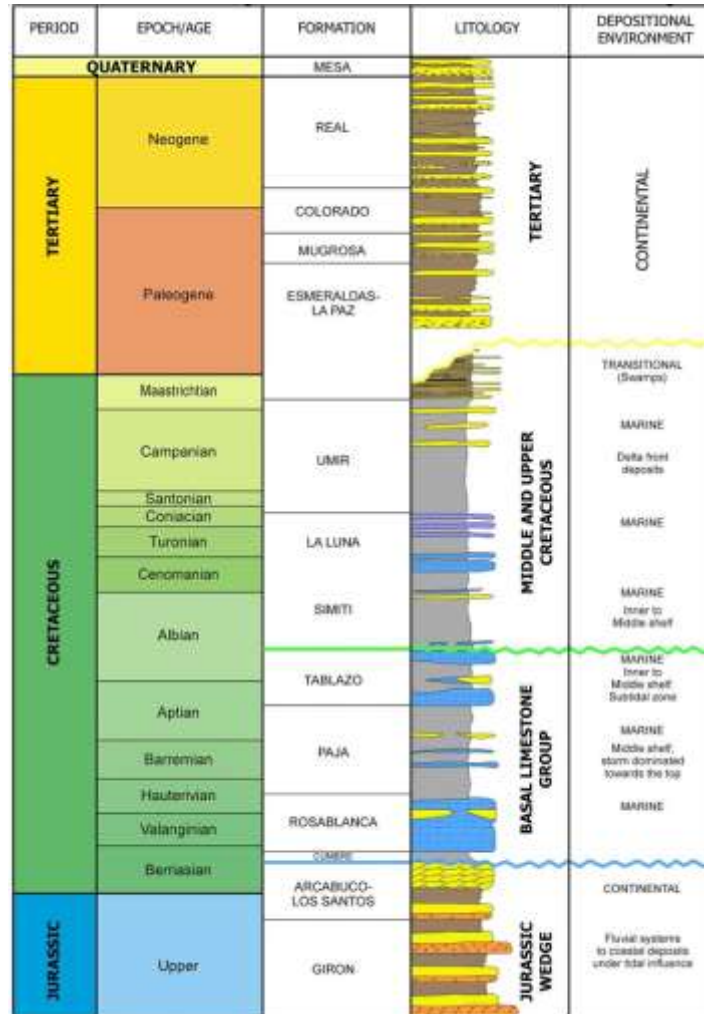
La literatura e información documentada referente a la roca generadora de la cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM) permite establecer que las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales, los cuales corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo de la secuencia cretácica.

La secuencia cretácica que se evidencia en la **Figura 16**, se caracteriza por areniscas calcáreas, calizas y lutitas calcáreas, producto de los avances relativos del nivel del mar y el aporte de sedimentos. La misma conforma una secuencia estratigráfica de segundo orden, desde el Hauteriviano hasta el Maastrichtiano, donde las formaciones Rosa Blanca, Simití, Tablazo y La Luna se depositaron durante el evento transgresivo, siendo la Formación La Luna, depositada durante el Turoniano, representativa del nivel de máxima inundación marina durante el período Cretáceo ([Ruiz, 2013](#); [Sarmiento 2011](#)).

En la fase regresiva del ciclo se depositó el miembro superior de la Formación La Luna y la Formación Umir, depositados desde el Santoniano al Maastrichtiano Temprano (Ruiz, 2013).

Figura 16.

Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Nota. La figura describe la litoestratigrafía, litología y sistema petrolífero de la cuenca Valle Medio del Magdalena. Tomado de: *Evaluación de las Cuencas y Estructuración de Escenarios de Oferta de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales* (V 4.0, p. 76), por Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), 2018.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) ha sido ampliamente caracterizada, ya que, de esta se derivan campos petroleros de gran importancia como Infantas, Cantagallo, Llanito, entre otros.

Dentro de su sistema petrolífero se encuentra como roca fuente o generadora a las formaciones Paja, Tablazo, La Luna y Rosa Blanca; como roca reservorio se enfatiza la formación La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado, Umir y Lizama; y, como roca sello se presentan a las formaciones Paja, Simití, Umir, Lizama, los shales de La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. (Ruiz, 2013; Sarmiento 2011).

4.2 Formación La Luna.

La Formación La Luna es la unidad más prestigiosa dentro del Cretácico del Valle Medio del Magdalena (VMM), depositada en un ambiente marino de plataforma y considerada por excelencia como la roca generadora de hidrocarburos tanto en Venezuela como en el VMM en Colombia. La Formación La Luna es una unidad calcárea fina constituida por biomicritas, caracterizada por ser una caliza tipo mudstone, con condiciones neríticas de sedimentación, baja arcillosidad, altamente fosilíferas, rica en materia orgánica y variaciones graduales que permiten definir adecuadamente cada uno sus miembros (ANH, 2018; Sarmiento, 2015; UPME, 2018).

La depositación de los sedimentos pertenecientes a la formación La Luna yace desde finales del Cenomaniano y continúa en el Turoniano – Santoniano. La mayoría del fondo de la formación corresponde a facies finas con carbonatos y abundante materia orgánica, adicionalmente, se encuentran depositación de niveles de bentonitas para el intervalo Turoniano Santoniano, el espesor de la formación se estima menor a los observados generalmente en el Valle

Medio del Magdalena con valores de entre 304 – 316 m de espesor, según la zona en donde sea analizado. (ANH, 2018; Sarmiento, 2015; UPME, 2018).

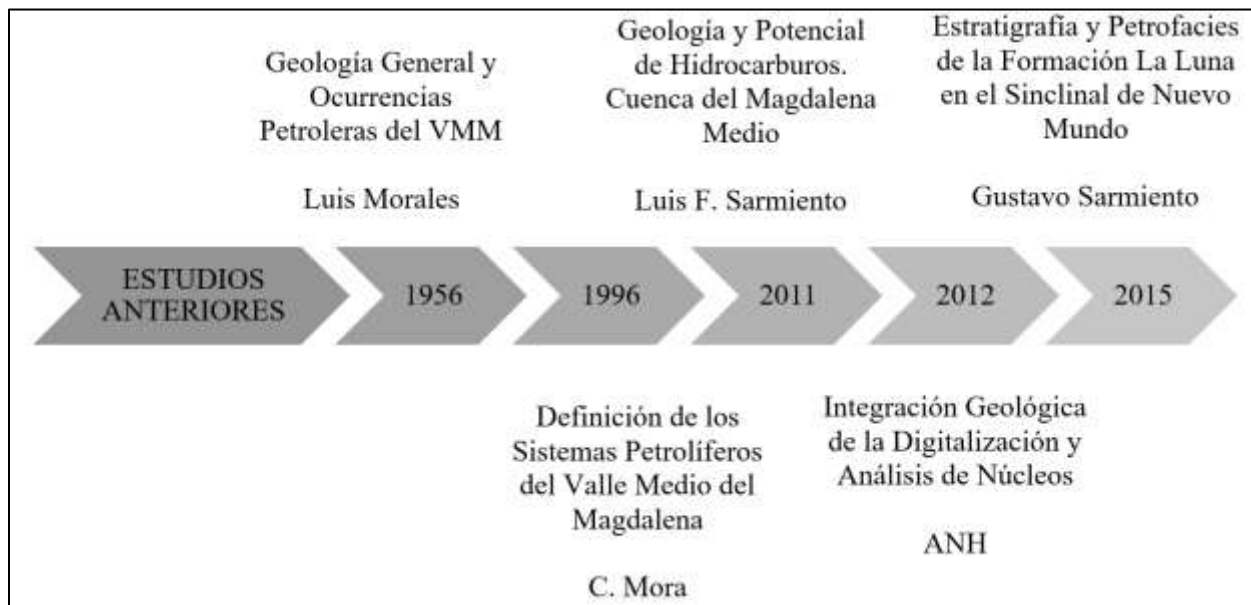
Sarmiento (2011) refiere que la Formación La Luna como rocas reservorio de hidrocarburos, refleja deficiencias en la capacidad de almacenamiento de petróleo debido a sus porosidades en el orden de 1 a 7%. Sin embargo, este rango le ofrece categorización como roca sello o aquella que al ser impermeable no permite la migración de los hidrocarburos.

4.2.1 Estudios anteriores

Durante el transcurso de la historia, se han registrados diferentes estudios geológicos enfocados a la formación la luna y sus miembros. Estos pueden ser expuestos mediante la **Figura 17**, ilustrada a continuación:

Figura 17.

Estudios anteriores más relevantes a través de la historia enfocados en la Formación La Luna.





ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



La ANH en el año 2012 a través del informe de avance de la integración geológica prevista para para el pozo Infantas-1613 perteneciente a la cuenca Valle Medio del Magdalena, realiza la digitalización y análisis de núcleos, como método de preservación y medición de corazones de pozos de cuencas colombianas. No obstante, este estudio no realiza una evaluación integrada completa, que permita evaluar el potencial de acumulación no convencional asociada a roca generadora en el sector. Esto podría ser llevado a cabo a través de registros especiales para evaluación no convencional, corazones, pruebas de formación, propiedades mecánicas de la roca, mineralogía y análisis de fragilidad/ductilidad etc.

[Sarmiento *et al.*, \(2015\)](#), desarrollaron el estudio de la estratigrafía y petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo del Valle Medio del Magdalena. Sin embargo, la evaluación y comprensión del significado petrológico de la Formación La Luna requiere de la geoquímica para verificar su heterogeneidad como unidad generadora de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Así mismo, el estudio carece de la evaluación de la microporosidad a fin de la verificación conceptual de los diferentes tipos de porosidad secundaria a lo largo de la unidad.

A través de la compilación de los estudios geológicos oficiales en Colombia, el Servicio Geológico Colombiano (SGC), en unión con la dirección científica de Etayo, desarrolló en la región del embalse del río Sogamoso un extenso trabajo de campo, seguido de la consolidación de información, ejecución de estudios técnicos y de laboratorio. Esta investigación presenta la caracterización litológica, petrográfica, bioestratigráfica y cartográfica del Valle Medio del Magdalena y las Formaciones Rosa Blanca, La Paja, Tablazo, Simití y La Luna, donde, “se



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



evidencia la alternancia de ambientes sedimentarios marinos someros con influencia calcárea-evaporítica y horizontes ricos en materia orgánica” (Etayo *et al.*, 2019).

Sin embargo, en este estudio no realiza el análisis de diferentes tipos de registros de pozos presentes en la zona de estudio, así como tampoco, la calibración e interpretación de los resultados de prospección sísmica y otros estudios geofísicos, que podrían contribuir a la identificación de sellos estratigráficos y posibles caminos de migración hidrocarburífera.

Pese a los estudios anteriores y sus grandes aportes en el ámbito estratigráfico y de afloramiento, geoquímico; se evidencia una brecha del conocimiento, debido a que la mayoría de estos están enfocados en la definición y distribución litológica de los miembros, más no en la factibilidad que posee la integración de datos de afloramientos y pozo, que puedan indicar las posibles distribuciones litológicas o potenciales zonas dentro de la Formación La Luna en la cuenca del Valle Medio del Magdalena candidatas a fracturamiento ácido.

4.2.2 Importancia de la Formación La Luna como yacimiento no convencional

Con relación al gran potencial que posee La Formación la Luna como roca generadora, esta es una de las más importantes dentro la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) para el desarrollo de proyectos relacionados a la explotación de yacimientos no convencionales. La luna se depositó en el periodo cretácico superior hace 94 millones de años aproximadamente y presenta valores de carbono orgánico total (TOC) entre 2 y 6% y kerógeno tipo II (Montes, 2009). Así mismo, su interés también nace de la similitud con Eagle Ford Shale de la cuenca de Texas (Morales *et al.*, 1958), la cual se destaca por su notable desarrollo en la explotación de no convencionales, debido a la congruencia litológica entre ambas se considera que de ser exitosa la



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



explotación en la Luna, dará pie al inicio de una nueva etapa de producción de hidrocarburos en roca generadora en el territorio nacional.

[Sarmiento \(2011\)](#) refiere que la Formación La Luna hace parte directa de la generación de hidrocarburos, ya que, al ser de origen marino, alcanza porcentajes de TOC mayores al 2%, con crudos de gravedad API correspondiente a crudos pesados y con una temperatura mayor a los 200 °C lo que la hace una roca madura.

Esta abundancia de materia orgánica (>1%) en las formaciones que conforman la formación La Luna indica que durante la acumulación de los sedimentos el ambiente de depositario presentaba niveles de oxígeno mínimos sobre el fondo de acumulación, lo que impidió la oxidación del material orgánico y posterior destrucción bacteriana. ([ANH, 2018](#); [UPME, 2018](#)).

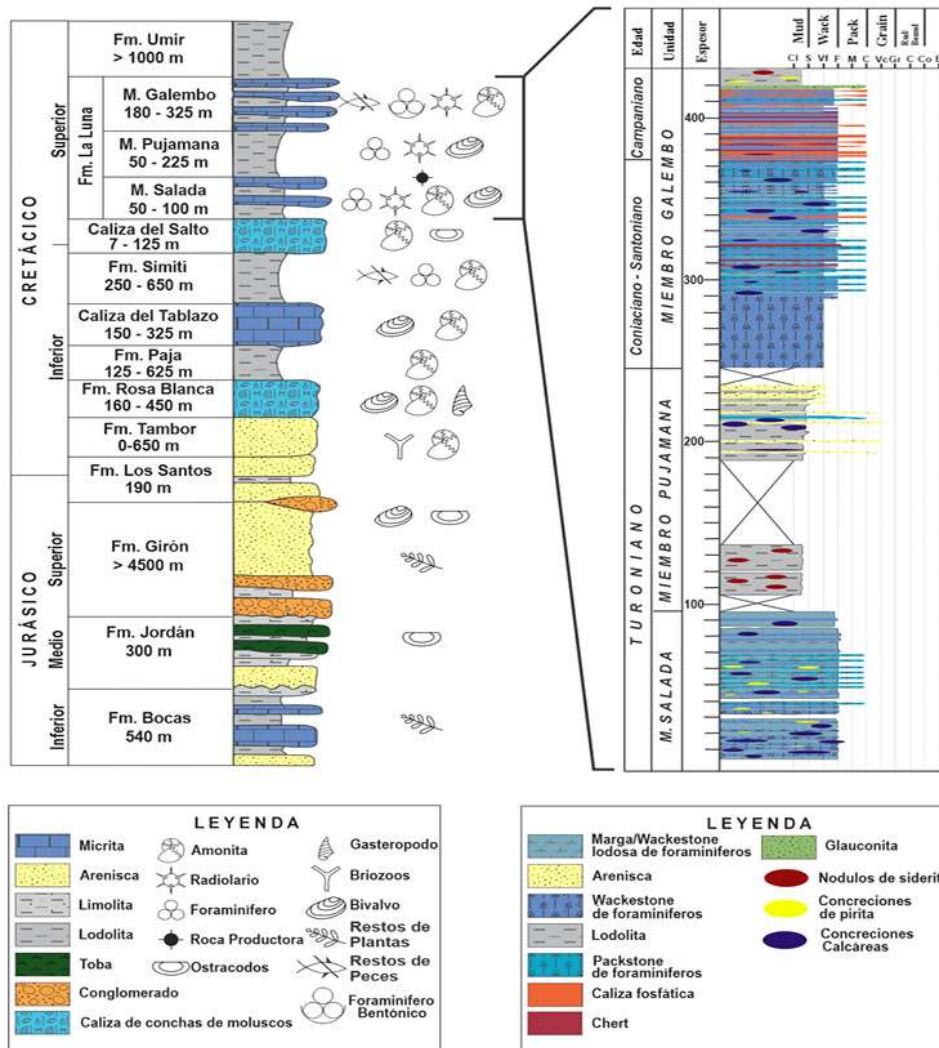
4.2.3 Miembros de la formación la Luna

Esta unidad se encuentra constituida por tres diferentes miembros, conocidos como miembro Salada, Pujamana y Galembo, constituidos respectivamente por shales negro laminados, shales calcáreos y lodolitas calcáreas con delgadas capaz de caliza, areniscas fosfáticas y niveles delgados de chert ([Morales, et al, 1958](#)).

Aunque en la compilación de [Morales et al., \(1958\)](#) es clara la concepción de la unidad para el VMM y la subdivisión formal en los Miembros Salada, Pujamana y Galembo, la *International Stratigraphic Guide* ([Salvador, 1994](#)), propone de manera formal la diferenciación y nominación de una nueva unidad litoestratigráfica para el Valle Medio del Magdalena, denominada Miembro La Renta, tal y como se expone en la **Figura 18**. El contacto en las relaciones estratigráficas se da suprayacentemente disconforme con la Formación Umir e infrayacentemente concordante con la formación Simití.

Figura 18.

Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y Formación La Luna en el sector de Hidrosogamoso.



Nota. La figura de la izquierda describe la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena hasta el Cretácico superior y a la derecha se presenta la columna compuesta de la Formación La Luna en el sector de Hidrosogamoso. Tomado de: *Estratigrafía del*



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



miembro Galembo de la Formación La Luna en el flanco oriental del sinclinal de Nuevo Mundo en el sector de Montebello, Santander, por Rodríguez, 2019.

4.2.3.1 Miembro Salada.

El Miembro Salada consiste en Shales finamente laminados y negros con intercalaciones de capas finas de calizas con abundantes microfósiles (Wheeler, 1929). Su espesor oscila entre 50 y 100 metros, aflorando en el banco norte del río Sogamoso (Wheeler, 1929). Es común encontrar concreciones completas y parciales de pirita, siendo estas un factor diferencial con la unidad inferior. Suprayace concordantemente las Calizas de la Formación El Salto y se interpreta como un ambiente depositacional marino con condiciones anóxicas y poca ventilación, perjudicando el desarrollo de fauna béntica (Morales, 1956). Su edad se ubica en el Turoniano inferior.

El científico Etayo (2019) indica que el Miembro Salada situado en la región del embalse del río Sogamoso, “en su parte inferior, está constituido por calizas con textura wackestone (biomicrita rala) y mudstone calcáreo (micrita), de color negro, con abundante materia orgánica, arcillosas, compactas, con estratificación y laminación plana paralela bien desarrollada; y, niveles de grandes concreciones micríticas de tamaño métrico hasta decimétrico hacia la parte baja de la formación. En el resto de la unidad las concreciones son centimétricas generalmente, y algunas contienen abundante pirita. Su parte superior es de mudstone terrígeno (lodolita) de color gris oscuro a negro, calcáreo a levemente calcáreo y no calcáreo, compacto, bien estratificado y laminado de forma plana paralela, con partición hojosa, que le da un aspecto característico a la roca sedimentaria”.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



4.2.3.2 Miembro Pujamana.

El Miembro Pujamana ocupa la parte intermedia de la Formación La Luna, infrayacente el Miembro Galembo y suprayacente el Miembro Salada concordantemente. Consta de mudstone terrígeno (arcillolitas y lodolitas) de color negro, muscovítico, con estratificación plana paralela discontinua; presenta intercalaciones de cuarzo – arenitas de textura muy fina, limolitas y calizas con textura mudstone, con espesor desde 5 cm hasta menos de 2 m. El espesor dado por ([Wheeler, 1929](#)) es de 325 metros, correspondiente al intervalo entre los miembros adyacentes. Sin embargo, [Ballesteros Torres et al., \(2013\)](#) siguiendo a [Morales \(1956\)](#) asigna un espesor variable entre 50-225 metros. Su edad se sitúa en el Turoniano Superior y Coniaciano Inferior.

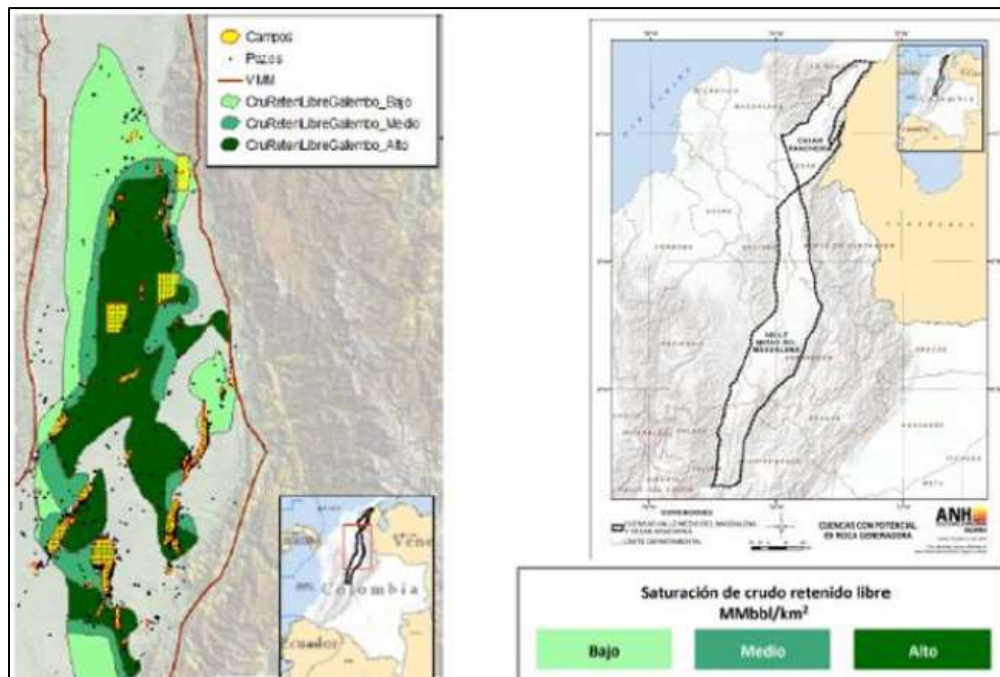
En la región del embalse del río Sogamoso, “el miembro Pujamana es de mudstone terrígeno (arcillolitas y lodolitas) de color negro, muscovítico, con estratificación plana paralela discontinua. Presenta intercalaciones de cuarzo – arenitas de textura muy fina, limolitas y calizas con textura mudstone, con espesor desde 5 cm hasta menos de 2 m; es común la bioperturbación de las capas en grado variable, desde bajo (láminas irregulares) hasta alto (moteado distinto a indistinto), y la presencia de madrigueras horizontales en la base de capas de cuarzo – arenitas y limolitas de cuarzo, particularmente. Se hallan algunas impresiones de amonitas y lamelibranquios. El contacto inferior con el miembro Salada es concordante transicional rápido, y el superior con al miembro Galembo es concordante y neto” ([Etayo et al., 2019](#)).

4.2.3.3 Miembro Galembo.

El Miembro Galembo representa la sucesión más reciente de la Formación La Luna, suprayaciendo concordantemente el Miembro Pujamana. Está típicamente expuesta hacia la parte oriental de la Quebrada Pujamana cerca de su desembocadura en los alrededores de la hacienda Capitancito (Wheeler, 1929).

Figura 19.

Saturación de crudo retenido libre – Miembro Galembo.



Nota. La figura describe la saturación de crudo libre que posee el Miembro Galembo en la Formación La Luna. Tomado de: *Cien años de experiencia en Sistemas de Levantamiento Artificial puestos al servicio del desarrollo de los recursos no convencionales en roca generadora* (ACIPET TEC – 165), por SÁCHICA *et al.*, 2018.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



El Miembro Galembo está compuesta por calizas con textura mudstone (micritas) y wackestone (biomicritas ralas) de foraminíferos planctónicos, principalmente, de color gris oscuro a gris parduzco, terrígenas (arcillosas) o con alto contenido de materia orgánica, compactas, estratificadas delgadamente de forma plana paralela, con laminación interna igualmente plana paralela (Terraza, 2019). El espesor varía entre 96 m, hasta 177 m según la zona en donde se esté analizado la miembro. El contacto infrayacente con la Miembro Pujamana y el suprayacente con la Miembro La Renta son concordantes.

Morales *et al.*, (1958) refiere que el Miembro Galembo es una secuencia de lodolitas calcáreas, intercaladas con delgadas capas de caliza, capas de arenisca fosfática y niveles delgados de chert colores azul y negro. Donde, su espesor varía entre 180 – 350 m y su edad está entre el Coniaciano y Santoniano.

Gracias a las excelentes propiedades de los miembros Galembo y Salada expuestos mediante la **Tabla 6**, tales como el contenido en materia orgánica, kerógeno y potencial generador de hidrocarburos localizado preferentemente hacia las intercalaciones de facies calcáreas, Mora *et al.*, (2018) proponen estos miembros como un potencial relevante en términos de yacimientos no convencionales. Se estima un volumen total de aceite original en sitio (OOIP) de 56.725 MBPE en el Miembro Galembo y un total de 118.475 MBPE de OOIP en toda la Formación La Luna (Mora *et al.*, 2018), volviéndola un yacimiento de roca generadora bastante atractiva. Debido a su bajo valor de TOC (contenido orgánico total) y alto contenido de arcilla, el miembro Pujamana es descartado como zona de interés (Rengifo & Calderón, 2015).

Tabla 6.

Características de los Miembros Galembó y Salada.

Características	Parámetros	Formación la luna	
		Miembro Galembó	Miembro Salada
Generales	Cuenca	VMM	
	Edad	Cretácico superior	
	Tipo de hidrocarburo	Crudo liviano Gas húmedo	Crudo pesado
	Área aproximada (<i>acres</i>)	1.529.600	
	Profundidad promedio (<i>ft</i>)	4200 - 12405	
	Espesor (<i>ft</i>)	591 - 899	164 - 430
	Temperatura ($^{\circ}F$)	180 - 190	
	TRR	4,58 MMBbls	
Petrofísicas	Composición mineralógica	Cuarzo 62% Carbonatos 25% Arcilla 13%	
	Permeabilidad (<i>mD</i>)	4,3	17
	Porosidad (%)	6,89 +/- 2,9	8,27 +/- 3,54
Geomecánicas	Módulo de Young – E (10^6 <i>psi</i>)	1,476 - 5,248	
	Relación de Poisson (<i>V</i>)	0,120-0,375	
	Coefficiente de Biot (β)	0,7	0,6 - 0,7
	Gradiente de presión (psi/ft)	0,62 - 0,8	
	Esfuerzo horizontal máximo – Shmáx (<i>psi</i>)	11087,5 - 13859,3	

Geoquímicas	Esfuerzo horizontal mínimo – Sh_{min} (psi)	8315,6 - 10554,4	
	Esfuerzo vertical – S_v (psi)	10874	
	Tipo de kerógeno	I – II	
	TOC (%)	0,6 - 4,5	2,2 - 8,8
	Reflectancia de vitritina - R_o (%)	0,7 - 1	

Nota. La tabla indica ciertas características generales, petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas de los miembros Galembo y Salada en la formación La Luna. Tomado de: *Diseño de Fracturas Hidráulicas en Pozos de Roca Generadora: Propuesta para un Caso Colombiano.* (UIS), por [Sanabria y Blanco, 2022](#).

4.2.3.4 Miembro La Renta.

Litológicamente hablando el Miembro La Renta similar al Miembro Galembo, exceptuando que en la base aparecen capas medianas y gruesas de fosforitas de pellets con textura packstone potencialmente explotables.

Así mismo, son comunes niveles delgados de chert negro interpuestos, capas entre delgadas y gruesas de calizas silíceas y presencia de foraminíferos bentónicos ([Terraza, 2019](#)). Según la zona de estudio, el espesor de este miembro varía en el orden de 45 – 77 m. El contacto inferior con la Miembro Galembo es concordante y neto, y el superior con la Formación Umir es disconforme.



5. Estimulación

Actualmente, la mayoría de los pozos (nuevos o maduros) necesitan de alguna técnica o tratamiento que permita la producción de los fluidos. Algunos de estos, requieren la instalación de un sistema de levantamiento artificial que se encargue de restituir y mantener estabilizada la presión; y, otros que, a lo largo de su vida productiva, presentan restricciones del flujo de fluidos (daño a la formación), los cuales son tratadas con diversas técnicas de estimulación que permiten retirar el daño y restablecer la producción ([Moreno & Pérez, 2019](#); [Londoño 2019](#)).

Otro motivo por el cual se requiere estimular un pozo se presenta ante las bajas permeabilidades dentro de un yacimiento (impidiendo la extracción de los fluidos) y la necesidad en el aumento de reservas de hidrocarburo.

En el desarrollo del marco teórico, se describirá brevemente las bases teóricas que serán utilizadas para la ejecución del trabajo, las cuales contemplan algunas generalidades sobre la estimulación, mecanismos de daño a la formación y la clasificación de los tipos de estimulación implementadas en la industria, dentro de las cuales se encuentra el fracturamiento. Dichas bases con el objetivo de comprender la creación y desarrollo de una fractura ácida dentro de las formaciones de carbonato.

5.1 ¿Qué es estimulación?

Durante la vida productiva de un pozo, se presentan situaciones en las que el estrato productor no produce el suficiente volumen de hidrocarburos hacia la superficie. De esta manera, la estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento, que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación ([Islas, 1991](#); [Londoño, 2019](#)).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



En pozos productores, la estimulación tiene como principal objetivo incrementar la producción de hidrocarburos; y, en pozos inyectores, aumentar el caudal de inyección de fluidos como agua, vapor o gas. En procesos de recuperación secundaria o mejorada, la estimulación optimiza los patrones de flujo. (Moreno & Pérez, 2019; Londoño 2019).

Siendo así, la estimulación de pozos hace posible que se mejore o restaure la producción de aceite y gas y/o incremente las reservas recuperables, mediante la inyección de fluidos de tratamiento, enfocados en remover el daño y mejorar la permeabilidad (Moreno & Pérez, 2019).

Otros factores que justifican la estimulación son: el mantenimiento de un pozo, mejora de sistemas mecánicos ineficientes, remoción de obstrucciones y caídas de presión dentro del yacimiento (Londoño 2019).

5.1.1 Productividad de los pozos

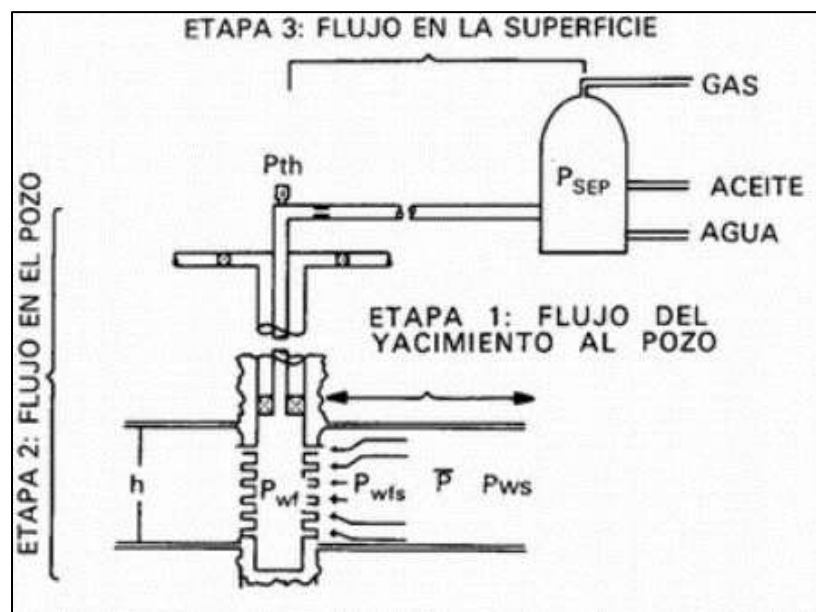
Dado que, la estimulación de los pozos está directamente relacionada con el mejoramiento de su productividad o inyectabilidad, se hace necesario conocer previamente los parámetros que controlan este factor, a fin de establecer la conveniencia de implementar un método de estimulación (Islas, 1991; Londoño, 2019).

Los parámetros dominantes de la productividad de los pozos son: La existencia de hidrocarburos, una formación y la energía suficiente (presión) para propiciar el flujo de los fluidos desde la roca hacia el pozo. Asumiendo que los parámetros anteriores acontecen, se evalúa el sistema integral de producción de un pozo a través de un análisis nodal. Este método considera todos los componentes del sistema (desde la presión del yacimiento hasta la presión en el separador), con el propósito de determinar los lugares de excesiva resistencia al flujo o caídas de presión dentro del mismo (Islas, 1991; Londoño, 2019).

Islas (1991) refiere que teniendo en cuenta el objetivo de incrementar la productividad, el análisis nodal permite optimizar económicamente la producción, determinar la contribución de cada uno de los componentes del sistema de producción y evaluar el efecto de los cambios que se hagan dentro de este.

Figura 20.

Etapas del flujo de los fluidos a través de un sistema de producción.



Nota: La figura evidencia esquemáticamente cada una de las etapas que atraviesa el flujo de los fluidos dentro el sistema de producción de un pozo, tales como: El flujo desde el yacimiento al pozo a través del intervalo cañoneado, el flujo desde el fondo del pozo a la superficie y la etapa desde la cabeza de pozo hasta el separador mediante la línea de flujo. Tomado de: *Manual de estimulación matricial de pozos petroleros*, por Islas, 1991.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Donde:

- P_{ws} = Presión estática del yacimiento.
- P_{wfs} = Presión de fondo fluyente a nivel de la cara de la formación (antes de que el fluido entre al intervalo cañoneado).
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente.
- $P_{th}; P_{wh}$ = Presión del cabezal de pozo.
- P_{sep} = Presión del separador en la estación de flujo.

Islas (1991) & Kalfayan (2008), definen que, dentro del sistema de producción, se presentan caídas de presión en cada uno de los componentes. Esta caída de presión puede ser indicada a través la **ecuación 4** expuesta a continuación:

$$\Delta P_T = \Delta P_{yac} - \Delta P_{tbg} - \Delta P_{LF} \quad (4)$$

Donde:

- ΔP_T = Caída de presión total en el sistema.
- ΔP_{yac} = Caída de presión en el yacimiento e intervalo abierto a producción.
- ΔP_{tbg} = Caída de presión en el tubing.
- ΔP_{LF} = Caída de presión en la línea de flujo.

Mientras más grande sea la diferencia entre la presión de yacimiento (P_{yac}) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}), más grande será el caudal. Y, cuanto más pequeña sea la presión de fondo fluyente (P_{wf}), más grande será el caudal (Islas 1991; Kalfayan, 2008).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Por otro lado, [Kermit \(1980\)](#) refiere la **ecuación 5** como la relación de Darcy en su forma más simple, donde a través de su uso se conoce la respuesta de un pozo y las condiciones reales de flujo del yacimiento hacia este mismo.

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf})}{\mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right)} \quad (5)$$

Donde:

- q = Caudal [BPD]
- K = Permeabilidad efectiva [mD]
- h = Espesor de la zona productora [ft]
- P_{ws} = Presión de fondo estática [psi]
- μ = Viscosidad del fluido [cP]
- r_e = Radio de drenaje [ft]
- r_w = Radio del pozo [ft]
- S = Daño [Adimensional]
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [psi]

Así mismo, [Kermit \(1980\)](#) señala que de los términos de esta ecuación afecta la productividad del pozo. Sin embargo, se evidencia que las variables que pueden ser modificadas son básicamente la permeabilidad y el daño, donde, un valor bajo de permeabilidad o un alto valor de daño propician una baja productividad en el pozo.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



En relación con la permeabilidad, cuando surgen casos donde la permeabilidad es baja en el rango de $< 10 mD$, la productividad de los pozos puede ser incrementada a través de estimulación por fracturamiento. En este tipo de estimulación, [Islas \(1991\)](#) & [PEMEX en \(2008\)](#) refieren que las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a flujo lineal, hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento.

Por lo que se refiere a altos valores de daño, consecuencia de diferentes operaciones como perforación, cementación, y completamiento, que causan alteraciones en la zona cercana a la cara del pozo; estos pueden ser eliminados, reducidos a cero o incluso llevados hasta valores negativos a través de la estimulación matricial ([PEMEX, 2008](#)).

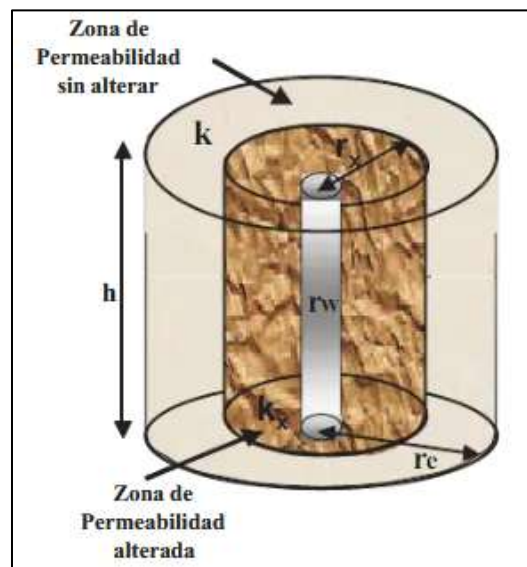
5.1.2 Daño a la formación

El daño relaciona cualquier alteración a las propiedades de flujo de los conductos porosos, las fracturas en la zona cercana al pozo y los disparos en el cañoneo que conectan al yacimiento, impidiendo o reduciendo la producción. [Islas \(1991\)](#) indica que el daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de producción.

El daño a la formación ilustrados mediante la **Figura 21**, es causado por interacciones entre los poros y deformaciones mecánicas que generan una disminución en la permeabilidad, a raíz de procesos fisicoquímicos, biológicos, hidrodinámicos o térmicos. Frente a esto, [Moreno & Pérez \(2019\)](#), refieren que la eficiencia de un procedimiento de estimulación a cierto pozo depende principalmente del control, caracterización y remoción del daño que restringe la producción de manera adecuada, a fin de lograr efectivamente la explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

Figura 21.

Representación esquemática de una zona dañada.



Nota: La figura ilustra las condiciones de la zona cercana al pozo, donde, r_x y k_x representando la penetración del daño y la permeabilidad de la zona que fue afectada respectivamente. Tomado de:

Guía de diseño para estimulaciones de pozo, por [PEMEX, 2008](#).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Islas (1991) & PEMEX en (2008) indican que el factor de daño está definido mediante la **ecuación 6**, como se muestra a continuación:

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_x}{r_w} \right) \quad (6)$$

En general, el efecto de daño (S) relaciona que:

- $S = 0$, no existe daño. Por lo que, $k_x = k$
- $S > 0$, existe daño. Por lo que, $k_x < k$
- $S < 0$, el pozo está estimulado. Por lo que, $k_x > k$

5.1.2.1 Mecanismos de daño

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo con la forma como éste disminuye la producción.

5.1.2.1.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.

La reducción o pérdida de la permeabilidad es ocasionada por la disminución del espacio libre interconectado (canales porosos) de la roca. Este mecanismo de daño se presenta debido a que partículas sólidas se depositan en los canales porosos o al aumento del volumen de material sólido de la roca; que, dependiendo del tamaño de las partículas, pueden invadir el espacio poral, sus interconexiones o las fracturas naturales o inducidas (Islas, 1991; Londoño, 2019).

PEMEX (2008) indica que estas partículas sólidas pueden provenir de diferentes fluidos de control, de los procesos de cementación, de los recortes de la broca o de la misma formación. Así mismo, pueden provenir a partir de reacciones secundarias de los fluidos de la formación o por incompatibilidad de fluidos externos con los minerales que constituyen la roca.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



5.1.2.1.2 Reducción de la permeabilidad relativa.

Cuando se origina un incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, la reducción de la permeabilidad relativa se presenta debido a una alta invasión del filtrado o conificación del agua de formación. Si este filtrado contiene surfactantes (que fueron usados en los diferentes fluidos para el pozo), es posible que se presente un cambio en la mojabilidad de la roca, reduciendo así, la permeabilidad relativa al petróleo (Islas, 1991; Londoño, 2019).

5.1.2.1.3 Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

Esta alteración se presenta a raíz de la incompatibilidad entre de los fluidos que invaden la formación, produciéndose la formación de emulsiones estables. Siendo así, la pérdida de productividad depende de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. (Islas, 1991; Londoño, 2019).

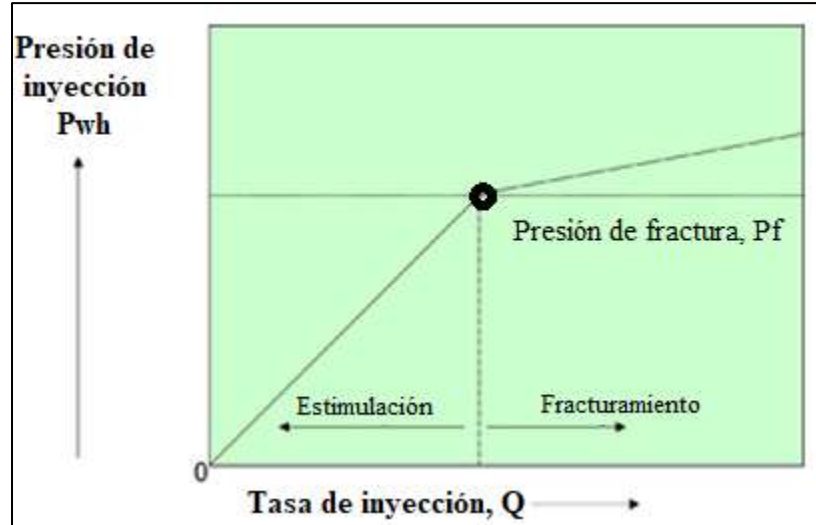
5.2 Técnicas de estimulación

La estimulación matricial se caracteriza al presentarse a tasas y presiones de inyección inferiores a la presión de fractura; mientras que, a tasas y presiones de inyección superiores a la presión de fractura se encuentra la estimulación por fracturamiento (Moreno & Pérez, 2019).

La **Figura 22** ilustrada a continuación, detalla la diferencia entre la estimulación matricial y estimulación por fracturamiento, donde, hasta alcanzar la presión de fractura, la presión aumenta linealmente con la tasa de inyección.

Figura 22.

Tipo de estimulación según la tasa y la presión de inyección.



Nota: Cuando se alcanza la presión de fractura, el caudal puede continuar aumentando con un pequeño cambio en la presión por encima de la presión de fractura. Tomado de: *Análisis de trabajos críticos de estimulación realizados en las campañas 2015 – 2017 en los pozos Z y C del campo Yaguará, mediante simulación numérica, por W. A. Moreno & L. M. Pérez, 2019, Fundación Universidad de América.*

Como se indicó anteriormente, existe dos técnicas principales de estimulación de pozos: la estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento; caracterizados principalmente por la tasa y presión de inyección.



5.2.1 Estimulación matricial

La estimulación matricial es una técnica en la que se inyecta ácido, solvente y/o tratamientos químicos en la formación con el objetivo de remover el daño ocasionado en el pozo durante las operaciones de perforación y completamiento, a fin de, recuperar o aumentar la permeabilidad en cara del pozo, aumentando su productividad. Lo anterior, se logra ampliando los espacios porosos y disolviendo las partículas que obstruyen estos espacios (Islas, 1991; William, 1979; PEMEX, 2008; Londoño, 2019).

La técnica de estimulación matricial se lleva a cabo a través de la inyección de disolventes a tasas y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura de la formación, de modo que no se crean fracturas. Esto, favorece la penetración del fluido hacia la matriz de la roca en forma radial circular, permitiendo un mejor contacto de la zona dañada cercana a la cara del pozo con el fluido estimulante.

Según la interacción roca – fluido y el tipo de daño presente, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos, como se ilustra en la figura mostrada a continuación:

5.2.1.1 Estimulación matricial no reactiva o no acida.

La estimulación matricial no reactiva, es aquella donde los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los sólidos de la formación. Para este tipo de estimulación es común el uso de soluciones acuosas u oleosas, alcoholes o solventes mutuos y agente activos como los surfactantes. (William, 1979; PEMEX, 2008; Londoño, 2019)

Islas (1991), indica que los principales daños que pueden ser removidos por esta estimulación, son:

- Bloqueo por invasión de finos.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Bloqueo por agua, aceite o emulsiones.
- Daños por pérdida de lodo.
- Daño por precipitación de material orgánico (asfáltenos y parafinas).

Así mismo, [Islas \(1991\)](#) refiere que la estimulación matricial no reactiva es recomendada para remover daños relacionados con las fuerzas retentivas (tensión interfacial, mojabilidad y/o capilaridad) en el yacimiento como lo son:

- Daños por alta tensión interfacial.
- Cambios de mojabilidad.

5.2.1.2 Estimulación matricial reactiva (Acidificación matricial).

Es aquella donde los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente, disolviendo materiales sólidos de invasión o de la misma roca de forma radial. [Economides \(1999\)](#) & [Kalfayan \(2008\)](#), señalan que la acidificación matricial se aplica solamente a formaciones que presentan daño, donde, a través de sistemas ácidos, el daño ocasionado por arcillas, precipitaciones inorgánicas, etc, es removido. Sin embargo, pueden existir casos en donde esto no se cumple.

De igual modo, la acidificación matricial favorece la productividad natural de los pozos mediante el mejoramiento de la permeabilidad de la formación cercana a la cara del pozo; esto puede lograrse al disolver la roca que se encuentra en esta región. En caso de que la formación no se encuentre dañada, un pequeño incremento de la productividad sería el resultado obtenido ([Kalfayan, 2008](#), [PEMEX, 2008](#); [Londoño, 2019](#)).

Así como en la estimulación matricial no reactiva y sus productos activos a través de surfactantes; en la acidificación matricial, los ácidos son el elemento básico que reaccionan con los minerales que constituyen la formación.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Sin embargo, no todos los ácidos conocidos son dispuestos en la estimulación de pozos. Entre los más comunes están algunos ácidos inorgánicos como el ácido clorhídrico y fluorhídrico; y, ácidos orgánicos como el acético y fórmico. Según [Islas \(1991\)](#) & [PEMEX \(2008\)](#), con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular las formaciones calcáreas. El ácido fluorhídrico es el único que disuelve minerales silícicos.

Un ácido es apropiado en una acidificación matricial si cumple con las siguientes especificaciones:

- Solubles en agua.
- Removibles de la formación.
- Control en los efectos dañinos.
- Ser posiblemente inhibido mediante reacciones con materiales férricos.
- Ser manejado y transportado sin presentación de condiciones adversas de peligro.
- Poseer bajos costo y fácil de obtención.

La mayoría de los tratamientos de acidificación matricial, utilizan mezclas de HCL, debido a que, este es un ácido que disuelve rocas carbonatadas como las calizas y dolomitas, con la intención de permitir la apertura de los canales conductivos. Estos, darán paso a la formación de agujeros de gusano (wormholes), encargados de remover el daño a la formación cercana al pozo y obtener una zona de tratamiento mucho más larga en formaciones de arenas ([Economides, 1999](#), [Kalfayan, 2008](#), [PEMEX, 2008](#)).

La creación de los wormholes depende de las condiciones de la matriz, la tasa de inyección del ácido, la reactividad que tenga el ácido con la roca, las propiedades del fluido y la temperatura.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



[Daccord et al., \(1989\)](#), desarrollaron el primer estudio cuantitativo relacionado al fenómeno de wormholes, a fin de optimizar los tratamientos de acidificación matricial. Su estudio plantea la cuantificación de los wormholes a través de la longitud hidráulica y la geometría de estos. De esta manera, determinaron que existen 3 tipos de grabado, clasificado como compacto, tipo agujero de gusano u homogéneo.

Para [Williams \(1979\)](#), los 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.

La acidificación matricial puede aplicarse en areniscas y rocas calcáreas.

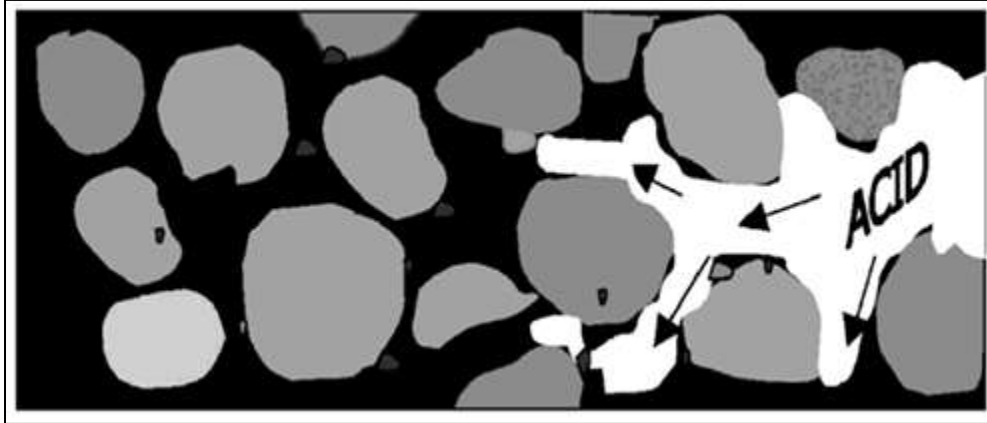
5.2.1.2.1 Acidificación matricial en formaciones de areniscas.

Con respecto a este tipo de estimulación, [PEMEX \(2008\)](#) & [Kalfayan \(2008\)](#) refieren que, la razón principal para acidificar una formación de areniscas es remover el daño causado por la invasión de partículas sólidas y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de finos. En este aspecto, el tipo de ácido que puede ser usado es el ácido fluorhídrico (HF), mezclado junto con ácido clorhídrico (HCL) o con ácidos orgánicos que se encargan de disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas. Debido a que estos tienen mayor área de contacto, la mayoría del HF se gastará más rápido en estos materiales que en el cuarzo o en las arenas.

Siendo así, la estimulación matricial en formaciones de areniscas, están limitada para daños someros que alcanzan de 1 a 3 *ft* de la cara del pozo a la formación. Sin embargo, el HF puede ser retardado para mejorar la distancia de penetración de este ([PEMEX, 2008](#); [Londoño, 2019](#)).

Figura 23.

Flujo del ácido a través del sistema poral de una matriz de las arenas.



Nota: La figura describe el flujo del ácido a través del sistema poroso de una roca, disolviendo a su paso sólidos y finos que se encuentran atrapados en los espacios porales, y que impiden el flujo de los hidrocarburos. Tomado de: *Production Enhancement with Acid Stimulation*, por L. Kalfayan, PennWell Corporation, 2008.

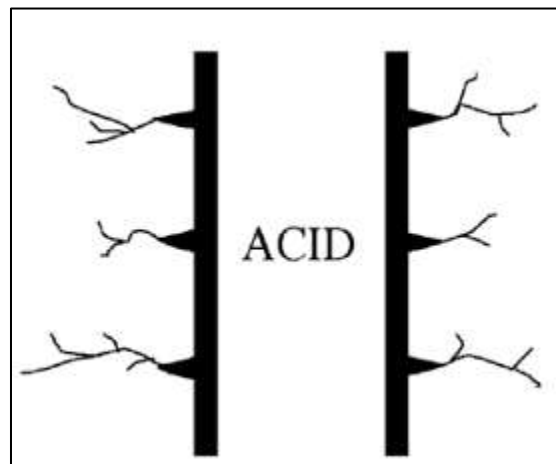
5.2.1.2.2 Acidificación matricial en formaciones de carbonatos.

Este tipo de estimulación ya sea en formaciones compuestas por calizas o dolomitas, remueve el daño y mejora la permeabilidad en la cara del pozo, debido a la generación de canales por la disolución de material que genera el ácido. Este puede considerarse como un proceso mucho más sencillo que una acidificación en formaciones areniscas, debido a que la mayoría de los productos de reacción tanto en contenidos carbonatados son solubles en el ácido utilizado (Islas, 1991; Economides, 1999; PEMEX, 2008; Londoño, 2019).

Cuando se inyecta ácido a una formación carbonatada, a presiones inferiores a la presión de fractura, el ácido fluye preferiblemente por los poros más grandes o las fracturas naturales, originando largos canales de flujo o wormholes. La creación de estos canales es favorecida cuando se usan ácidos con alta velocidad de reacción (Garaicochea, 2007; Londoño, 2019; Kalfayan, 2008). Los canales conductivos simulan ser parecidos a lo representado en la **Figura 24**, ilustrada a continuación:

Figura 24.

Canales conductivos o wormholes inducidos por la inyección de ácido a altas velocidades.



Nota: La figura representa la penetración que realiza el ácido en la zona cerca al pozo y su expansión desde los perforados, dando lugar a la formación de wormholes conductivos con algunas extensiones hacia la formación en las rocas carbonatadas. Tomado de: *Production Enhancement with Acid Stimulation*, por Kalfayan, PennWell Corporation, 2008.

Garaicochea (2007) indica que, la longitud de los wormholes (que puede alcanzar varios pies) se controla por el ritmo de pérdida de fluido desde el agujero de gusano a la matriz de la formación. La longitud de un agujero de gusano puede reducirse aumentando el ritmo de pérdida de fluido a la formación e incrementarse sustancialmente reduciendo el ritmo de pérdida de fluido.

5.2.2 Estimulación por fracturamiento

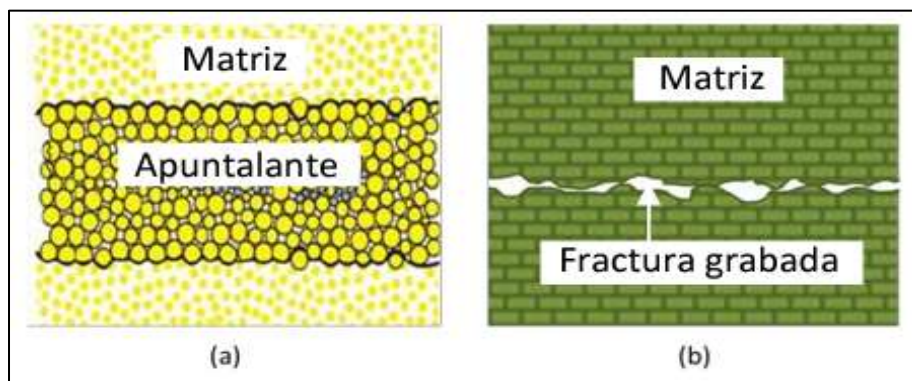
La capacidad que posee un pozo frente a la inyección de fluidos o la producción de hidrocarburos es limitada, debido a la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios generados a partir de operaciones de perforación, completamiento, etc. Frente a esto, [Schlumberger \(2012\)](#), menciona que, la estimulación por fracturamiento mejora el flujo de los hidrocarburos a través de la creación de fracturas en la formación objetivo, que conecten el yacimiento con el pozo.

En otras palabras, el fracturamiento tanto hidráulico como ácido, pretende remediar o incluso mejorar la conexión natural del pozo con el yacimiento, lo que podría retrasar la necesidad implementar sistemas de levantamiento artificial.

En términos prácticos, [PEMEX \(2008\)](#) define al fracturamiento como la inyección de un fluido altamente viscoso por encima de la presión de fractura de una formación, que tiene por finalidad generar canales de flujo (fracturas), a través de un material apuntalante o disolver la roca (gravar) para evitar el cierre de los canales generados, una vez que la presión sea retirada o disipada. La representación de una fractura se puede esquematizar mediante la **Figura 25**.

Figura 25.

Representación esquemática de una fractura.





ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Nota: A la izquierda se ilustra una matriz fracturada hidráulicamente con apuntalante (propante) y a la derecha una matriz grabada con ácido. Tomado de: *Guía de diseño para fracturamiento*, por [PEMEX, 2008](#).

Siendo así, a través de una fractura se crean canales de alta conductividad que permiten el drenado eficiente del yacimiento; la diferencia entre una fractura apuntalada y una fractura ácida es la forma como se alcanza ese objetivo ([PEMEX, 2008](#)).

Algunos aspectos operacionales sobre la estimulación por fracturamiento, pueden simplificarse mediante la **Tabla 7**, donde se relaciona tanto el fracturamiento hidráulico como ácido con cierto factor operacional.

Tabla 7.

Aspectos operacionales de los tipos de fracturamiento.

Factor	Fracturamiento hidráulico	Fracturamiento ácido
Formación	- Areniscas, lutitas y vetas de Carbón.	- Carbonatos (dolomita, limonitas, caliza). - Propantes naturales.
Material	- Naturales - Sintéticos (arenas, sílice, bauxita, cerámicos).	- HCl , CH_3COOH , $HCOOH$, mezcla de ácidos (exceptuando el HF).
Material	- Fluidos de transporte (agua, fluido gelificado).	- Aditivos (surfactantes, desviadores químicos, controlador de pérdida, controlador del ritmo de reacción, agentes gelificantes, inhibidores de corrosión).
Objetivo	Mantener la fractura abierta una vez que actúa la presión de cierre	Disolver las paredes de la fractura, creando canales grabados, una vez que la fractura se cierra
Resistencia máxima a los esfuerzos de la	4000 – 14000 psi (con relación al material seleccionado)	< 5000 psi



DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO

presión de cierre de la formación

Propiedades físicas/químicas necesarias	<ul style="list-style-type: none"> - Resistencia - Distribución y tamaño del grano - Redondez y esfericidad - Densidad 	<ul style="list-style-type: none"> - Poder de disolución - Concentración acida
Efectividad del fracturamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Composición - Permeabilidad del propante - Efectos de la concentración de polímeros después del cierre de la fractura - Movimientos de finos de formación en la fractura - Degradación del apuntalante ante el paso del tiempo 	<ul style="list-style-type: none"> - Composición - Pérdida de fluido - Velocidad de reacción - Gasto de ácido en la fractura
Otras consideraciones	<ul style="list-style-type: none"> - El tamaño y el tipo se determinan en términos costo – beneficio. - El esfuerzo y la dureza de la roca son consideraciones importantes. Un mayor esfuerzo de cierre trituraría el apuntalante. - Los propantes de mayor permeabilidad, proveen mejor permeabilidad, pero son menos efectivos en pozos someros. 	<ul style="list-style-type: none"> - La pérdida de fluido ácido antes que llegue al final de la fractura es el factor más importante. - La distancia de penetración en pozos con alta temperatura. - La mecánica de la roca (módulo de Young, relación de Poisson y esfuerzos sometidos a la formación)

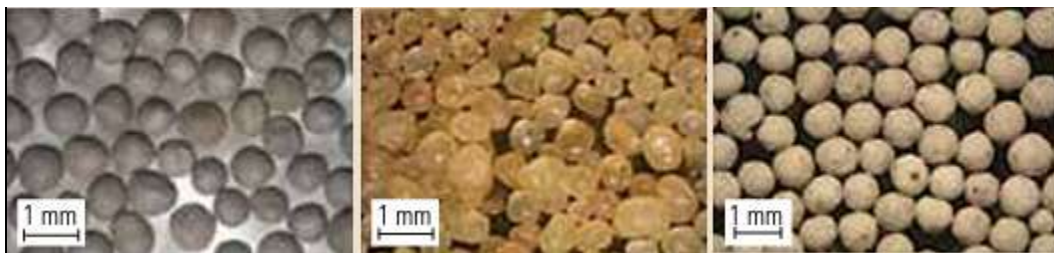
5.2.2.1 Fracturamiento hidráulico.

Como se indicó anteriormente, el proceso de fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de fluidos altamente viscosos a una presión por encima de la presión de fractura. PEMEX (2008) & Kalfayan (2008) indican que, una vez producida la fractura, se continúa aplicando presión para extenderla, creando un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales a fin de producir un gran porcentaje del área de drenaje de fluidos contenidos en el yacimiento.

Con el objetivo de prevenir el cierre de la fractura, las técnicas para fracturamiento hidráulico indican la inyección del fluido fracturante junto con propante. Este, contiene granos de arena que actúan como sostén de las paredes abiertas de la fractura, evitando su cierre y permitiendo el flujo de fluidos hacia el pozo (Kalfayan, 2008; PEMEX, 2008).

Figura 26.

Variedad de agentes de sostén o propante.



Nota: La figura evidencia diversos tipos de propante. A la izquierda se ilustra una bauxita de alta resistencia, en el centro una sílice recubierta con resina y a la derecha cerámica liviana. Tomado de: *Elementos de fracturamiento hidráulico* (Vol. 24, No. 2), por Schlumberger, 2012.

Barreto (2019) en su tesis menciona ciertos motivos por los cuales se decide aplicar fracturamiento hidráulico:

- Presencia de una roca homogénea de baja porosidad y permeabilidad.
- Presencia de un gran daño en la formación en las cercanías a la cara del pozo.
- Yacimientos aislados que no puedan ser alcanzados a través métodos convencionales.
- Creación de fracturas interconectadas entre sí o canales en la vecindad del pozo, a fin de aumentar la conductibilidad en procesos mucho más complejos como métodos de recobro en inyección de gas, agua o combustión in situ.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



En la literatura datan diversos artículos técnicos relacionados al mecanismo de fracturamiento de las rocas sometidas a la presión interna por un fluido. [Howard y Fast \(1970\)](#) estudiaron diferentes teorías que pudiesen predecir el fraccionamiento de una formación y calcular los esfuerzos principales en la roca. Sin embargo, estos investigadores concluyeron que existen desacuerdos sobre la forma en la que la roca puede ser fracturada al someterse a una presión hidráulica. Frente al cálculo de la geometría de la fractura, [Daneshy \(1973\)](#) propone múltiples procedimientos y debates sobre su validez, presentando diversos métodos en los cuales se puede optimizar un tratamiento de estimulación por fracturamiento.

[Garaicochea \(2007\)](#) señala que, en la mayoría de los procedimientos se debe suponer las siguientes condiciones:

- La formación es isotrópica, homogénea y elástica. Bajo estas condiciones las características de esfuerzo – resistencia de la roca, pueden expresarse en función de su módulo de Young y su relación de Poisson.
- La fractura se inicia en un agujero descubierto de diámetro uniforme.
- Se crea una fractura que se extiende a ambos lados del pozo.
- El fluido fracturante este es incompresible.
- La altura de la fractura se estima considerando las condiciones de la formación.

5.2.2.1.1 Etapas del fracturamiento hidráulico.

Según [Economides \(1999\)](#), [PEMEX \(2008\)](#) & [Kalfayan \(2008\)](#), existen ciertas etapas que generalmente son empleadas en el procedimiento de fracturamiento hidráulico. Estas pueden ser descritas de la siguiente manera:



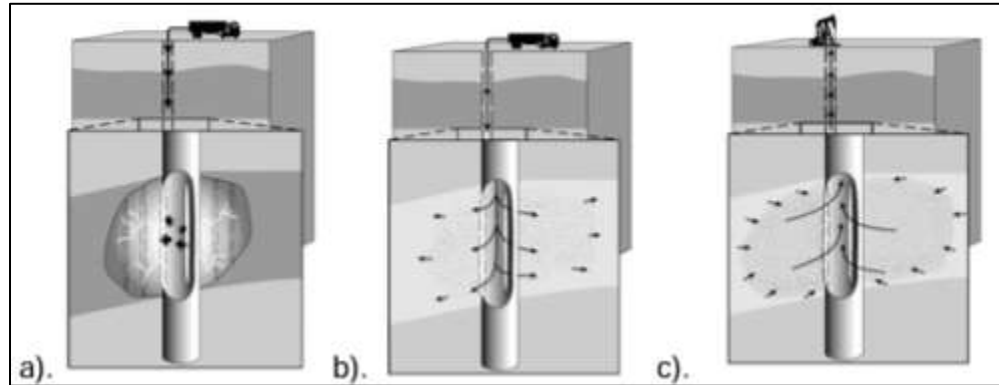
ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Colchón: en esta etapa se bombea agua sin agente sostén con la finalidad de vencer la presión de la formación y lograr la creación de las fracturas, buscando mantener dicha fractura abierta para inyectar posteriormente el propante. Cabe mencionar que, a mayor pérdida de fluido debido a filtraciones mayor es la dificultad al mantener la fractura abierta.
- Fluido con propante: en esta etapa se empieza a inyectar fluido con propante, encargado de mantener las fracturas abiertas y permitir el flujo de fluidos a través de estas. Siendo así, es de vital importancia que el propante se mantenga suspendido en el fluido, ya que, se podría generar un asentamiento del propante en la tubería, ocasionando el fin de la operación y grandes pérdidas económicas.
- Limpieza: en esta etapa se busca que la mayor parte del propante quede atrapado en las fracturas y no en la tubería; para ello, se bombea fluido hasta que esta quede limpia totalmente. La cantidad de fluido a utilizar en la operación debe calcularse previamente, a fin de evitar un sobredesplazamiento y que el propante termine fuera de las fracturas creadas.
- Cierre de la fractura: debido a la caída de la presión hidráulica, la capacidad para vencer los esfuerzos de la formación no es suficiente, ocasionando el cierre parcial de las fracturas gracias al agente apuntalante (propante).

Figura 27.

Etapas del fracturamiento hidráulico.



Nota: La figura describe gráficamente las etapas del fracturamiento hidráulico. A la izquierda se evidencia la inyección del fluido de fractura y como éste crea fracturas en la formación. Por otro lado, en la **figura b.** se evidencia el bombeo del propano y su irrupción en las fracturas impidiendo su cierre. Por último, se evidencia el flujo de los fluidos desde la formación hasta el pozo a través de las fracturas creadas. Tomado de: *Reservoir Stimulation*. (3ra edición), por Economides y K.G. Nolte, Wiley, 1987.



6. Fracturamiento ácido

Este tipo de estimulación es el objeto de estudio del presente trabajo, por lo cual se realiza un estado del arte más amplio en el siguiente capítulo.

6.1 Generalidades

En el transcurso del tiempo, diferentes autores han establecido definiciones para la técnica de fracturamiento ácido. [Novotny \(1977\)](#), afirmó que “el fracturamiento ácido es una técnica comúnmente utilizada para estimular los yacimientos carbonatados. El fluido reactivo, generalmente ácido, se inyecta en un pozo cuando se propaga la fractura inducida. El ácido fluye a través de la fractura y reacciona con las paredes de carbonato de roca, disolviéndolas parcialmente. Cuando finaliza el tratamiento y se cierra la fractura, queda un canal conductor por el que puede fluir un fluido del yacimiento”. Además, [Anderson y Fredrickson \(1989\)](#) mencionan que: “en el fracturamiento ácido, la conductividad de fractura creada es el resultado de la acción del ácido sobre la cara expuesta de la formación. Los dos factores principales que influyen en la conductividad de la fractura resultante son la cantidad de roca removida y el patrón de remoción de roca”. Recientemente [Deng et al., \(2009\)](#) establecieron que “el fracturamiento ácido es una técnica común de estimulación de pozos en yacimientos carbonatados. El éxito de la fracturación con ácido depende de la disolución heterogénea entre las caras de las fracturas. La conductividad después del cierre de la fractura resulta del grabado desigual, porque las asperezas creadas por el ácido se mantienen como pilares para mantener abierta la fractura”.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Siendo así, se puede decir que el fracturamiento ácido es una técnica de estimulación en la que se inyecta ácido a tasas y presiones superiores a la presión de fractura, de modo que, mientras el ácido recorre la formación, la conductividad de la fractura es creada por el grabado diferencial del ácido en las paredes de la fractura (Economides, 1999; William, 1979; Garaicochea, 2007).

Lo anterior indica que, el ácido reacciona de manera no uniforme con las paredes de la fractura, favoreciendo que la fractura se mantenga abierta después del cierre. Por lo tanto, operativamente hablando el fracturamiento ácido es una alternativa ante el uso de agentes de sostén (propante) para crear conductividad de fractura después del cierre y elimina el riesgo de arenamiento o problemas inherentes (recuperación de arena y limpieza del pozo) (Economides, 1999; William, 1979; Garaicochea, 2007).

Por lo general, este tipo de tratamiento es implementado en formaciones limpias altamente solubles como formaciones carbonatadas constituidas por calizas y dolomías. En este aspecto, carbonatos sucios con solubilidades mayores al 35% en HCL no son candidatos. Lo anterior debido a que, la creación de los canales de flujo grabados se verá afectada a causa de la baja solubilidad, y, estos serán taponados por la liberación de finos en formaciones de baja permeabilidad. (William, 1979; Garaicochea, 2007).

El fracturamiento ácido no es comúnmente usado en arenas, ya que, “el ácido fluorhídrico (HF) no grabará adecuadamente la cara de la fractura. Aún si la arena contiene calizas como material cementante, la liberación de finos a través de la disolución de este material (cementante), taponará la fractura, aunado a que exista el riesgo de precipitados insolubles en la formación”. (PEMEX, 2008).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Así mismo, [PEMEX \(2008\)](#), señala que la longitud de la fractura grabada será función del tipo, volumen, concentración y velocidad de reacción del ácido, así como de la temperatura y pérdida de fluido dentro de la formación. Siendo así, estos factores deben ser parte de diferentes pruebas, a fin de seleccionar de manera óptima un sistema ácido que se acople a la formación estudio y asegurar que la distancia de penetración que alcance el ácido a lo largo de la fractura sea la adecuada para el drenaje de los hidrocarburos.

[Schlumberger \(2015\)](#), indica que, a altas temperaturas, la longitud efectiva de un fracturamiento ácido está limitada por la distancia que recorre el ácido a lo largo de las fracturas antes de gastarse y la pérdida excesiva de fluido. De esta manera, cuando se diseña un tratamiento por fractura ácida, se deben considerar todos los factores que lo afecten, tales como:

- Control del filtrado del ácido para pozos de baja a moderada temperatura.
- Velocidad de reacción del ácido en pozos de alta temperatura.
- En formaciones blandas, el tratamiento debe ser diseñado para producir la máxima conductividad posible.

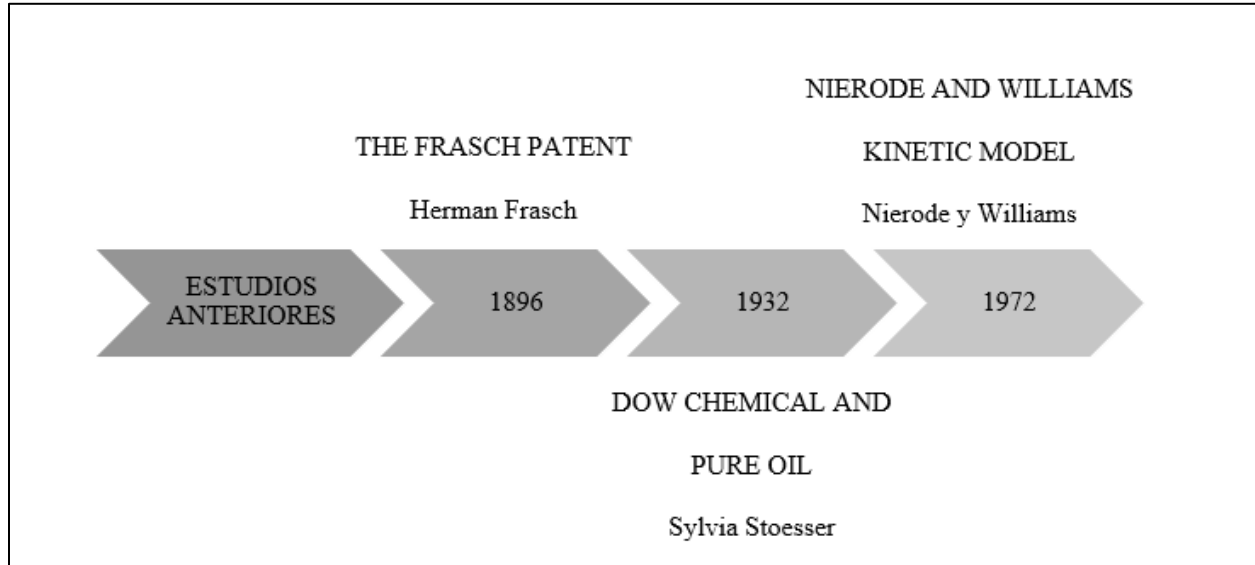
6.2 Historia

Los procesos de estimulación con ácidos se remontan al 1895, cuando la Standard Oil Company utilizó ácido clorhídrico (HCL), con el objetivo de estimular pozos productores de petróleo situados en las formaciones carbonatas de Lima, Ohio.

Fue al químico de la compañía, Herman Frasch, a quien se le apropia la creación de esta técnica de estimulación acida, acreditando su primera patente el 17 de marzo de 1896. [Kalfayan \(2007\)](#), indica que este es el primero de tres grandes hitos en la historia, en su mayoría inadvertida, de la acidificación por fracturas carbonatadas.

Figura 28.

Estudios anteriores de los tratamientos ácidos.



6.2.1 La patente Frasch

En esta patente, Frasch propuso al ácido muriático comercial compuesto en alrededor al 30 – 40% en peso de ácido clorhídrico (HCl) y fue usado con gran éxito en los pozos de Lima, Ohio. Sin embargo, durante los 30 años siguientes la acidificación se usó con muy poca frecuencia (Kalfayan, 1993; Sanabria, 2022).

A pesar de esto, muchos de la patente de Frasch están inmersos en los elementos de la acidificación moderna, tales como someter el ácido a altas presiones con el fin de que se comportara de la misma forma a una distancia mayor del pozo, implementar un overflush para desplazar el ácido y lograr que este penetrara más allá dentro de la roca y anticipar la necesidad de protección contra la corrosión (Kalfayan, 1993; Sanabria, 2022).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



6.2.2 *Dow Chemical y el aceite puro*

El segundo hito fue patentado gracias al trabajo de Sylvia Stoesser en la compañía química Dow, que junto con John Grebe, el director del laboratorio de física, desarrollaron un ácido inhibidor que favoreciera la estimulación de pozos petroleros y evitara la corrosión en los revestimientos de estos. (Williams, 1972; Sanabria, 2022).

Grebe y Stoesser en 1935 observaron que, durante la inyección de ácido, a veces se obtenía la "presión de elevación" de la formación, lo que indica que la formación también se estaba fracturando. Esta fue la primera descripción de la fracturación hidráulica en yacimientos de petróleo, en aplicaciones de tratamiento con ácido. (Schlumberger, 2012).

Sin embargo, el reconocimiento y el desarrollo del fracturamiento ácido se produjo hasta principios de la de 1940. Clason sugirió que los aumentos de producción observados en los tratamientos de acidificación en carbonatos serían imposibles a partir de la penetración radial del ácido y que las fracturas debían estar presentes para aumentar la productividad (Abajo *et al.*, 2066; Sanabria, 2022). Hacia la década los años 70, se desarrollaron teorías de fracturamiento en formaciones de arenisca, lo que disminuyó el interés en la acidificación de fracturas.

6.2.3 *Modelo cinético de Nierode y Williams*

Nierode & Williams (1972), presentaron un modelo cinético de la reacción del ácido clorhídrico (HCl) frente a las calizas. Estos autores dieron uso al modelo para diseñar y predecir reacciones ácidas dentro de los tratamientos de fracturamiento ácido, basados en:

- Control de pérdidas del ácido.
- Tasa de inyección del ácido.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Factores que influyen en la longitud y conductividad de la fractura acida, frente a la reacción ácido – roca.

Frente a los anteriores estudios, se evidencia una brecha del conocimiento, que indujo a las pocas prácticas actuales de fracturamiento ácido como tratamiento de estimulación de pozos y a la permisividad que el centro de la mayoría de los estudios esté basado en el fracturamiento apuntalado

Desafortunadamente, y a pesar de los grandes avances, todavía no se puede modelar o predecir con precisión el resultado de un tratamiento de fracturamiento ácido. Este, carece del mayor grado de previsibilidad que presenta el fracturamiento hidráulico y la fuga de fluidos es más impredecible. Sin embargo, el conocimiento de las condiciones de la formación puede brindar orientación para la selección del tipo y tamaño del método de tratamiento de estimulación.

6.3 Mecánica de la geometría de la fractura

6.3.1 *Proceso de fractura*

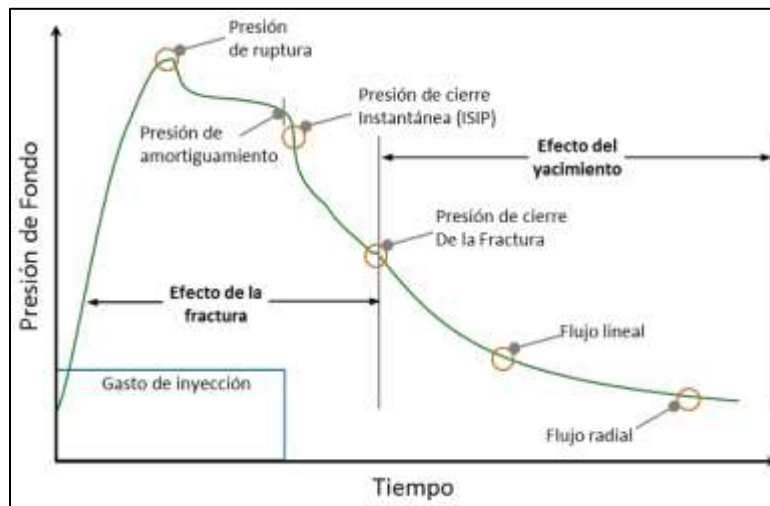
[PEMEX \(2008\)](#), establece que el proceso para la creación de una fractura acida inicia con la generación y propagación de una fractura hidráulica. Esto, a través de la inyección de un fluido viscoso encargado de mantener abierta la fractura gracias a la reacción que se genera en su interior.

La creación de la fractura relaciona el bombeo de fluidos de manera secuencial. Inicialmente, es necesario bombear un precolchón de salmuera o gel lineal, con la finalidad de obtener y optimizar el diseño de fractura propuesto. Seguido, un colchón de gel o ácido emulsionado es bombeado para producir una fractura lo suficientemente abierta que facilite la inyección los fluidos que generarán la reacción. Finalmente, se inyecta un ácido con el objetivo de que éste reaccione químicamente, disuelva y grabe las paredes de la formación, generando canales

conductivos que facilitan el flujo de los fluidos hacia el pozo (Settari *et al.*, 2001; Kalfayan, 2007). Las presiones ejercidas durante la operación por fracturamiento se ilustran mediante la **Figura 29** expresada a continuación.

Figura 29.

Presiones durante la operación de fracturamiento.



Nota: La Figura muestra el comportamiento típico de las presiones durante una operación de fracturamiento. Tomado de: *Guía de diseño para fracturamiento*, por PEMEX, 2008.

Pemex (2008) & Londoño (2019), señalan que durante el proceso se deben monitorear en superficie los siguientes parámetros:

- Presión de ruptura: punto en que la formación falla y se rompe.
- Presión de inyección (P_{ef}): presión necesaria para extender la fractura, manteniendo la tasa constante.
- Presión de cierre instantáneo (P_{ci}): presión registrada al parar el proceso de inyección.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Así mismo, indican que cuando desaparecen las presiones de fricción anteriores, quedan sólo la presión interna de la fractura y la presión hidrostática del pozo. Además de la presión, también se deben registrar parámetros como:

- Tasa de inyección (Q): relaciona el tiempo de bombeo y representa el volumen total de fluido, que índice directamente en el tamaño de la fractura creada.

Este caudal en relación con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí, la importancia de registrar los volúmenes, el caudal promedio y la presión durante la operación.

- Presión de fractura (P_f): presión que mantiene abierta y propaga más allá del punto de falla a la fractura. Esta puede calcularse de acuerdo con la **ecuación 7**, ilustrada a continuación:

$$P_f = P_{ci} + P_h \quad (7)$$

Donde la presión hidrostática (P_h), se calcula mediante la **ecuación 8**:

$$P_h(\text{psi}) = 1.422 * \rho * TVD \quad (8)$$

En esta relación ρ es la densidad del fluido en el interior del pozo (g/cm^3) y TVD es la profundidad media del intervalo (m).

- Pérdida por fricción en la tubería (P_{fricT}): si el fluido es newtoniano, la presión es calculada mediante un diagrama de Moody.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Pérdida de carga por fricción (P_{fric}): aplica para fluidos no newtonianos (geles), donde, la norma API describe un método de cinco parámetros, calculados por un viscosímetro.

Una vez obtenidas las diferentes presiones y pérdidas por fricción, se puede obtener la presión en superficie (P_s) a través de la **ecuación 9** expuesta a continuación:

$$P_s = P_f + P_{fricT} + P_{fric} - P_h \quad (9)$$

Posterior a esto, se puede hallar la potencia hidráulica (HP), a través de la **ecuación 10**:

$$HP = \frac{P_s * Q}{40.8} \quad (10)$$

6.3.2 *Comportamiento de la roca*

El comportamiento mecánico de la roca es un factor fundamental y debe contemplarse a la hora de realizar este tipo de procedimientos. Para ello, es necesario la selección de un modelo matemático que pueda interpretar dicho comportamiento en el yacimiento. “Existe una amplia gama de modelos que intentan representar el comportamiento mecánico de la roca. Los hay desde el modelo lineal elástico (ilustrado en la **Figura 30**) hasta modelos complejos, que incluyen el comportamiento inelástico de las rocas, efectos de interacciones fisicoquímicas del sistema roca-fluido y efectos de temperatura” (PEMEX, 2008).

Figura 30.

Teoría constitutiva del modelo lineal elástico.



Nota: El modelo lineal elástico combina tan solo los parámetros de esfuerzo (σ) y deformación (ϵ). Tomado de: *Guía de diseño para fracturamiento*, por PEMEX, 2008.

Pemex (2008), Kalfayan (2007) & Londoño (2019) indican que cada vez que un cuerpo es sometido a una carga originada en un campo de esfuerzos, este se de forma. Dicha deformación y su magnitud relacionan las constantes elásticas del material que lo constituye. Siendo así, el modelo más acreditado y utilizado es el modelo lineal elástico, fundamentado en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (ϵ), los cuales relacionan la ley de Hooke expresada mediante la **ecuación 11:**

$$\sigma = E * \epsilon \quad (11)$$

Donde: E es el modulo de elasticidad o Módulo de Young.

6.3.2.1 Constantes elásticas.

En el modelo de elasticidad lineal isotrópica, existen dos constantes elásticas independientes: el Módulo de Young (E) y la Relación de Poisson (ν) (Londoño, 2019).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



6.3.2.1.1 *Módulo de Young.*

El Módulo de Young (E), es la relación entre el esfuerzo aplicado y la tensión longitudinal, es decir, es una medida de la rigidez de la roca. (Londoño, 2019). Este parámetro expresa la resistencia de la roca a deformarse cuando es sometida bajo condiciones de tensión y compresión, por medio de la **ecuación 12** indicada de la siguiente manera:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad (12)$$

Donde:

- σ : Tensión ejercida sobre el área de la sección transversal del elemento.
- ε : Deformación unitaria entendida como la relación entre el cambio de longitud con respecto a la longitud inicial (adimensional).

Esta propiedad afecta directamente la geometría de la fractura y su propagación. A valores bajos de E , es inducida una fractura ancha, corta y de altura limitada; mientras que, a valores altos se genera una fractura angosta, alta y de gran penetración horizontal. El valor del módulo de Young es característico para cada material y debe obtenerse de manera experimental, donde a mayor valor de E , mayor es la rigidez de la roca (Pemex, 2008; Kalfayan, 2007; Londoño, 2019).

La metodología para llevar a cabo una fractura ácida debe ser diseñada con especial cuidado cuando se encuentran valores de E altos, a fin de evitar posibles pérdidas del fluido hacia intervalos no deseados.

Tabla 8.

Módulo de Young para diferentes formaciones.

Tipo de roca	Rango (lb/in^2)	Valor promedio (lb/in^2)
Caliza y dolomía dura	8.0 a $13 * 10^6$	$10.5 * 10^6$
Arenisca dura y densa	5.0 a $7.5 * 10^6$	$6.25 * 10^6$
Arenisca de dureza media	2.0 a $4.0 * 10^6$	$3.0 * 10^6$
Arenisca poco consolidada	0.5 a $1.5 * 10^6$	$1.0 * 10^6$

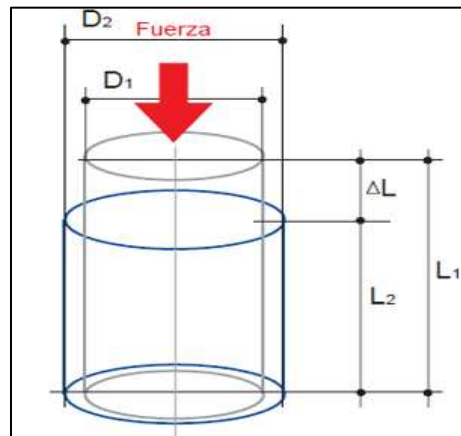
Nota: La tabla indica los valores de E que pueden ser usados para diferentes formaciones. Tomado de: *Apuntes de estimulación de pozos*, por F. Garaicochea, 2007, FI/DICT/85-019, Universidad Nacional Autónoma de México.

6.3.2.2 Relación de Poisson.

La relación de Poisson se manifiesta cuando la roca es comprimida uniaxialmente, haciendo que esta se deforme 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 (Pemex, 2008; Kalfayan, 2007).

Figura 31.

Deformación que sufre un material mediante un esfuerzo.



Nota: La figura representa la deformación de un material longitudinal y lateralmente a través de un esfuerzo. Tomado de: *Guía de diseño para fracturamiento*, por PEMEX, 2008.

A partir de esta **Figura 31** es posible plantear las deformaciones que se expresan mediante las **ecuaciones 13 y 14**:

$$\varepsilon_l = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \quad (13)$$

$$\varepsilon_a = \frac{D_2 - D_1}{D_1} \quad (14)$$

Donde ε_a es con la contracción longitudinal o axial y ε_l es la expansión lateral de la roca cuando se somete a compresión.

La relación de Poisson se define como el cociente entre ambas deformaciones, es siempre positiva, de allí el signo negativo que se evidencia en la **ecuación 15**:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_a}{\varepsilon_l} \quad (15)$$

Tabla 9.

Relación de Poisson para diferentes formaciones.

Tipo de roca	Relación de Poisson
Carbonatos duros	0.25
Carbonatos mediadamente duros	0.27
Carbonatos blandos	0.3
Arenisca	0.2



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Nota: La tabla indica los valores típicos de v que pueden aplicados para diferentes formaciones.

Tomado de: *Apuntes de estimulación de pozos*, por [Garaicochea, 2007, FI/DICT/85-019](#), Universidad Nacional Autónoma de México.

6.3.3 Estado de esfuerzos

[Nolen \(2013\)](#) indica que, el tamaño y la orientación de una fractura, y, la magnitud de la presión necesaria para crearla, son determinados por el campo de esfuerzos locales de la formación.

El campo de esfuerzos relaciona la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área y dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza respecto a la superficie, este campo se define mediante tres esfuerzos de compresión principales que perpendiculares entre sí.

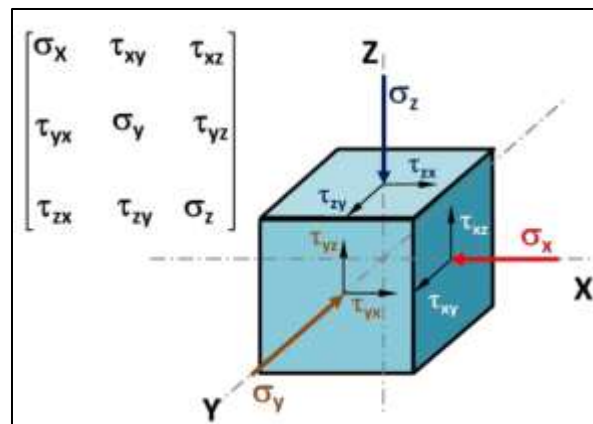
- Esfuerzos normales (σ): Aquellos que actúan perpendicularmente al plano de aplicación.
- Esfuerzos de corte (τ): Aquellos que actúan paralelamente al plano de aplicación.
- Esfuerzos efectivos (σ'): Indican la carga neta soportada por la estructura mineral sólida. “En el caso de los diferentes estratos geológicos, la existencia de fluido en los poros de la matriz de la roca induce que parte de la carga sea soportada por el fluido. De esta manera se observan diferencias entre el esfuerzo total y el esfuerzo efectivo” ([PEMEX, 2008](#)).

Los esfuerzos se consideran positivos (+) cuando son de compresión y negativos (-) cuando son de tensión.

La magnitud y orientación de estos, es determinada por ciertos aspectos que definen cómo se transmite y se distribuye el esfuerzo entre las formaciones, entre los cuales se encuentran: las condiciones de depositación, el régimen tectónico de la región y por la profundidad, la presión de poro y las propiedades de las rocas.

Figura 32.

Campo de esfuerzos que actúa sobre una formación.



Nota: La figura representa el campo de esfuerzos que actúa sobre la formación a una profundidad dada. Tomado de: *Guía de diseño para fracturamiento*, por PEMEX, 2008.

6.3.3.1 Factores que inciden sobre el estado de esfuerzos

Los autores Pemex (2008), Kalfayan (2007) & Londoño (2019), indican que existen diversos efectos o factores que influyen sobre el estado de esfuerzos en la formación, estos son:

6.3.3.1.1 Presión de poro (P_p).

La matriz rocosa es afectada únicamente por el esfuerzo efectivo (σ'), debido a que los fluidos contenidos dentro de ella soportan parte del esfuerzo aplicado y actúa como un “amortiguador”. El esfuerzo efectivo se puede calcular mediante la **ecuación 16**, indicada a continuación:



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (16)$$

La ecuación relaciona el efecto de la presión de poro (P_p) en el esfuerzo efectivo (σ') de la roca, donde, a medida que la presión de poro disminuye, el esfuerzo efectivo aumenta.

Cuando $P_p = 0$, el valor de la carga litológica es alcanzado. En este caso, la creación de una fractura se dificulta cuando la formación está en su etapa madura, debido a que la porosidad de la roca disminuye por la aplicación de una carga mayor, y, por ende, la permeabilidad es más baja. Al mismo tiempo, la energía necesaria para iniciar y propagar la fractura aumenta, ya que no hay presencia de un fluido presurizado dentro del yacimiento que favorezca este proceso.

Por otro lado, cuando $P_p > 0$ a causa de la inyección de fluidos al yacimiento, el esfuerzo efectivo (σ') de la roca disminuye. Siendo así, el primer fluido que se inyecta durante el fracturamiento se filtra hacia la formación, ocasionado una disminución en la presión efectiva que propicia la creación de la fractura.

6.3.3.1.2 Temperatura.

Cuando es inyectado un fluido a menor temperatura que la de los fluidos dentro del yacimiento, se origina súbitamente un cambio de temperatura que altera el estado de esfuerzos de la roca (Pemex, 2008; Kalfayan, 2007; Londoño, 2019). Esto debido a que la magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) es directamente proporcional a la variación de temperatura (ΔT).

Siendo así, si el ΔT ocasionado en la formación con el fluido fracturante disminuye el esfuerzo efectivo de la roca y facilita el inicio de la fractura hidráulica. El conocimiento del coeficiente de expansión térmica es importante para diseñar el volumen que se inyectará durante un fracturamiento.

6.3.3.1.3 Orientación de la fractura.

La orientación de una fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in – situ y al mecanismo que la genera.

El estado original de esfuerzos cumple la siguiente condición:

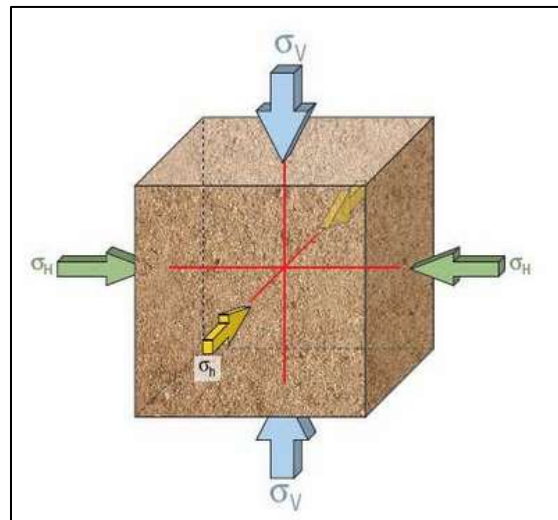
$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

Donde:

- Esfuerzo vertical (σ_v).
- Esfuerzo horizontal máximo (σ_H).
- Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h).

Figura 33.

Tipos de esfuerzos que se pueden ejercer in - situ.

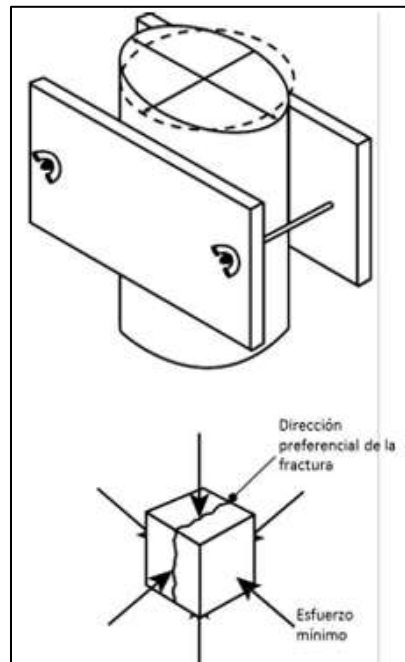


Nota: La figura indica los diferentes tipos de esfuerzos que pueden ser ejercidos sobre in – situ sobre una formación. Tomado de: *Tipos de esfuerzos*, por Tecnología Pirineos, 2012, <http://tecnologiapirineos.blogspot.com/2012/11/esfuerzos-tipos-de-esfuerzos.html>.

Teniendo en cuenta esta condición, la fractura es generada por tensión y su orientación es perpendicular a σ_h , independientemente de las condiciones de completamiento como la orientación preferencial de los disparos.

Figura 34.

Orientación de la fractura creada por tensión.



Nota: La figura ilustra como se genera la fractura mediante una tensión, donde la orientación de esta es perpendicular al sentido original del esfuerzo. Tomado de: *Guía de diseño para fracturamiento*, por PEMEX, 2008.

Los métodos de cálculo y evaluación de una fractura se basan en el estudio y entendimiento de la mecánica de las rocas y las condiciones in – situ, permitiendo un diseño e interpretación adecuada.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



6.3.3.1.4 Criterios de falla.

PEMEX (2008) & Economides *et al.*, (1989), señalan que los criterios de falla comprenden las condiciones de carga donde la roca se rompe, al estar confinada en un ambiente cerrado. Esto se presenta bajo cierta combinación e interacción del esfuerzo vertical (σ_v), horizontal mínimo (σ_h), horizontal máximo (σ_H) y la presión de poro (P_p).

Durante el fracturamiento, la presión que se ejerce sobre la pared del pozo incrementa los esfuerzos de tensión hasta la creación de la fractura. “Una falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo efectivo mínimo en la pared del pozo (σ'_{min}) es mayor que la resistencia a la tensión de la roca (σ'_t)” (Londoño, 2019). Cuando la fractura es creada, el criterio que define la propagación de la fractura hacia la formación se mide teniendo en cuenta que la presión de fractura es mayor con respecto al esfuerzo efectivo mínimo, como se indica en la relación a continuación:

$$P_f \geq \sigma'_{min}$$

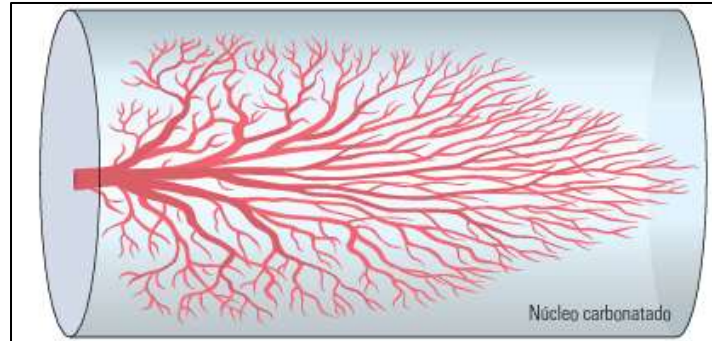
6.3.4 Longitud de fractura efectiva

La longitud efectiva de una fractura aumenta cuanto mayor sea la superficie de contacto y es limitada por la reactividad del ácido, como se muestra en la **Figura 35**. Así mismo, estas pueden presentar pérdidas por filtrado, limitando la penetración que impone sobre la formación (Schlumberger, 2009).

Debido a la constante erosión y al efecto de la reactividad del ácido que se genera en las paredes de la roca, produce la formación de wormholes o también llamados agujeros de gusano.

Figura 35.

Agujeros de gusano o wormholes creados dentro de un núcleo carbonatado.



Nota: Los núcleos de caliza y dolomía tratados con HCl desarrollan canales macroscópicos, resultado de la reacción del ácido con los carbonatos de calcio y de magnesio que se encuentran contenidos. Tomado de: *Estimulación de pozos a altas temperaturas* (Vol. 24, No. 2), por Schlumberger, 2009.

6.3.5 Conductividad de fractura efectiva

Cuando el esfuerzo efectivo aumenta, la conductividad tiende a disminuir, como se ilustra en la **ecuación 17** expuesta a continuación:

$$\sigma' = \sigma_h - p \quad (17)$$

Donde:

- σ' : Esfuerzo efectivo dentro de la fractura (N/m^2).
- σ_h : Esfuerzo horizontal mínimo (N/m^2).
- p : Presión de inyección dentro de la fractura (psi).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Siendo así, 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.

6.4 Procedimiento convencional de un fracturamiento ácido

A fin de generar el grabado el ácido en la cara de la fractura, [Kalfayan \(2007\)](#) menciona dos métodos generalmente usados:

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

6.4.1 *Digitación viscosa (Pad – Acid)*

El método Pad – Acid inicialmente fue desarrollado para aquellas formaciones en las cuales no se daba la creación de un grabado del ácido diferencial, a menos de que fuera inducido. Este es utilizado en formaciones que han sido fracturadas previamente, mediante un fracturamiento hidráulico con fluidos no reactivos y puede ser aplicado en toda clase de carbonatos, pero su eficiencia resalta para formaciones homogéneas. ([Abajo et al., 2006](#); [Sanabria, 2022](#)).

Inicialmente, la formación es fracturada hidráulicamente mediante un gel no reactivo de alta viscosidad o agua gelificada (normalmente reticulada), con el objetivo principal de obtener la geometría de la fractura deseada, enfriar la formación y disminuir la reacción del ácido que será bombeado seguidamente. ([Abajo et al., 2006](#); [Kalfayan, 2007](#); [Sanabria, 2022](#)).

Siendo así, se procede a inyectar HCl con menor viscosidad o una mezcla de este con un ácido orgánico, dentro de la fractura creada. [Kalfayan \(2007\)](#), presume que, en este aspecto el ácido fluye a través de los canales de alta viscosidad, gracias la diferencia de viscosidades y movilidades que se presentan. Este fenómeno es llamado comúnmente digitación viscosa. Por otro lado, [Gdanski \(1989\)](#) indica que, si esta diferencia es de al menos de 50 cP, se produce una

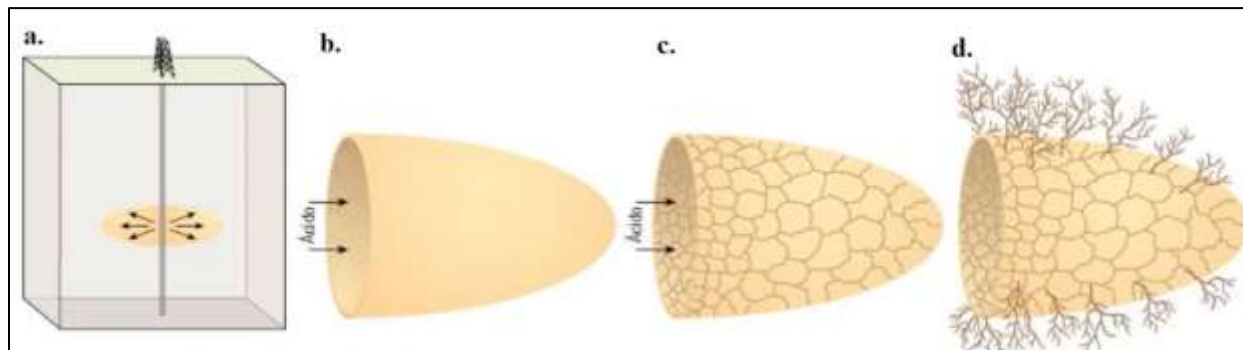
digitación viscosa suficiente que puede favorecer moderadamente el aumento de la longitud de la fractura entre 20 – 25%.

Kalfayan (2007), indica que el ácido más utilizado es HCl al 15% en peso. Las concentraciones de HCl en el orden 20% al 28%, tienen la ventaja de ser más viscosas con respecto a la del 15% en peso (tanto al principio como después del gasto), favoreciendo la reducción de fugas. Así mismo, se utilizan ácidos completamente orgánicos (fórmico, acético) o mezclas de HCl y estos, para aplicaciones a temperaturas más altas.

“Los tratamientos de múltiples etapas y de mayor volumen se han denominado tratamientos de fractura ácida masiva (MAF). El ácido puede ser viscoso o no viscoso. Los sistemas de ácidos viscosos comúnmente usados han sido emulsión de ácido-aceite, ácido espumado y ácido gelificado” Kalfayan (2007).

Figura 36.

Procedimiento de un fracturamiento ácido.



Nota: La figura **a.** muestra esquemáticamente la formación cuando ha sido fracturada, en la figura **b.** se bombea el ácido dentro de la fractura, la **c.** ilustra como la fractura es atacada por el ácido y finalmente la figura **d.** es el momento donde se crean los agujeros de gusano. Tomado de: *Progresos en la tecnología del fracking*, por Barbosa, 2014.

<https://www.voltairenet.org/article183790.html>



6.4.2 *Fracturamiento con ácido viscoso*

[Kalfayan \(2007\)](#), indica que el fracturamiento con ácido viscoso por lo general relaciona el uso de ácidos gelificados, emulsificados o ácidos químicamente retardados, con el objetivo de crear la fractura y un grabado diferencial en la cara de esta. “Este método es mayormente utilizado en formaciones carbonatadas heterogéneas (dolomitas y calizas impuras)”.

El diseño básico de este tipo de procedimiento indica las siguientes etapas:

6.4.2.1 **Prelavado (Prelush).**

Esta etapa propicia la creación de una fractura y la disminución de la temperatura alrededor de la misma, por medio de agua ligeramente gelificada ([Kalfayan, 2007](#); [Sanabria, 2022](#)).

6.4.2.2 **Etapas de ácido viscoso.**

La etapa ácida tiene como finalidad la propagación de la fractura y el grabado diferencial de sus paredes simultáneamente. Esto, se da mediante el uso de un ácido gelificado, emulsionado o combinaciones de estos (espumado). Así mismo, es común el uso de *HCl* en concentraciones del orden del 15% - 28% en peso, ácidos orgánicos y mezclas de ácido orgánico – *HCl* ([Kalfayan, 2007](#); [Sanabria, 2022](#)).

6.4.2.3 **Sobrelavado (overflush).**

La etapa del overflush indica el desplazamiento del ácido a través del pozo y su empuje hacia la formación, de manera que, aumenta la distancia de penetración. Cuando se usa ácido viscoso, un gran overflush con alta tasa puede ser muy eficaz para aumentar la longitud de la fractura grabada ([Kalfayan, 2007](#); [Sanabria, 2022](#)).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



6.5 Sistemas de fluidos fracturantes

Como se mencionó anteriormente, el método de fracturamiento ácido consiste en el fraccionamiento hidráulico y la acidificación de la roca, dónde, los sistemas de fluidos serán en base a la función que ejerzan durante el fraccionamiento.

6.5.1 *Sistemas para el fracturamiento hidráulico*

Un factor crítico para la eficiencia de un tratamiento ácido es el fluido fracturante. Este cuenta con propiedades químicas y mecánicas especiales capaces de generar la energía suficiente para crear, propagar, y mantener abierta una fractura dentro de la formación. En relación con la base de preparación, existen fluidos fracturantes base agua, aceite y/o ácido ([PEMEX, 2008](#); [Economides *et al.*, 1989](#)).

En función de obtener un fluido fracturante eficiente, se requiere que cumpla las siguientes especificaciones:

- Fácil preparación.
- Bajo coeficiente de pérdida.
- Económicos.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

Con relación a su consistencia, [PEMEX \(2008\)](#) & [Garaiococha \(2007\)](#), refieren que los fluidos fracturantes se clasifican como:



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Fluidos convencionales: geles lineales preparados a partir de polímeros y fluidos base agua, aceite o ácido.
- Fluidos complejos: geles lineales de alta viscosidad constituido por agentes reticulantes y un fluido base agua, aceite o ácido.
- Fluidos emulsionados: son dispersiones de fluidos base agua o ácido en aceite (emulsiones, poli – emulsión, micelares)
- Fluidos espumados: son preparados a partir de fluidos convencionales o complejos como base continua y N_2 o CO_2 como fase dispersa.
- fluido fracturante especial: CO_2 líquido.

6.5.1.1 Fluidos base agua.

Los fluidos base agua son muy usados en tratamientos por fracturamiento, debido a su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo. [Garaicochea \(2007\)](#), indica que aproximadamente dos terceras partes de los pozos se fracturan con fluidos base agua, debido al gran desarrollo de aditivos que pueden controlar sus propiedades.

Muchos de los polímeros solubles en agua, pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad a temperatura ambiente; sin embargo, a altas T_{amb} , las soluciones se adelgazan y la viscosidad disminuye significativamente.

6.5.1.1.1 Polímeros viscosificantes.

A pesar de que el efecto de la temperatura en los fluidos de este tipo puede ser contrarrestado mediante el aumento de la concentración de polímeros, esta adición no resulta económica y técnicamente factible, a causa del daño que ocasiona en la cara de la fractura. Siendo



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



así, el uso de agentes viscosificantes favorece el aumento del peso molecular efectivo del polímero y por ende su viscosidad (PEMEX, 2008; Economides *et al.*, 1989).

- Goma guar
- Hidroxipropil guar (HPG)
- Carboximetilhidroxipropil guar (CMHPG)
- Hidroxietil celulosa (HEC) o hidroxipropil celulosa (HPC)
- Carboximetilhidroxietil celulosa (CMHEC)
- Goma xantana

6.5.1.2 Fluidos base aceite

Los primeros fluidos base aceite utilizados en fracturamiento fueron aceites crudos estabilizados (preparados con gasolina y Napalm (una sal ácido-grasa de aluminio), keroseno, diesel o aceite crudo). Este tipo de fluido no causa daño a la formación y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción (PEMEX, 2008; Economides *et al.*, 1989).

A pesar de que los fluidos base aceite son atractivos por ser naturalmente más viscosos que los fluidos base agua, estos “son inflamables e impactan de manera severa el ambiente, su manejo y almacenamiento requieren de condiciones muy seguras, las pérdidas por fricción en el sistema son muy altas, y la conductividad de la fractura que generan es baja” (PEMEX, 2008).

Los fluidos base diesel o keroseno aportan altos valores de viscosidad, favoreciendo alcanzar una mayor conductividad debido a la creación de fracturas mucho más profundas y anchas.

6.5.1.3 Aditivos

Los fluidos fracturantes están ligados al uso de ciertos aditivos según el objetivo, tales como: controlar la pérdida de fluidos, minimizar el daño a la formación, ajustar el pH, control bacteriano y/o mejorar la estabilidad a la temperatura. Estos no deben interferir en la función del otro. (Kalfayan, 2007; Sanabria, 2022). Los diferentes aditivos que pueden ser usados para modificar las propiedades del fluido fracturante, se resumen mediante la **Tabla 10**:

Tabla 10.

Aditivos usados para modificar las propiedades del fluido fracturante.

Aditivos	Función	Productos
Activadores de viscosidad (reticulantes)	Unir las cadenas formadas por el polímero para elevar considerablemente la viscosidad.	Boratos, aluminatos, zirconatos.
Rompedores	Descomponer térmicamente el polímero, reduciendo el peso molecular y la habilidad viscosificante del fluido.	Oxidantes y enzimas.
Aditivos para pérdida de filtrado	Minimizan la pérdida del fluido fracturante en la formación.	Arena fina y resinas.
Bactericidas	Previenen la pérdida de viscosidad causada por bacterias que degradan el polímero.	Amidas, aminas y fenoles.
Estabilizadores	Proporcionar mayor estabilidad al fluido, cuando se tienen altas temperaturas de operación > 200 °F.	Sodio, tiosulfato, metanol.
Surfactantes	Estabilizar emulsiones de aceite en agua y reducir las tensiones superficiales o interfaciales.	Sulfatos, fosfatos, sulfonatos, fosfonatos, cloruros o óxidos.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Controladores de pH (buffers)	Facilitar la hidratación y mantener el rango de pH, que permita el proceso de reticulación (activación).	Bicarbonato, carbonato de sodio, ácido acético y cítrico.
Estabilizadores de arcilla	Prevenir la migración de arcillas.	Soluciones de cloruro de potasio.

6.5.2 *Sistemas para la acidificación*

En un fraccionamiento se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales contenidos en una formación, donde, a través del estudio previo de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción, se puede definir un candidato óptimo para el diseño de este tipo de estimulación. Así mismo, se indica que los productos de reacción sean compuestos, solubles en agua y removibles de la formación; que sus efectos dañinos puedan ser controlables, ser seguros de manejar, encontrarse disponibles en grandes cantidades y tener bajo costo (PEMEX, 2008; Economides *et al.*, 1989).

Otro aspecto por considerar es el grabado efectivo de la fractura, a partir de la selección del ácido que genere el mayor poder de disolución sobre el carbonato y la compatibilidad de este con la formación. Dado que, una mala selección puede ocasionar subproductos o precipitaciones no deseadas. En el caso del ácido fluorhídrico (HF), este genera sólidos como fluoruro de calcio (CaF_2) en las calizas y magnesio clorhídrico (MgF_2) en las dolomitas, que terminan por taponar las fracturas. (Kalfayan, 2007; Sanabria, 2022).

Los diferentes sistemas ácidos que pueden ser usados para la acidificación de la fractura, se resumen mediante la **Tabla 11**:

Tabla 11.

Sistemas ácidos más comunes durante la acidificación en un procedimiento de fracturamiento.

Ácido	Función
Ácido clorhídrico (HCl)	<ul style="list-style-type: none"> - Solución de campo más común empleada en procesos de fractura ácida. - Se usa en concentraciones entre el 15% al 28%. - Por su alta disociación en agua, genera un mayor volumen de roca disuelta.
Ácido acético (CH ₃ COOH)	<ul style="list-style-type: none"> - Primer ácido orgánico usado en tratamientos de acidificación. - Es débilmente ionizado, es decir, que no se encuentra totalmente disociado en la solución, lo cual representa que su velocidad de reacción sea baja.
Ácido fórmico (HCOOH)	<ul style="list-style-type: none"> - Ácido débilmente ionizado con una velocidad de reacción baja. Es más fuerte que el CH₃COOH.

6.5.2.1 Aditivos.

Todos los sistemas ácidos utilizados en técnicas de estimulación requieren de cierto acondicionamiento que les permita ser empleados con seguridad, evadir reacciones indeseables o daños generados por la impotabilidad de la roca con el fluido.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



La norma API – RP – 42 refiere que la selección de los aditivos se realiza a través de pruebas de laboratorio según las condiciones de cada pozo, y, el tipo y concentración del fluido; a fin evitar sobrecostos, riegos en el manejo, daños severos a la formación y corrosión del acero en el equipo de bombeo y superficial del pozo.

Básicamente, los aditivos utilizados en los tratamientos ácidos pueden agruparse en:

6.5.2.1.1 *Inhibidores de corrosión.*

Forman una película delgada en el interior de la tubería y la protegen a medida que el ácido es bombeado, debido a su gran afinidad por la superficie metálica (PEMEX, 2008).

6.5.2.1.2 *Surfactantes.*

Según PEMEX (2008), los surfactantes son el aditivo más utilizado, debido a su compatibilidad y solubilidad en los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento. Estos cumplen funciones como desemulsión, dispersión, prevención del sludge, reducción de la tensión superficial e inhibición del hinchamiento y dispersión de las arcillas.

6.5.2.1.3 *Solventes mutuos.*

Disminuyen la tensión superficial del ácido reactivo, facilitando la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo (PEMEX, 2008).

6.5.2.1.4 *Control de hierro.*

Este aditivo actúa como un agente secuestrante del hierro que puede ser desprendido de la tubería y/o que se presenta de manera natural en formaciones compuestas por siderita, hematita, y otros minerales ricos en el mineral (PEMEX, 2008).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



6.5.2.1.5 Agentes divergentes.

Los agentes divergentes mecánicos cubren de manera efectiva el intervalo de interés a fracturar ácidamente. Entre éstos se encuentran los empaques, los tapones tipo puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos y espumas. (PEMEX, 2008).

6.5.2.2 Interacción entre ácido – roca.

La interacción de los fluidos reactivos con la formación cobra una gran importancia para la creación de los canales conductivos.

[Garaicochea \(2007\)](#), indica que la efectividad de un fracturamiento ácido depende de la longitud de la fractura y su conductividad, que, en consecuencia, relaciona la pérdida del fluido y de la cantidad de roca disuelta por el flujo del ácido en la fractura. Siendo así, como parámetro inicial se debe estimar la cinética de reacción que presenta el ácido cuando entra en contacto con los minerales sólidos contenidos en la roca, produciéndose la suficiente energía para vencer la barrera de activación.

Los mecanismos implicados en la cinética de reacción son:

6.5.2.2.1 Estequiometría de la reacción.

La cantidad de moles de ácido requerida para disolver una cantidad determinada de mineral se determina por la estequiometría de la reacción química.

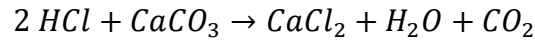
En un fracturamiento ácido, las principales reacciones químicas de interés son aquellas que se presentan ante la interacción del HCl con los compuestos de formaciones carbonatadas; dando como resultado sales altamente solubles, agua y dióxido de carbono ([PEMEX, 2008](#); [Garaicochea, 2007](#); [Economides et al., 1989](#)).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO

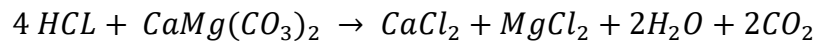


- Reacción en calizas (mineral calcita):



Garaicochea (2007) señala que, la expresión indica los moles de HCl necesarios para disolver un mol de carbonato de calcio ($CaCO_3$), los cuales, al reaccionar producen cloruro de calcio ($CaCl_2$), agua y dióxido de carbono (CO_2).

- Reacción en dolomía (mineral dolomita):



Se necesitan 4 moles de HCl para disolver 1 mol de carbonato de calcio, produciendo cloruro de calcio y magnesio, agua y dióxido de carbono (CO_2).

Islas (1991), Economides (1979), Economides *et al.*, (1989), indican que los cloruros de calcio y magnesio de estas reacciones se disuelven en el agua original del ácido y en la adicional que se forma como subproducto, incrementando la viscosidad de la solución del ácido hasta gastado. En general la reacción con caliza es más rápida que con la dolomía

A partir de la estequiometría de la reacción ácido – mineral, es posible establecer el poder de disolución del ácido mediante la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{v_{\text{mineral}} MW_{\text{mineral}}}{v_{\text{ácido}} MW_{\text{ácido}}} \left[\frac{\text{lbm } CaCO_3}{\text{lbm } HCl} \right] \quad (18)$$

Donde:

- β : Poder de disolución del ácido. Representa la cantidad de mineral que se puede consumir en una cantidad determinada de ácido en términos de masa
- $v_{\text{ mineral }} \text{ y } v_{\text{ ácido }}$: Coeficientes estequiométricos.
- $MW_{\text{ mineral }} \text{ y } MW_{\text{ ácido }}$: Pesos moleculares del mineral y del ácido respectivamente.

Una vez determinado el poder de disolución, se calcula la disolución volumétrica, a fin de conocer el volumen de mineral disuelto por un volumen dado de ácido.

El poder de disolución puede ser determinado por mediante la siguiente expresión (PEMEX, 2008) y los valores frente a las calizas y dolomitas se encuentran en las **Tablas 12 y 13** respectivamente.

$$X = \beta * \frac{\rho_{\text{ácido}}}{\rho_{\text{mineral}}} \quad (19)$$

Tabla 12.

Poder de disolución de distintos sistemas ácidos ante las calizas.

Ácidos	β_{100}	Concentración			
		5%	10%	15%	30%
HCl	1.37	0.026	0.053	0.082	0.175
HCOOH	1.09	0.020	0.041	0.062	0.129
CH₃COOH	0.83	0.016	0.031	0.047	0.096

Nota. Los calculos de esta tabla están en base de $\rho_{\text{CaCO}_3} = 2.71 \text{ g/cm}^3$ y se expresan en unidades de $(\text{ft}^3 \text{ CaCO}_3 / \text{ft}^3 \text{ HCl})$. Tomado de: *Reservoir Stimulation*. (3ra edición), por **M. J. Economides** y **K.G. Nolte**, Wiley, 1987.

Tabla 13.

Poder de disolución de distintos sistemas ácidos ante las dolomitas.

Ácidos	β_{100}	Concentración			
		5%	10%	15%	30%
HCl	1.27	0.023	0.046	0.071	0.152
HCOOH	1.00	0.018	0.036	0.054	0.112
CH ₃ COOH	0.77	0.014	0.027	0.041	0.083

Nota. Los calculos de esta tabla están en base de $\rho_{CaMg(CO_3)_2} = 2.87 \text{ g/cm}^3$ y se expresan en unidades de $(ft^3 CaMg(CO_3)_2 / ft^3 HCl)$. Tomado de: *Reservoir Stimulation*. (3ra edicion), por M.

J. Economides y K.G. Nolte, Wiley, 1987.

6.5.2.2.2 *Equilibrio termodinámico de la reacción.*

Este mecanismo relaciona las condiciones en las que acontece la reacción y de los reactantes implicados, debido a que, estos pueden llegar a agotarse en un 50% de su concentración inicial según la presión y temperatura de la formación.

Generalmente el equilibrio es alcanzado antes de que el ácido haya reaccionado en su totalidad y la formación de los subproductos continua hasta alcanzarlo. “Dado que la cantidad de sólidos disueltos por cierta cantidad de ácido está limitada en cada caso por las condiciones de equilibrio, el poder de disolución de los ácidos bajo condiciones de yacimiento debe modificarse apropiadamente” PEMEX (2008).

6.5.2.2.3 *Velocidad de reacción.*



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Toda reacción ácido – mineral presentes en un fraccionamiento ácido, se producen a diferentes velocidades a partir de un cambio químico. La velocidad de reacción se define como la cantidad de moles que reaccionan por unidad de tiempo ([Economides, 1999](#); [PEMEX, 2008](#)).

Frecuentemente se considera muy importante la necesidad de reducir la velocidad de reacción del ácido para alcanzar una mayor penetración de la fractura. En pozos de baja y moderada temperatura este factor no es tan relevante, pero en el caso de altas temperaturas, este factor si toma control.

La velocidad total de reacción entre un ácido y el mineral carbonatado se mide a través del estudio ciertos factores:

- El cambio la concentración del ácido con respecto al tiempo.
- El tiempo que tarda el ácido en variar su concentración inicial a una concentración final. A este tiempo se le denomina tiempo de reacción o tiempo de gastado.
- La cantidad de roca disuelta por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo.

[Garaicochea \(2007\)](#), indica que la velocidad de reacción del ácido depende de:

- El área de contacto entre el ácido y la formación.
- La temperatura.
- La presión de inyección.
- La concentración del ácido.
- El tipo de ácido.
- Las propiedades químicas y físicas de la roca.
- La velocidad de inyección del ácido.
- La pérdida de fluido.

7. Resultados

En este capítulo se exponen cada uno de los resultados obtenidos a partir del seguimiento de la metodología propuesta para la investigación, a fin de determinar la factibilidad técnica que posee la implementación de la técnica de estimulación por fracturamiento ácido en la Formación La Luna de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

7.1 Datos de afloramiento

En función al seguimiento de la metodología enfocada a la fase de los datos de afloramiento, finalmente se obtuvo una serie de mediciones en peso para cada una de las muestras y los tubos que las contenía. Debe señalarse que la masa inicial de la prueba está en el rango de $3 \pm 0.3 \text{ g}$ de incertidumbre, y, que se utilizaron volúmenes de HCl en el orden de $3 \pm 0.1 \text{ ml}$ al 15% m/m en los primeros 3 tubos de muestra que contenían cada variedad de roca y una concentración de 28% m/m para los 3 tubos siguientes durante 1 hora de exposición. Los resultados se ilustran mediante la **Tabla 14**.

Tabla 14.

Resultados medidos en laboratorio.

Tipo de roca	Tubo de muestra	Masa inicial	Masa final	Pérdida total de masa	Masa fracciones grandes	Masa sedimentos
Muestra 1. Fosforita	1	3,0388	2,4978	0,541	2,328	0,1698
	2	3,054	2,5753	0,4787	2,2877	0,2876
	3	3,0544	2,6288	0,4256	2,276	0,3528
	4	3,0118	2,0174	0,9944	1,9969	0,0205
	5	3,0129	2,1145	0,8984	2,0057	0,1088
	6	3,0311	2,1815	0,8496	2,0391	0,1424
Muestra 2. Shale calcáreo	1	3,0293	2,77	0,2593	2,7531	0,0169
	2	3,0782	2,8867	0,1915	2,8753	0,0114
	3	3,0846	2,9488	0,1358	2,9275	0,0213

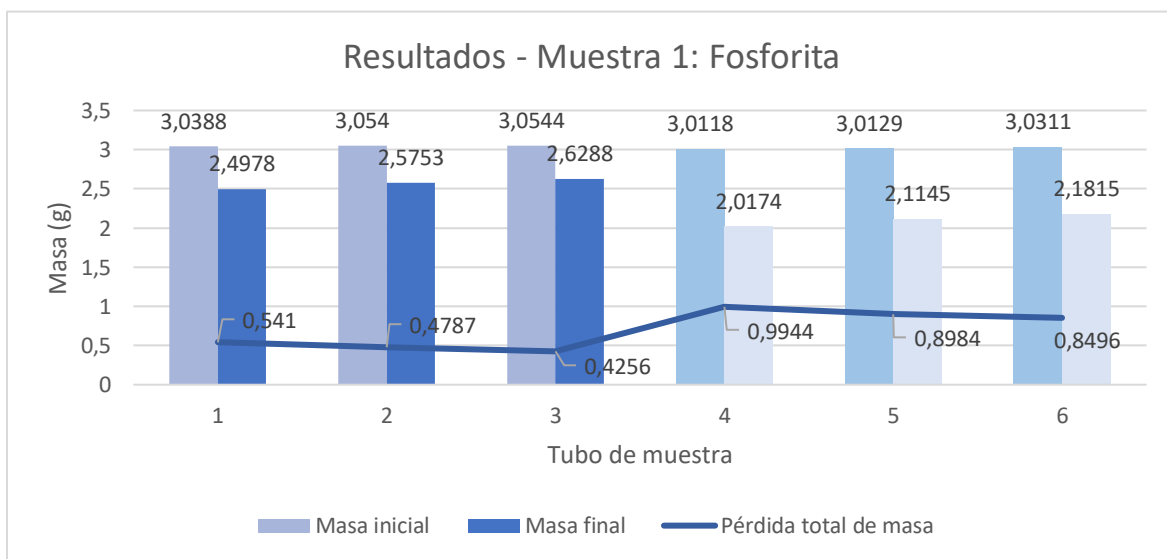
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO

	4	3,0024	2,6588	0,3436	2,6559	0,0029
	5	3,0141	2,7345	0,2796	2,745	0,0077
	6	3,0288	2,7527	0,2761	2,7247	0,0098
Muestra 3. Chert	1	3,0355	2,9811	0,0544	2,9798	0,0013
	2	3,0411	2,9911	0,05	2,9887	0,0024
	3	3,0667	3,0147	0,052	3,0112	0,0035
	4	3,035	2,894	0,141	2,8921	0,0019
	5	3,0404	2,9133	0,1271	2,9122	0,0011
	6	3,057	2,9477	0,1093	2,9465	0,0012
Muestra 4. Caliza	1	3,0535	2,0107	1,0428	1,3822	0,6285
	2	3,0857	2,0667	1,019	1,4072	0,6595
	3	3,0974	2,0902	1,0072	1,4081	0,6821
	4	3,0164	1,8507	1,1657	1,3684	0,4823
	5	3,0676	1,888	1,1796	1,3926	0,4954
	6	3,1105	1,9502	1,1603	1,4471	0,5031

Estos resultados, se pueden resumir e ilustrar mediante las siguientes gráficas enfocadas en cada tipo de muestra:

Figura 37.

Resultados obtenidos en la muestra 1.





ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Frente al análisis precedente a la gráfica expuesta, se observa que a medida que la masa inicial contenida en cada tubo tiende a aumentar, la pérdida total de masa disminuye. En otras palabras, a mayor masa inicial de muestra, menor es la pérdida total de la misma.

Sucede pues que, cuando un ácido afecta más a un área pequeña que a una grande, se debe principalmente a dos factores: la concentración y el tiempo de exposición.

Un ácido suele estar presente en forma de una solución, y su efecto depende de la concentración de iones de hidrógeno (H^+) contenidos en esta. Si la concentración del ácido es alta, habrá una mayor cantidad de iones H^+ disponibles para interactuar con la superficie en contacto. Si se aplica el mismo volumen y concentración de ácido a un área pequeña y a una grande, la cantidad de iones H^+ será mayor en el área pequeña, lo que resulta en un aumento de la actividad en la superficie de la roca.

Ahora bien, el tiempo de exposición también juega un papel importante en los resultados de la interacción ácido – roca. A medida que el ácido interactúa con la superficie, los iones H^+ reaccionan con el carbonatado presente en la roca, conduciendo a la disolución del material. Si se mantiene el ácido en contacto con un área pequeña durante un mismo período de tiempo en comparación con un área grande, habrá más facilidad para que los iones H^+ reaccionen con los materiales y causen daños.

En resumen, un ácido afecta más a un área pequeña que a una grande, debido a la mayor concentración de iones H^+ y al tiempo de exposición en el área reducida.

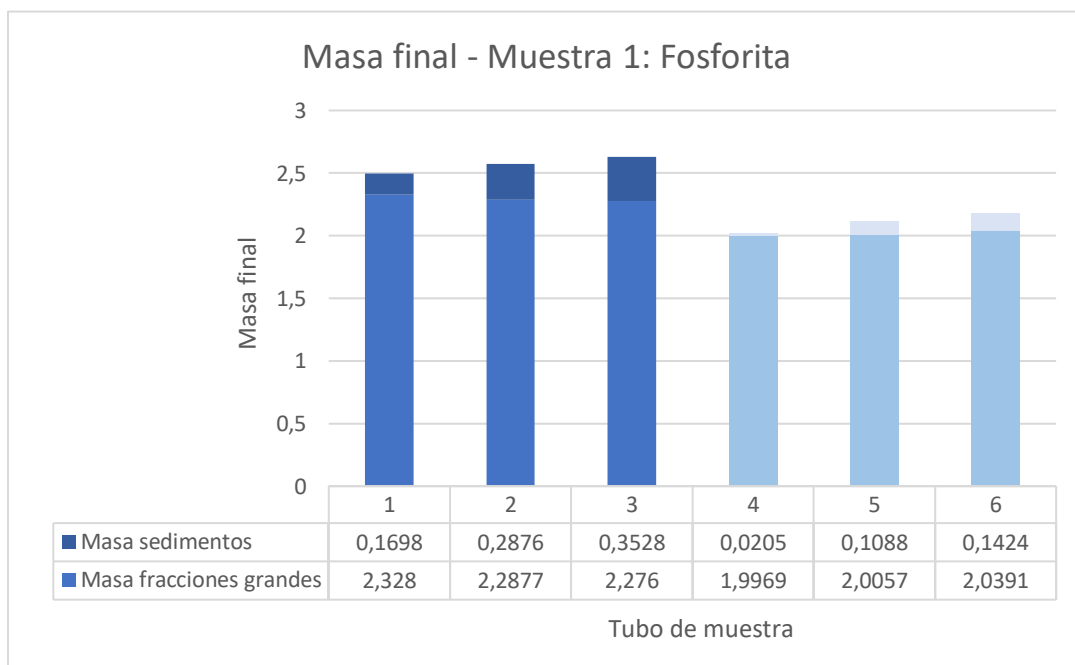
Desde la perspectiva específica del porcentaje en concentración del ácido, debe señalarse que, los primeros tubos de muestra sometidos en HCl al 15% presentaron mayor porcentaje de masa final y, por ende, menor pérdida total de la misma.

Caso contrario sucede con aquellos fragmentos expuestos a la concentración de 28% en ácido, ya que, estos presentaron en menor lectura de masa al final del proceso y, por tanto, una mayor pérdida total con respecto al contenido inicial.

De este modo, se puede concluir que, entre más alta sea la concentración del ácido usado para el procedimiento, mayor es el porcentaje de pérdida de masa al finalizar la prueba. El análisis anterior puede relacionarse con el poder de disolución que presenta el ácido en diferentes concentraciones, donde se establece que el *HCl* al 15% posee un poder de disolución de $0.082 \text{ ft}^3 \text{ CaCO}_3 / \text{ft}^3 \text{ HCl}$ y que a una concentración de 28% presenta un orden de $0.175 \text{ ft}^3 \text{ CaCO}_3 / \text{ft}^3 \text{ HCl}$ en poder. Esto fue citado en la **Tabla 12** a partir de los autores [M. J. Economides y K.G. Nolte \(1987\)](#).

Figura 38.

Composición de la masa final en la muestra 1.



En retrospectión del gráfico anterior, y, en consideración de lo indicado a lo largo de este capítulo, se puede observar que las muestras expuestas a una concentración del 15% en ácido, presentaron mayor presencia de material particulado de tamaño fino. Caso contrario se observa en las muestras sometidas en ácido al 28%, donde su porcentaje de material particulado es menor.

Siendo así, desde una perspectiva general, se puede decir que la pérdida de masa total es directamente proporcional al aumento de la concentración del ácido, que, a su vez, relaciona una menor presencia de sedimentos al finalizar la prueba.

Visto de esta forma, se puede evidenciar un comportamiento similar en las mediciones obtenidas para las demás muestras expuestas a continuación:

Figura 39.

Resultados obtenidos en la muestra 2.

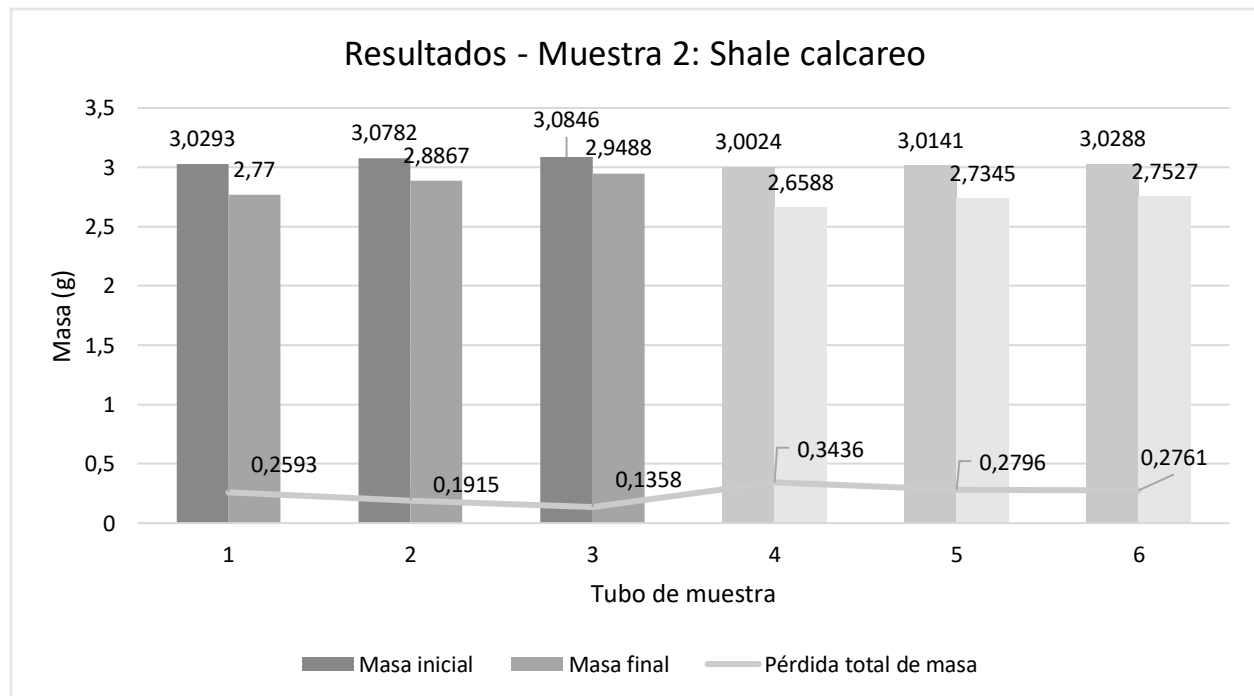


Figura 41.

Composición de la masa final en la muestra 2.

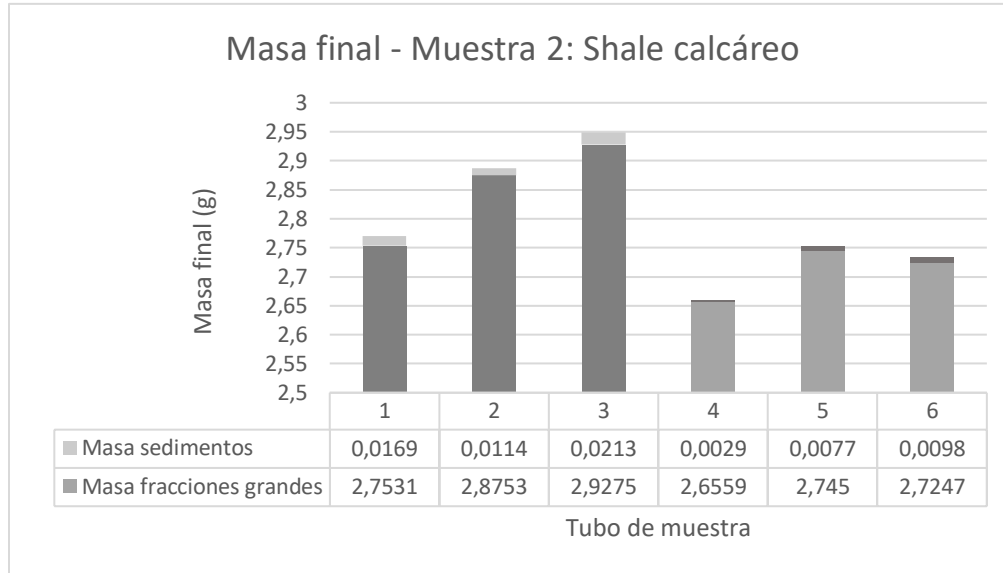


Figura 40.

Resultados obtenidos en la muestra 4.

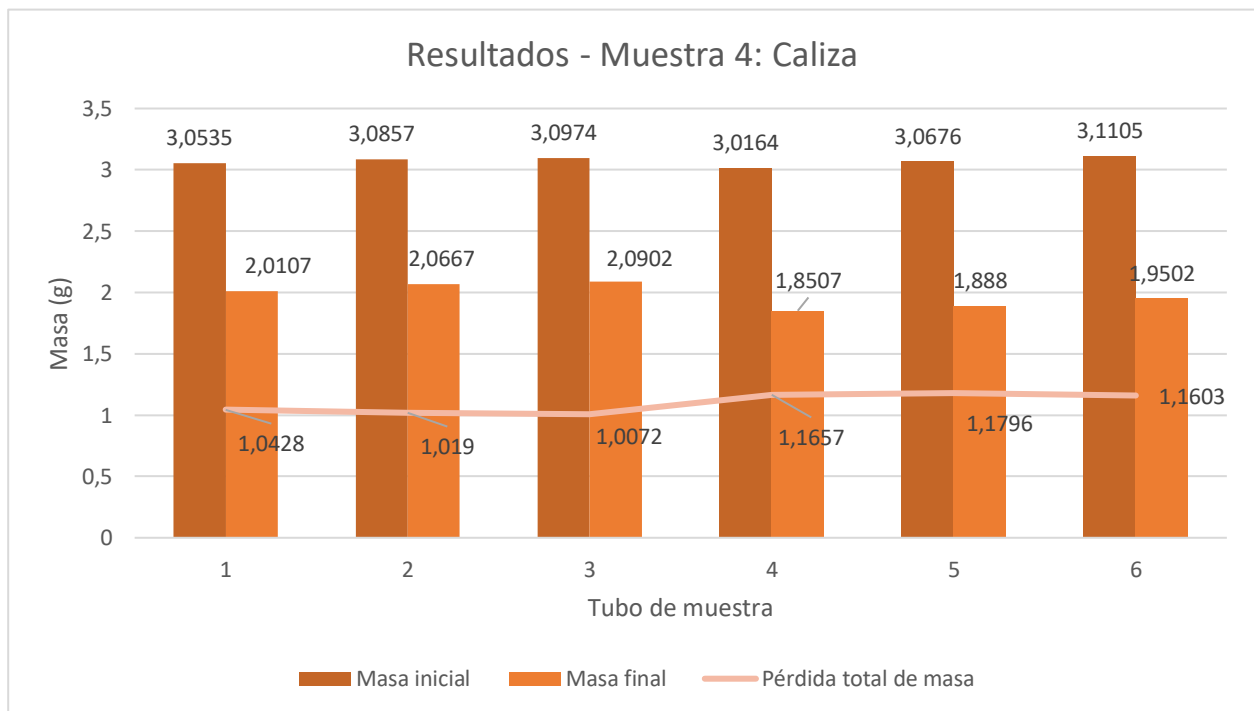
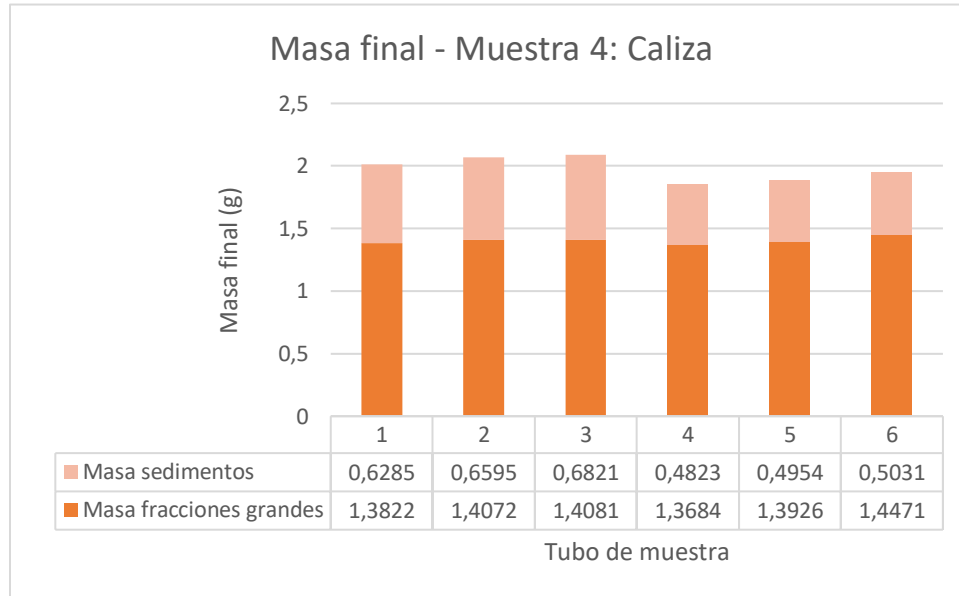


Figura 42.

Composición de la masa final en la muestra 4.



A pesar de que se evidencie un mismo patrón de comportamiento de la pérdida de masa total en función al aumento de la concentración del ácido, en las muestras no se obtuvieron porcentajes cercanos entre ellas sobre las variables nombradas.

Se evidencia que, la caliza fue aquella muestra que obtuvo la mayor pérdida de masa al final de la prueba y cantidades más altas de sedimentos contenidos dentro de la misma.

Las calizas reaccionan más con el HCl en comparación con otro tipo de rocas debido a su composición mineralógica y su naturaleza química. Las calizas al estar compuestas principalmente de calcita o carbonato de calcio ($CaCO_3$) se vuelven más susceptibles al ataque químico, ya que, este es un mineral altamente soluble en ácido.

Por otro lado, la naturaleza química de la calcita se define por una estructura cristalina estable, que, en presencia de ácido, su enlace químico se debilita a partir de la reacción con los iones de calcio (Ca^{+2}) presentes en el mineral, disolviendo la roca.

Es importante tener en cuenta que, aunque las calizas son más propensas a reaccionar con HCl , la velocidad y la extensión de la reacción pueden variar dependiendo de la pureza de la caliza, la concentración y temperatura del ácido.

En contraste, otras rocas pueden contener minerales que son menos solubles o no reaccionan significativamente con el HCl , como es el caso de el Chert. Los resultados obtenidos a la finalización de las pruebas para esta muestra fueron los siguientes:

Figura 43.

Resultados obtenidos en la muestra 3.

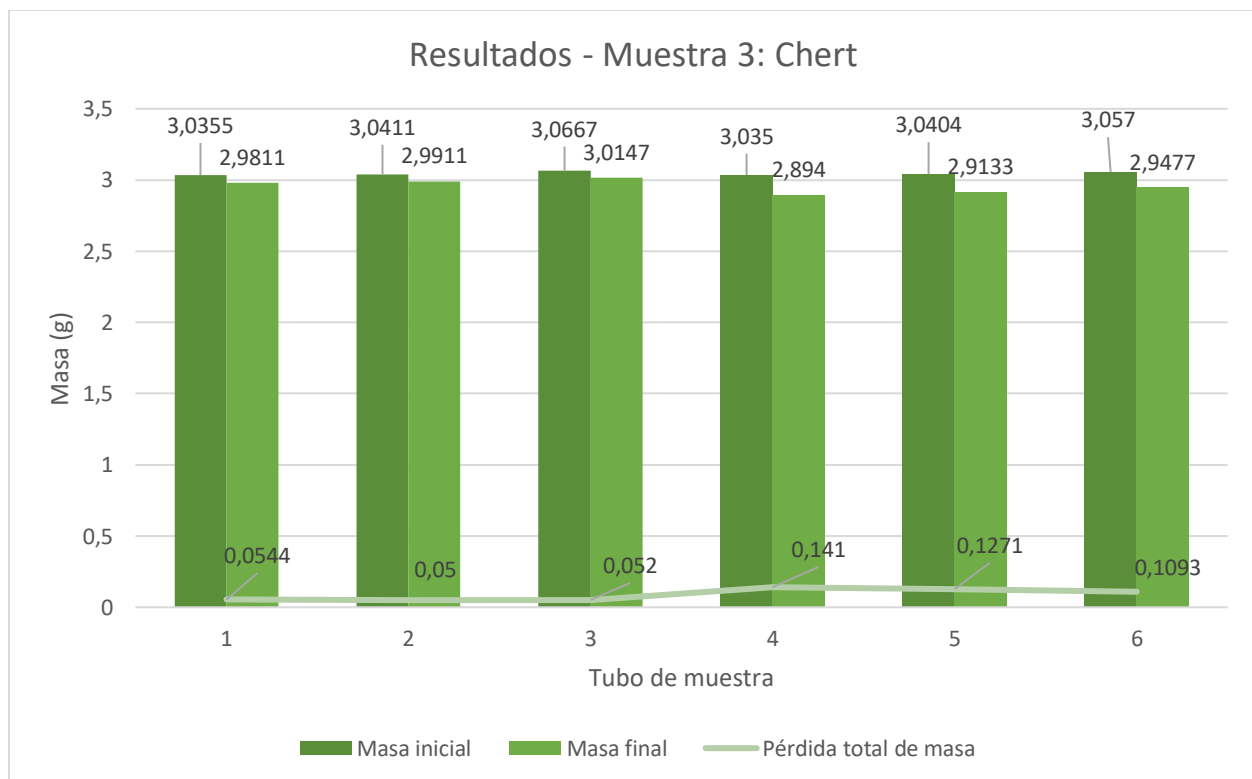
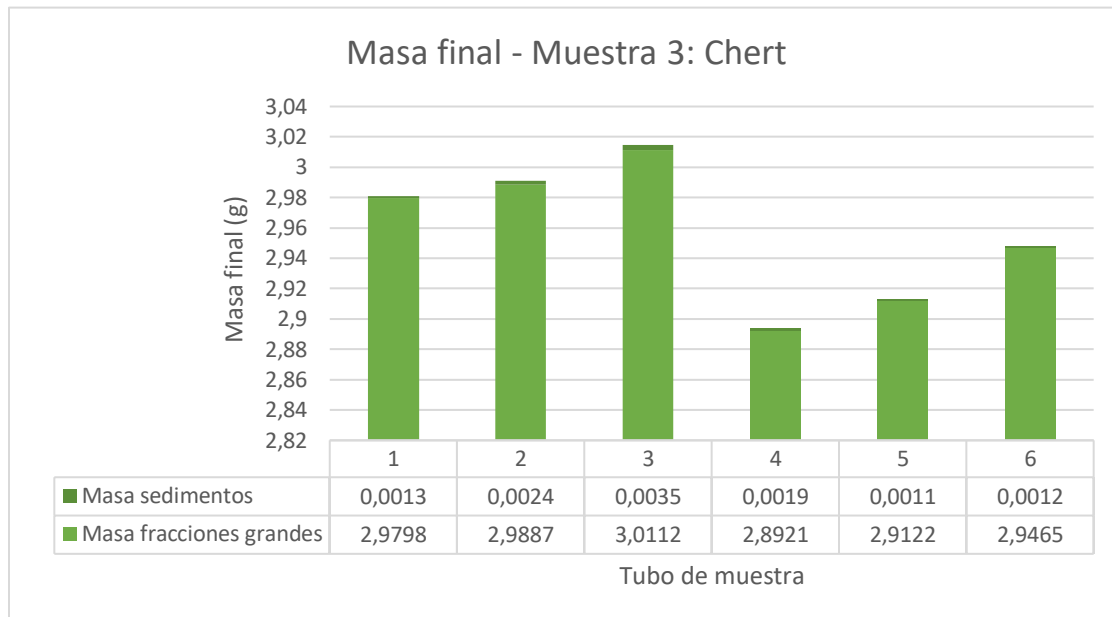


Figura 44.

Composición de la masa final en la muestra 3.



El chert, también conocido como sílex, es una roca sedimentaria compuesta principalmente de dióxido de silicio (SiO_2). A diferencia de las calizas, el chert no reacciona significativamente con el ácido clorhídrico (HCl) debido a su composición mineralógica y a la naturaleza química del SiO_2 . Este mineral no es soluble en ácido, debido a que posee una estructura cristalina muy estable y fuertes enlaces químicos que inhiben una reacción significativa.

Dentro del marco relacionado a las mediciones de sedimentos o material particulado con tamaño fino obtenidos al finalizar la prueba, estos se pueden ilustrar a través de la **Tabla 15**:

Tabla 15.

Gramos de sedimentos obtenidos al final de la prueba para cada una de las muestras.

Tipo de roca	HCl al 15%	HCl al 30%
Muestra 1. Fosforita	0,270	0,091
Muestra 2. Shale calcáreo	0,017	0,007
Muestra 3. Chert	0,002	0,001
Muestra 4. Caliza	0,657	0,494

Nota: La tabla evidencia que como a medida que la concentración de ácido utilizado aumenta, este genera menor cantidad de sedimentos. En el caso de la caliza esta tuvo mayor generación de sedimentos, y, frente al chert se obtuvieron las lecturas más pequeñas en el aspecto. Cabe resaltar que los gramos ilustrados en la tabla son el promedio de los valores obtenidos durante la prueba en cada uno de los tubos de muestra que contenían la roca a cada concentración de ácido. Los datos específicos de este aspecto pueden visualizarse en la **Tabla 14**.

El comportamiento nombrado, puede explicarse a partir de factores como la velocidad de reacción, el efecto de dilución y el equilibrio de la disolución.

Se entiende que, a menor concentración de ácido, la velocidad de reacción entre el ácido y los minerales de la roca es más lenta. Esto permite que se formen sedimentos sólidos antes de que se complete la disolución total de los minerales. En cambio, a una alta concentración de ácido, la velocidad de reacción es más rápida y los minerales tienden a disolverse completamente, lo que limita la formación de sedimentos.

Frente al efecto de la dilución, a menor concentración de ácido, la solución resultante es más diluida y su capacidad para disolver los minerales de la roca disminuye. En consecuencia, algunos minerales pueden precipitar y formar sedimentos debido a la disminución de la capacidad de disolución del ácido.

Finalmente, la disolución de una roca en ácido no es un proceso lineal y puede estar sujeto a un equilibrio químico. A menor concentración de ácido, es más probable que se alcance un equilibrio entre los minerales disueltos y los minerales precipitados, lo que resulta en una mayor formación de sedimentos.

Figura 45.

Comportamiento de la reacción de la fosforita y el shale calcáreo.



Nota: La imagen de la izquierda refiere el comportamiento de la fosforita ante el HCl y la imagen derecha relaciona la muestra con shale calcáreo.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Es importante destacar que la disolución de una roca en ácido es un proceso complejo y puede depender de varios factores, como la composición mineralógica de la roca, la concentración y la naturaleza del ácido utilizado, así como las condiciones de temperatura y agitación. Por lo tanto, los resultados específicos pueden variar en diferentes situaciones.

La reacción de HCl en contacto con diferentes tipos de roca en un laboratorio, puede mostrar algunas evidencias y cambios visibles.

La fosforita es una roca sedimentaria que contiene fosfato de calcio ($Ca_3(PO_4)_2$) como componente principal y cuando se expone al ácido clorhídrico (HCl), se puede observar una efervescencia debido a la liberación de dióxido de carbono gaseoso (CO_2). Esto se debe a la reacción del ácido clorhídrico con los carbonatos presentes en la fosforita, como la apatita.

En este sentido, el shale calcáreo al contener ciertos materiales arcillosos y componentes calcáreos como el carbonato de calcio, produce una efervescencia cuando el HCl reacciona con el contenido carbonatado presente en la roca.

Sin embargo, los efectos de efervescencia no fueron tan altos en el shale como sí con la fosforita. Lo anterior se debe a que la fosforita es más soluble en ácido clorhídrico y su reacción provoca una liberación más rápida de CO_2 debido a una mayor presencia de carbonatos en su composición. Por otro lado, aunque el shale calcáreo reaccione con el HCl , esta reacción es generalmente menos pronunciada debido a que los componentes arcillosos y otros minerales presentes en la roca puede limitar la disolución y efervescencia que se observa al reaccionar con el ácido.

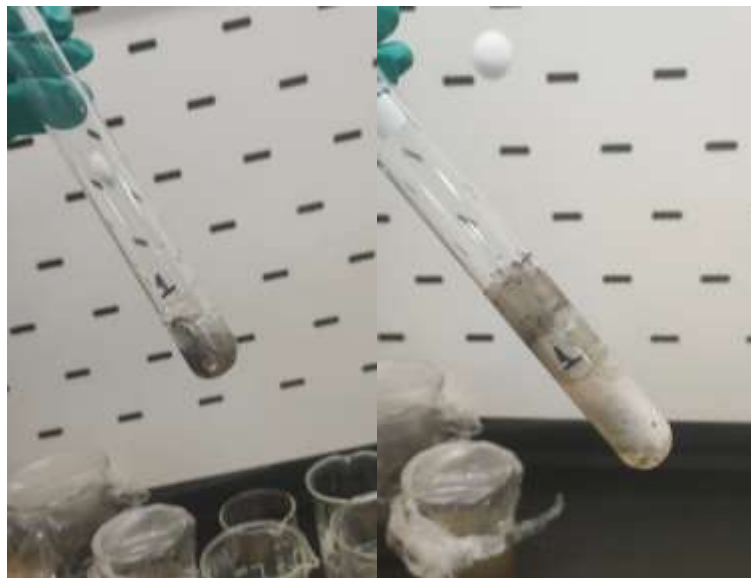
En resumen, la fosforita reacciona más intensamente y muestra una mayor liberación de CO_2 cuando se expone a HCl en comparación con el shale calcáreo.

Así mismo, la reacción del HCl con la fosforita y el shale calcáreo provoca una liberación de iones, generando cambios en el pH de la solución hacia los rangos de la acidez.

Otro factor relevante durante la exposición de las muestras al HCl , fue la disolución parcial de la roca, evidenciado mediante una cantidad de sedimentos o residuos sólidos. Sin embargo, estos sedimentos fueron más altos en medición a partir de la fosforita que en el shale como se ilustra en la **Tabla 14**.

Figura 46.

Comportamiento de la reacción de la chert y la caliza.



Nota: La imagen de la izquierda refiere el comportamiento del chert ante el HCl y la imagen derecha relaciona la muestra de roca caliza.

De igual manera que en las muestras anteriores, el contacto de la caliza con HCl produce una efervescencia visible y liberación de CO_2 como producto de la reacción.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



En el caso del chert, a pesar de que este evidencie cierta manifestación de burbujas visibles en la solución, el mineral no es soluble en HCl , y, por lo tanto, no se produce una reacción significativa. La pequeña reacción que se evidencia en la figura anterior puede ser originada a partir de procesos de removilización de los iones carbonatados, vecinos a la estratificación del chert por cuenta de las lluvias. Este fenómeno puede ser llamado caliche o una pátina superficial de carbonato no asociada a la roca.

Por otro lado, a medida que se lleva a cabo la reacción, es posible observar un cambio en el color y la claridad de la solución, provocado a partir de la disolución de la caliza, lo que resulta en una solución más turbia y opaca.

En cuanto a la disolución de la roca, se originaron sedimentos significativos en la prueba enfocada a la caliza, mientras que el chert mantuvo sus características iniciales de manera constante. Esto también puede ser ilustrado mediante la **Tabla 14**.

7.2 Datos en el software

Actualmente no existe una metodología clara sobre la definición de los tipos de roca que contiene un yacimiento, y, varía según la información disponible o modelo a seguir. En el caso del área petrofísica, las rocas se caracterizan en base a la geometría de los poros junto con propiedades petrofísicas tanto estáticas como dinámicas. Por otro lado, los ingenieros de yacimientos agrupan la tipología a partir de unidades de flujo.

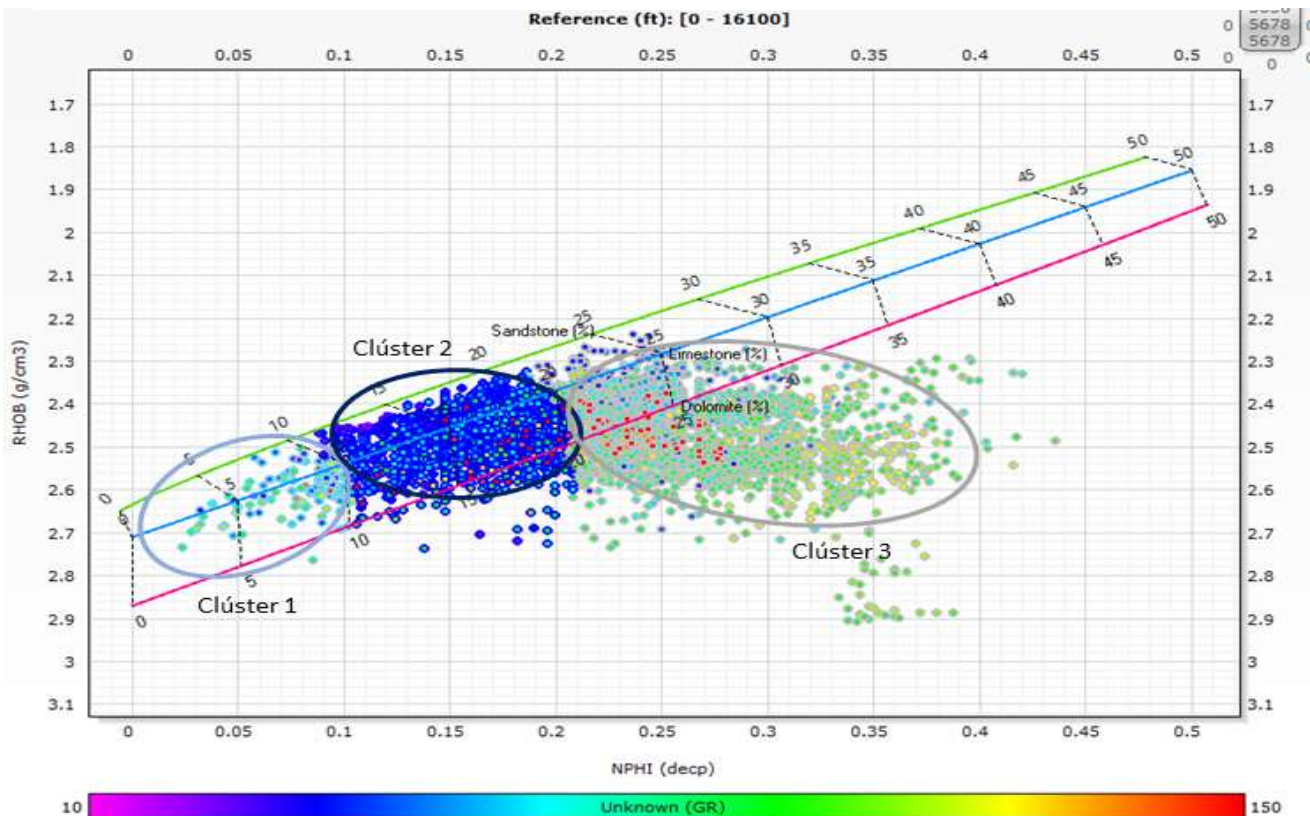
Por otra parte, la definición de los tipos de roca puede usar asociaciones de facies a partir de núcleos y registros de pozos, que permitan la integración de las características petrofísicas de las rocas, donde, generalmente los tipos de roca 1 y 2 infieren las mejores características para el almacenamiento de hidrocarburos.

7.2.1 Modelo de tipos de roca

El modelamiento de tipos de roca que constituye el yacimiento de la Formación La Luna dentro del Pozo – UIS – 1, se realizó a partir de la interpretación de registros por análisis clúster e histogramas.

Figura 47.

Tipos de roca discretizados inicialmente a través del cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB).



Nota: Discretizar una roca se refiere al proceso de dividir o segmentar una formación rocosa continua en unidades más pequeñas para facilitar su análisis y modelado.

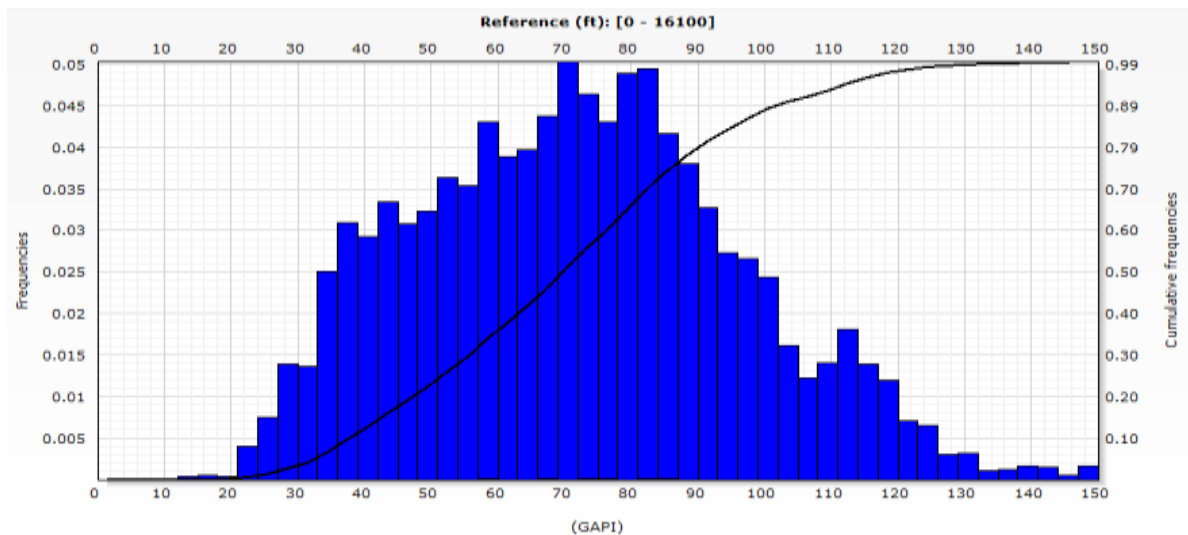
Mediante el cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB) coloreado a partir del registro gamma ray (GR), ilustrado con anterioridad en la **Figura 47**, inicialmente se evidencia la presencia de un conjunto de rocas con densidades por encima de $2,5 \text{ g/cm}^3$ y lecturas en porosidad menores a $0,1 \text{ decp}$.

Así mismo, se observan cuerpos de roca característicos en porosidad dentro del rango de $0,1 - 0,2$ y densidades en el orden de $2,3$ a $2,7 \text{ g/cm}^3$.

Manteniendo este orden de ideas, se evidencian un conjunto de arcillas con altos lecturas de GR, neutrón y densidades en el $2,35 - 2,95 \text{ g/cm}^3$.

Figura 48.

Histograma generado a partir de la curva GR, usado para completar la discretización de los tipos de rocas.



Sin embargo, como la discretización de rocas no es segura hasta este punto se hace necesario el uso del histograma generado a partir de la curva de GR esquematizado en la **Figura 48**, para disminuir los límites o fronteras de las variables petrofísicas de estas.

Siendo así, a través de este modelo, se definen 5 tipos de roca expuestos mediante el cross – plot de NPHI vs. RHOB esquematizados en la **Figura 49** ilustrado a continuación:

Figura 49.

Tipos de roca discretizados mediante el cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB).

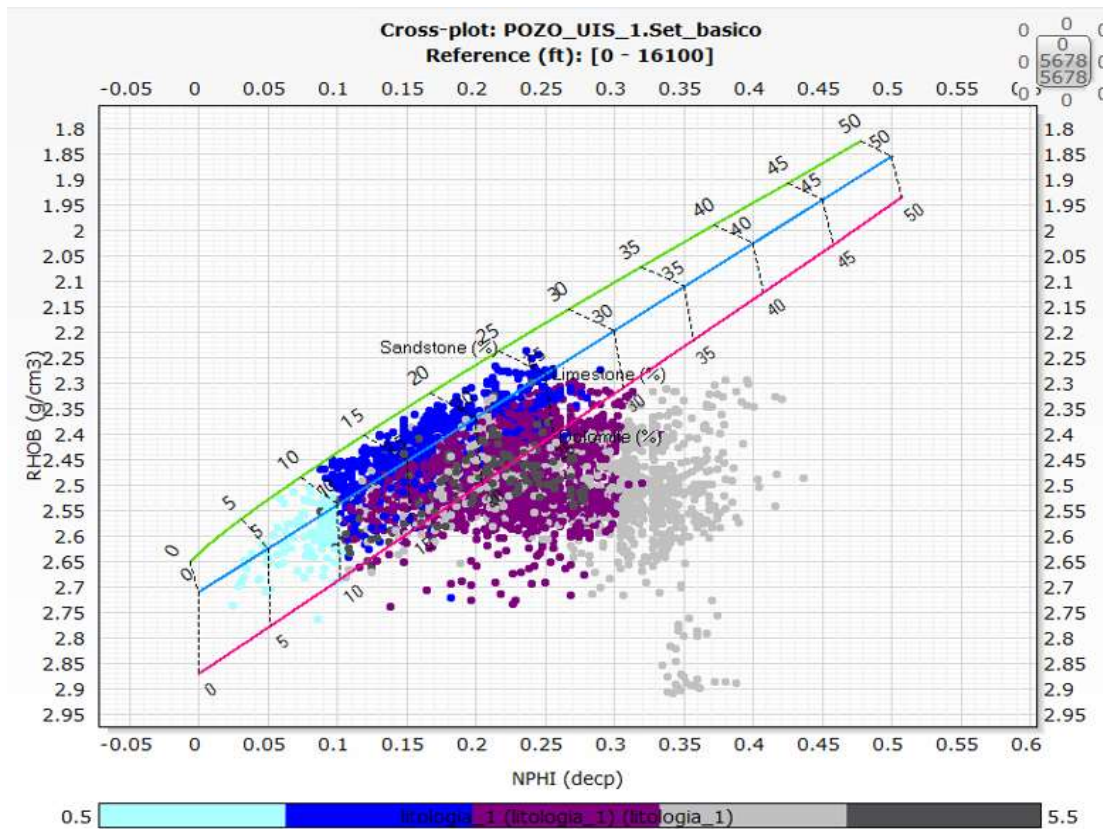
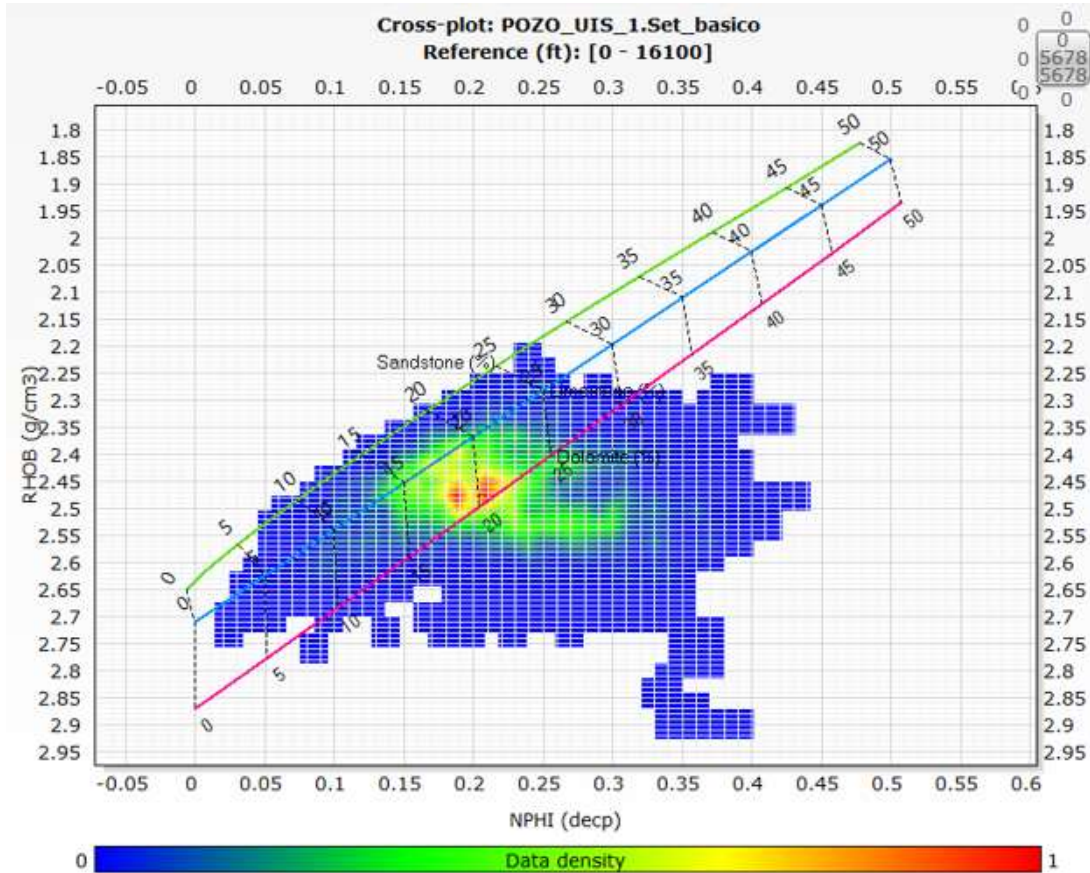


Figura 50.

Densidad de datos en el cross – plot de porosidad neutrón (NPHI) vs. la densidad (RHOB).



Nota: Las figuras ilustran que la mayor densidad de los datos se encuentra hacia la línea de la carbonatos.

Las características que posee cada tipo de roca según el uso del cross – plot de la **figura 49** junto con el uso de la curva de GR, pueden resumirse de la siguiente manera:



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



7.2.1.1 Tipo de roca 1.

Rocas características en alcanzar porosidades en el rango de 0,1 – 0,25 *decp* y densidades en el orden de 2,3 a 2,65 g/cm^3 y GR entre 30 y 60 *GAPI*, pueden relacionarse posiblemente carbonatos tipo Wackestone con mayor contenido de fósiles, ricos en aloquímicos y en porosidades secundarias o dolomitas.

7.2.1.2 Tipo de roca 2.

Rocas con densidades por encima de 2,5 g/cm^3 y lecturas en porosidad menores a 0,1 *decp*, permitiendo inferir que este es un cuerpo de roca masivo, donde, en conjunto con las emisiones radioactivas aleatorias en rango, pueden ser relacionado a carbonatos con porosidades bajas o calizas calientes (alto contenido de uranio).

7.2.1.3 Tipo de roca 3.

El conjunto de rocas con lecturas de densidad en el orden de 2,3 a 2,75 g/cm^3 y porosidades que oscilan entre 0,1 – 0,25 *dep*, favorece identificar carbonatos tipo Mudstone o shales super calcareo con radioactividad cercana al rango de 55 a 95 *GAPI* debido a posibles aumentos del lodo que afectan las propiedades petrofísicas. Comúnmente, en esta tipología no se discretiza si estos son carbonatos formados in situ o son arcillas depositados ya que son muy cercanos. Siendo así, estas pueden ser calizas radioactivas llenas de lodo.

7.2.1.4 Tipo de roca 4.

Conjunto de arcillas con altas lecturas de GR desde 90 a 140 *GAPI*, gran variaciones de densidades en el 2,35 – 2,95 g/cm^3 y neutrón que oscila entre 0,1 – 0,45 *dep*. Estas características podrían referir un shale calcáreo, ya que, por lo general un shale de origen no



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



calcáreo (contenido en illita u otro mineral), son propensos a poseer altos lecturas de neutrón, pero bajas densidades. Según las lecturas de uranio, estas arcillas fino granulares poseen un poco menos de materia orgánica.

7.2.1.5 Tipo de roca 5.





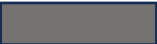
Rocas con altas emisiones radioactivas en el orden de 135 a 150 GAPI y contenido de uranio mayor a 15 ppm, dando lugar a areniscas tipo hot shale. Así mismo, presentan lecturas de neutrón en el orden de 0,1 – 0,28 *dep* y densidades promedio cercanas a 2,4 – 2,65 $\frac{g}{cm^3}$.

Este tipo de rocas contienen mayor contenido de uranio y de gamma ray sobre las demás.

Según esta descripción, se puede establecer una clasificación a cada litología. Esto, se puede ilustrar por medio de la **Tabla 16** ilustrada a continuación:

Tabla 16.

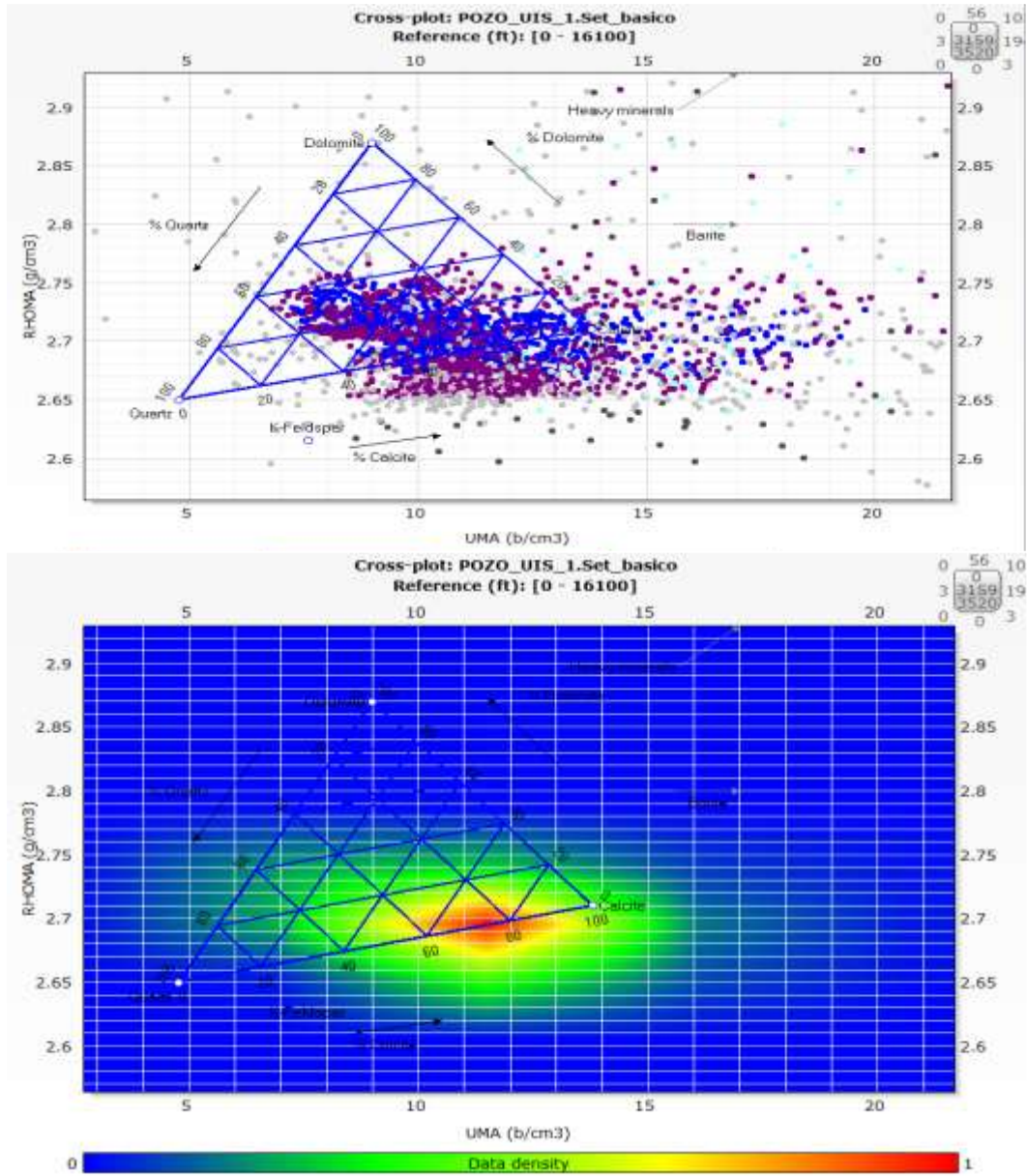
Litología asignada para cada uno de los tipos de rocas definidos por la metodología de discretización nombrada.

Clasificación	Litología	Color
1	Caliza porosa	
2	Caliza masiva	
3	Caliza radioactiva / fosforita	
4	Shale calcáreo	
5	Hot shale	

Otros cross plot, usados para la discretización de los tipos de roca fueron los siguientes:

Figura 51.

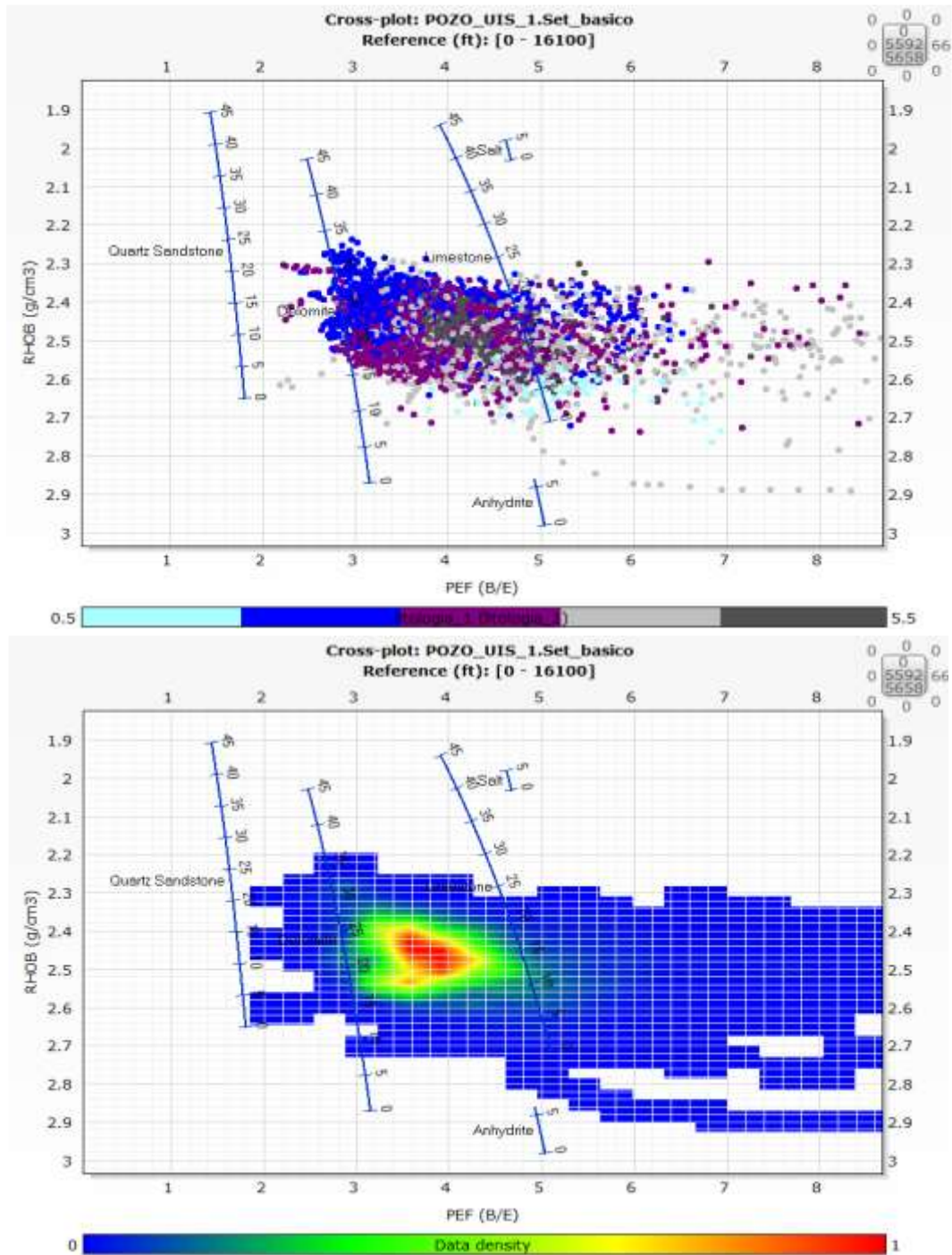
Cross – plot UMA Vs. RHOMA que evidencia la tendencia de la densidad de los datos.



Nota: Las figuras anteriores exponen que la mayor densidad de los datos se encuentra hacia el aumento del contenido en calcita, siendo que este es el mineral que conforma a la caliza.

Figura 52.

Cross – plot de factor fotoeléctrico (PEF) Vs. densidad (RHOB).





ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Uno de los factores diferenciadores de los shales, las calizas y las arenas calcáreas cementadas, es la densidad de estas rocas. Sin embargo, en algunos casos las calizas presentan porosidades secundarias a partir de fracturas (disminuyendo su densidad volumétrica), llegando a generar confusión. Para disminuir la incertidumbre en esta clasificación, se plantea el uso del cross – plot de factor fotoeléctrico vs densidad, donde fue evidente la clasificación de las calizas con los shales, puesto que las calizas al ser rocas muy compactas tienen a tener mayor velocidad de onda P y por ende menor valor de registro sísmico, caso contrario de los shales.

En este aspecto, el registro PEF lee el factor de absorción fotoeléctrico en relación con el número atómico de la formación. Ya que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, la influencia de estos es muy escasa, por lo que es una medida muy acertada sobre las propiedades de la matriz de la formación. Las areniscas tienen un factor muy bajo mientras que las calizas tienen un factor muy alto.

Esta correlación permite observar las diferentes variaciones en las propiedades físicas, eléctricas y mecánicas de las litologías y resultan muy útiles en la diferenciación de cada una de ellas, donde se resalta el contenido mineralógico de las los diferentes tipos de roca, confirmando su clasificación y nomenclatura.

Siendo así, a través de la **Figura 52** se observa que:

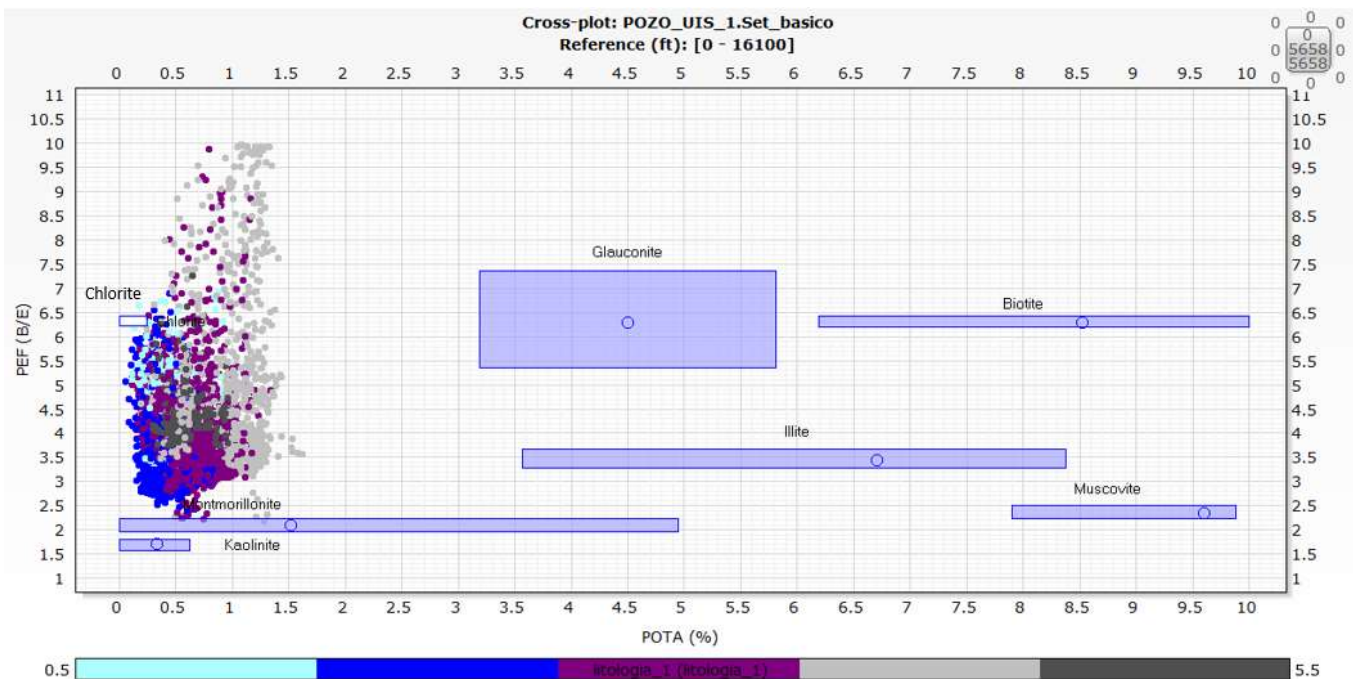
- La densidad o dominio de los datos se encuentra relacionada a minerales como la calcita y la dolomita.
- Es notoria la carencia de cuarzo, indicando que no existe una presencia relevante en rocas siliciclásticas a partir de cherts o rocas a fines con el mineral.

- Existe una variación en arcillas con rangos de PEF alto y otras con lecturas relativamente bajas.

Cabe considerar que el PEF puede ser afectado por minerales pesados, tales como la barita presente en el revoque de filtración o en el filtrado del lodo, quedando atrapado dentro de las fracturas de la roca. (Darling, 2005; Schlumberger, 1989; Serra, 1984; Tiab & Donaldson, 2004). Por lo anterior, sería posible dar explicación a las altas lecturas del factor expuesto en el gráfico para con los shales calcáreos y las calizas radioactivas.

Figura 53.

Cross - plot en contenido de potasio (POTA) vs. el factor fotoeléctrico (PEF).

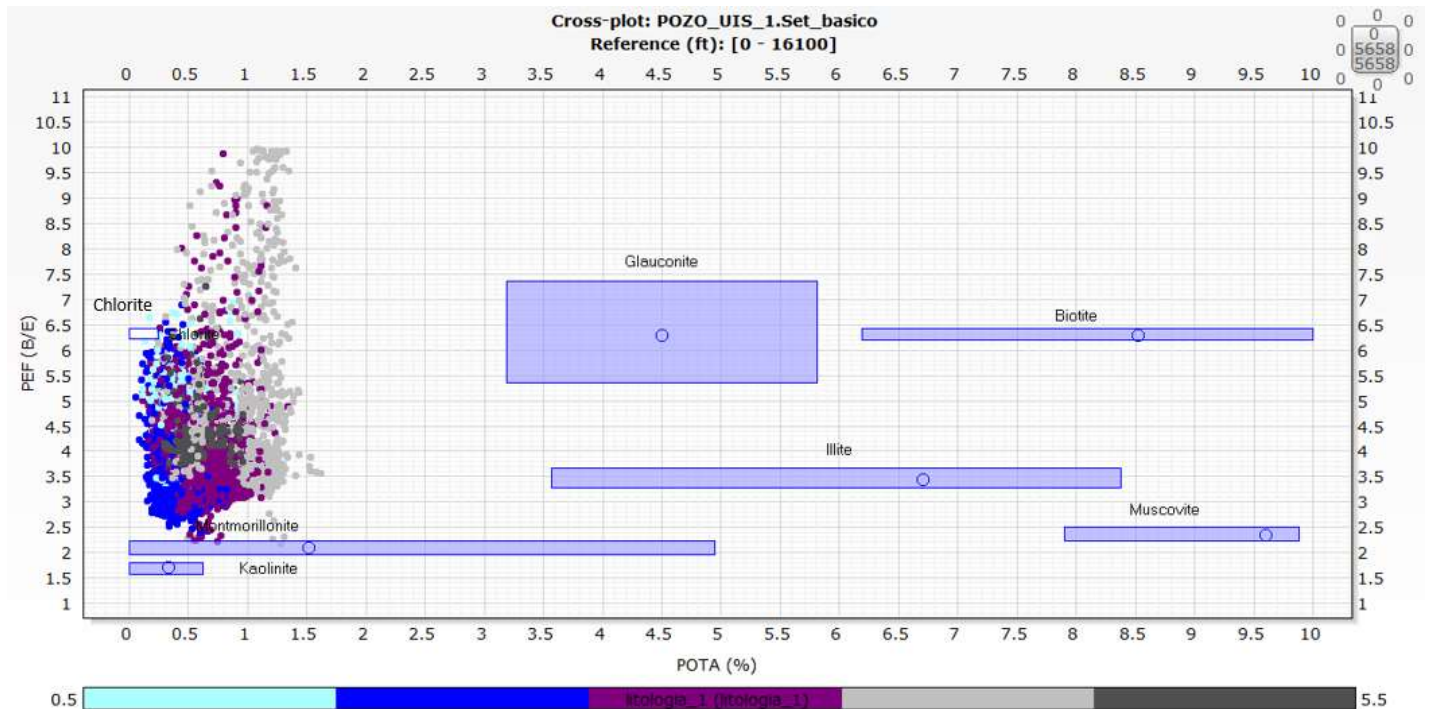


Nota: La **Figura 53** del contenido de potasio (POTA) vs. el factor fotoeléctrico (PEF), favorece determinar los minerales que conforman los tipos de roca discretizados previamente. Siendo así, se puede decir que las rocas dentro de la Formación la Luna y sus miembros son caracterizadas

por poseer en su mayoría contenido en calcita y mormorillonita. En este sentido, en los shales calcáreos y calizas radiactivas prima el contenido de clorita, mientras que, frente a las calizas porosas se establece el dominio mormorillonita.

Figura 54.

Cross - plot en contenido de torio (Th_K) vs. el factor fotoeléctrico (PEF).

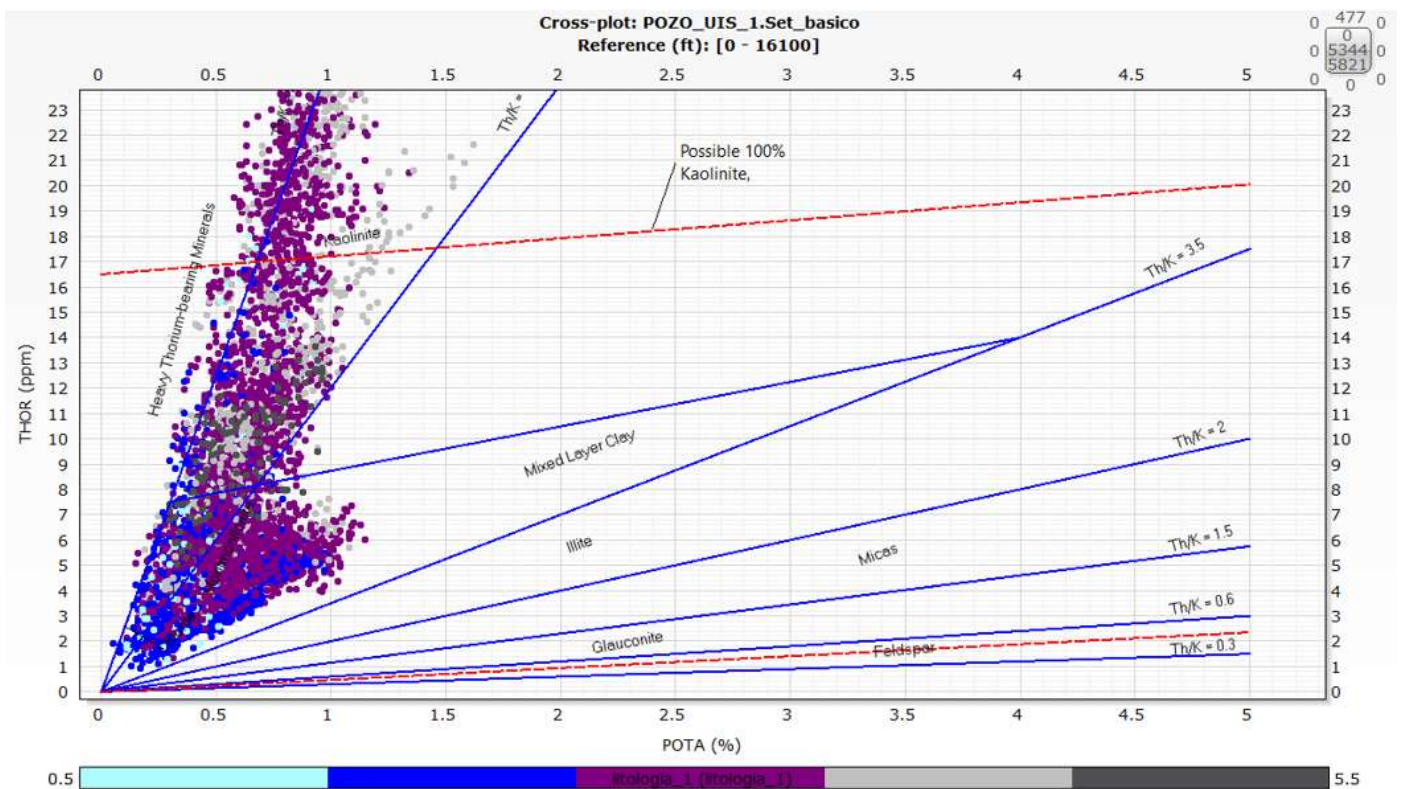


Nota: La **Figura 54** del contenido de torio (Th_K) vs. el factor fotoeléctrico (PEF), también influye como método para determinar los minerales que conforman los tipos de roca discretizados. De esta manera, se confirma que las rocas dentro de la Formación la Luna y sus miembros son caracterizadas por poseer en su mayoría contenido en calcita y mormorillonita.

Siendo que, el contenido de caolinita en los dos gráficos anteriores no es claro, mediante el uso del cross – plot en contenido de torio vs. potasio expuesto a continuación a través de la **Figura 55**, se observa que este mineral sí está presente dentro de los tipos de roca y se confirma la presencia de clorita y mormorillonita.

Figura 55.

Cross - plot en contenido de potasio (POTA) vs. contenido de torio (Th_K).



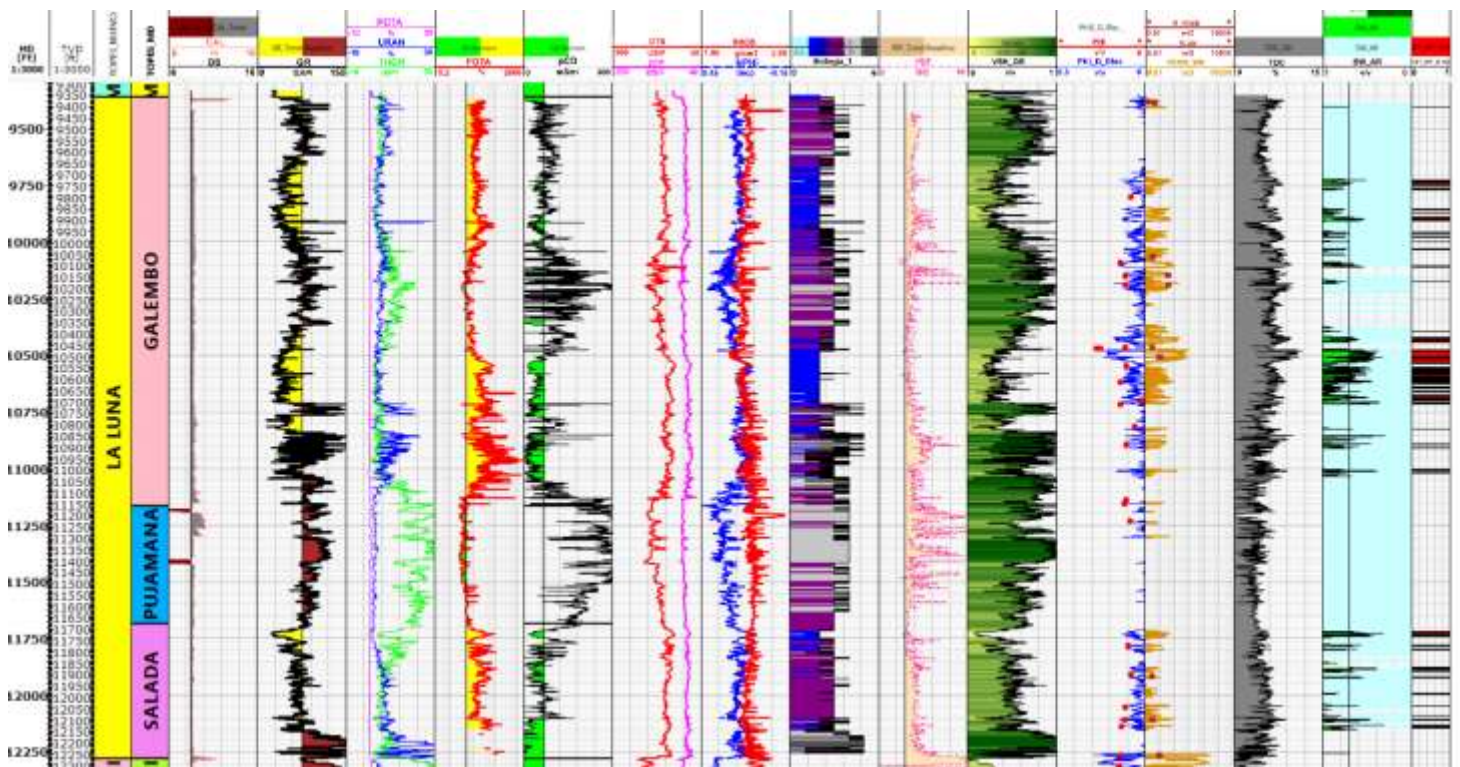
Nota: A través de la revisión de este gráfico, debe señalarse que la caliza radioactiva predomina hacia la línea del contenido total de caolinita y minerales pesados leídos por el torio (apatito).

7.2.2 Modelo petrofísico

Una vez definido el modelo litológico se calcularon propiedades petrofísicas de la formación, como: volumen de arcillas, modelo de porosidad, modelo de permeabilidad, modelo de saturación de agua, que permitan finalmente determinar el cálculo de arena neta petrolífera. El modelo realizado para los miembros de la formación la luna, se puede evidenciar en la **Figura 57**:

Figura 57.

Modelo petrofísico realizado para la Formación la Luna en el Pozo UIS - 1.





ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



7.2.2.1 Modelo de arcillosidad (V_{shale}).

El primer parámetro que debe ser calculado dentro de un modelo petrofísico es la arcillosidad (V_{shale}). Este usualmente es calculado a través del método lineal o el índice de gamma – ray (IGR), el cual consiste en tomar como variable independiente el valor del registro a diferentes profundidades mientras se rectifica tanto el valor máximo (GR_{max}) y el mínimo (GR_{min}) de cada zona dentro de la formación (Larionov, 1969; Steiber, 1970; Clavier, 1971; Azeem *et al.*, 2017). La ecuación 20 ilustrada, fue establecida por el modelo de Schlumberger (1964) a fin de determinar el IGR . Esta se expone a continuación:

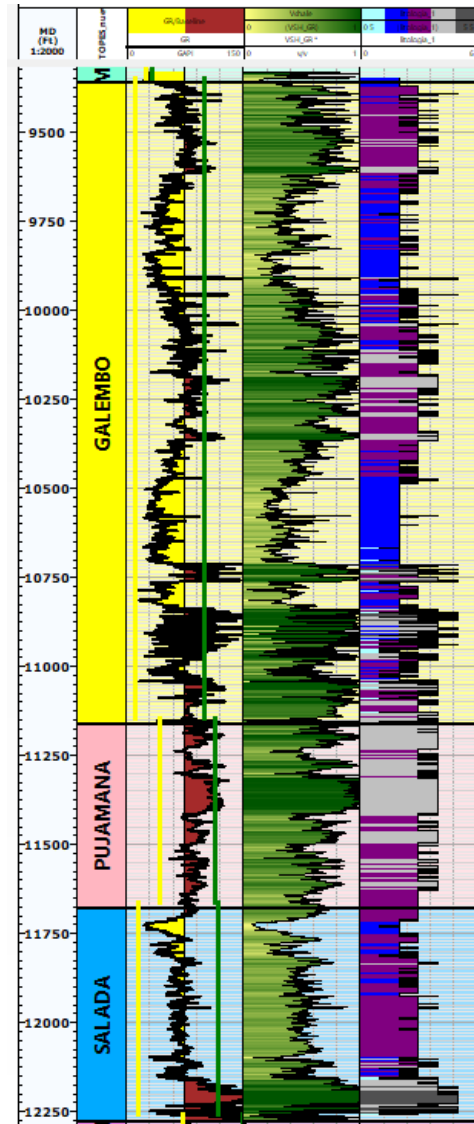
$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (20)$$

A pesar de que la relación anterior indique hacer uso de los valores mínimos y máximos de gamma – ray, esto, puede ocasionar que se subestime o sobrestime la formación. Siendo así se puede decir que este modelo favorece el cálculo de un punto dentro de un intervalo de arena, más no está indicada para dirigirse a una formación entera creada a partir de mil de años de depositación. En otras palabras, las lecturas mínimos y máximas refieren los eventos puntuales de la depositación, pero no una tendencia de la misma; entonces, el hecho de condicionar la historia depositacional a un punto, geológicamente es complejo.

Lo que se indica ante el modelo petrofísico para el pozo UIS – 1 perteneciente a la Formación La Luna y sus miembros, es estimar la tendencia general de la formación y sus máximos o mínimos.

Figura 58.

Modelo de arcillosidad calculado para la Formación La Luna y sus miembros.



Nota: A partir de la **Figura 58**, al comparar el volumen de arcillosidad (V_{shale}) junto con la curva generada para los tipos de roca, se evidencian altos volúmenes de arcillas o fino granulares contenidos en el Miembro Pujamana, inhibiéndola a poseer una estratificación potencial a ser fracturada ácidamente.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Esto concuerda con lo indicado por [Rengifo & Calderón \(2015\)](#), quienes, descartaron al miembro Pujamana como zona de interés, debido al alto contenido de arcilla y bajo índice en el contenido orgánico total (TOC).

Ahora bien, a través del mismo análisis se puede indicar que Galembo y Salada son miembros prospectos a ser fracturar debido a sus rangos aceptables en arcillas, reflejando la presencia del tipo de roca 1 relacionada a caliza porosa.

7.2.2.2 Modelo de porosidad.

El cálculo de la porosidad total y efectiva es llevado a cabo mediante el modelo planteado por [Schmidt *et al.*, \(1971\)](#), que relaciona tanto el V_{shale} como la curva de Bulk Density.

7.2.2.2.1 Porosidad Total.

La porosidad total corresponde a la capacidad de almacenamiento que posee el yacimiento, tanto de los poros que se encuentran conectados entre sí como los que no.

Siendo así, a través de del histograma de la densidad de matriz aparente, se midió el promedio de esta variable para cada miembro de la formación. Cabe resaltar que la densidad de grano o de matriz, es aquella que no contiene fluidos ni porosidad.

Tabla 17.

Densidad de matriz de los miembros de la formación la luna.

Miembro	$RHO \frac{g}{cm^3}$
Galembo	2,51
Pujamana	2,60
Salada	2.58



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Cabe señalarse, que, según la bibliografía estudiada, los valores de porosidad total en las calizas son atribuidos principalmente a la evolución termal de la materia orgánica (Zhang *et al.*, 2020).

7.2.2.2.2 Porosidad Efectiva.

La porosidad efectiva corresponde al volumen de poros interconectados que se encuentran dentro de un yacimiento.

Los rangos de porosidad efectiva para cada tipo de roca contenida en la formación se pueden resumir mediante la tabla:

Tabla 18.

Porosidades efectivas asociadas a los tipos de roca de la Formación La Luna.

Clasificación	Litología	Porosidad efectiva
1	Caliza porosa	0 – 15.86%
2	Caliza masiva	0 – 2.87%
3	Caliza radioactiva / fosforita	0 – 10.38%
4	Shale calcáreo	0 – 9.05%
5	Hot shale	0 – 6.59%

Tal y como se ha mencionado, los yacimientos no convencionales asociados a calizas cuentan con porosidades efectivas bajas a muy bajas en alrededor del 1% o menos, hasta valores relativamente altos, entre el 10% y el 30%, dependiendo de la cementación y compactación de la roca. (Zhang *et al.*, 2020).

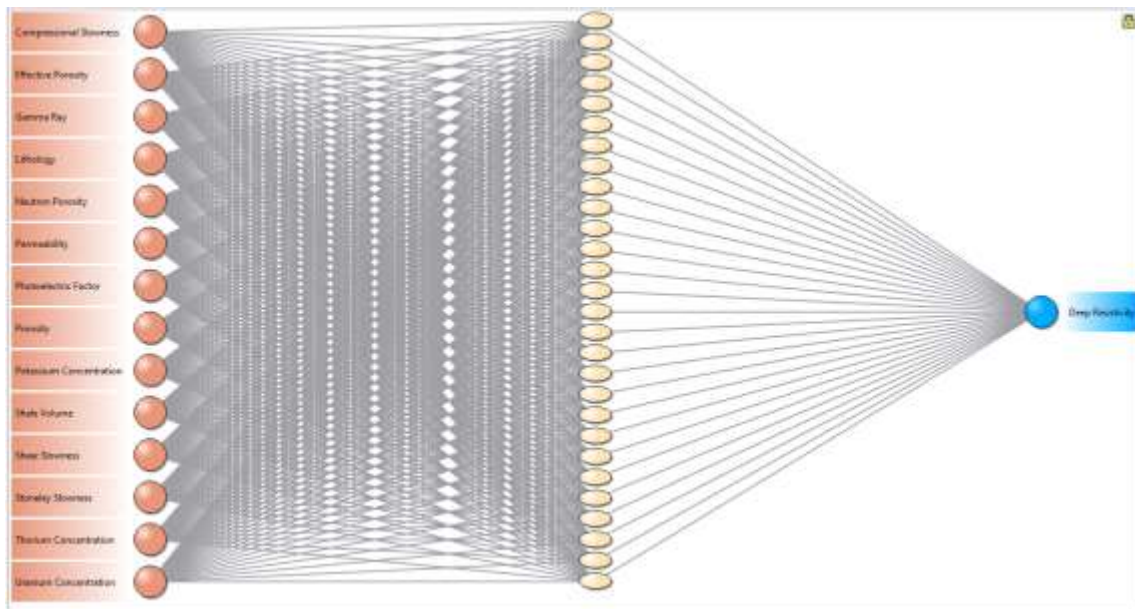
7.2.2.3 Modelo de saturación de agua (S_w).

En vista que el principal objetivo de un estudio petrofísico consiste en la identificación de zonas que posean hidrocarburos almacenados dentro los poros de la roca, es de suma relevancia entender el hecho que dentro de dichos espacios porales del volumen contienen hidrocarburos y agua connata.

El cálculo de la saturación se realiza a través del modelo planteado por Archie (1952) Schmidt *et al.*, (1971), en función de la porosidad efectiva y la resistividad tanto total como la del agua para cada formación.

Figura 59.

Red neuronal implementada para el cálculo del registro de resistividad de la formación (R_t).

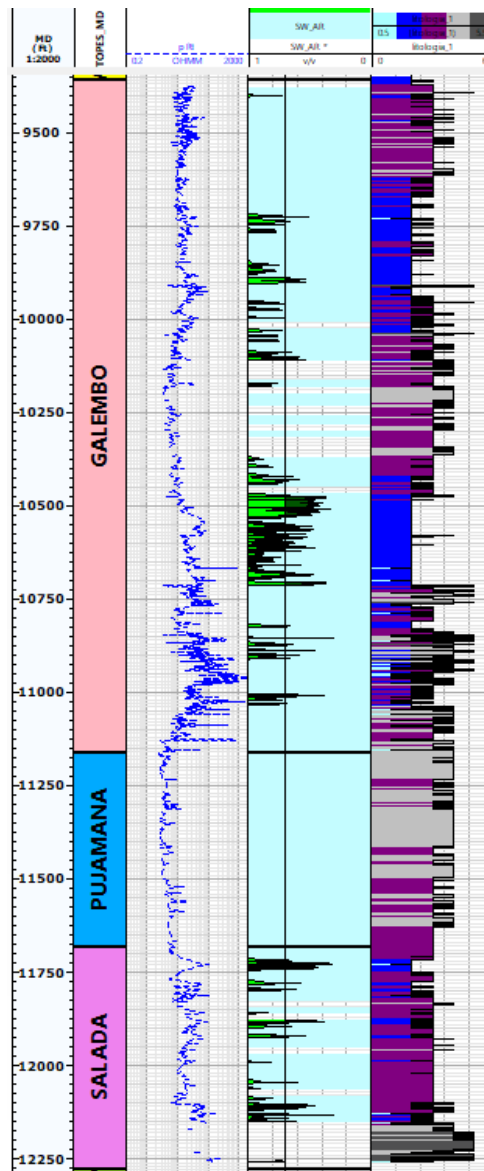


Nota: Teniendo en cuenta que no se poseía el registro completo de la resistividad profunda (R_t) para la formación, se hizo uso de una red neuronal basada en el modelo cuantitativo de variables conocidas.

Figura 60.

Modelo de saturación de agua para la Formación La Luna.

Cuando en los poros no solo existe la presencia de fluidos sino también de minerales arcillosos, se produce una diferencia de cargas iónicas, que llegan a alterar la conductividad y los cálculos básicos para determinar la saturación de agua se ven afectados.





ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Nota: Mediante el modelo de la saturación de agua, la **Figura 60** verifica que el Miembro Pujamana, posee una saturación de agua de 100%, confirmando que esta clasificación de rocas no posee potencial a ser fracturada ácidamente.

Esto, debido a que se evidencian zonas impregnadas con hidrocarburos que normalmente se comportan de forma resistiva, como si fueran altamente conductivas y llenas de agua (Archie, 1952; Simandoux, 1963; Waxman & Smits, 1968; Poupon & Leveaux, 1971; Clavier *et al.*, 1977).

La relación de Archie (1952) usada para el cálculo de la saturación de agua se puede indicar a continuación mediante la **ecuación 21**.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t}} \quad (21)$$

7.2.2.4 Modelo de la permeabilidad.

La permeabilidad de un yacimiento está definida como la capacidad de flujo que pueden tener los fluidos a través del medio poroso, relacionada al tamaño y forma que posea el almacén de la roca, siendo usualmente mayor su valor cuando aumenta el tamaño y esfericidad de los granos (Serra, 1984; Ellis & Singer, 2008; Tiab & Donaldson, 2012; McPhee *et al.*, 2015; Cannon, 2016).

Si se desea cuantificar la permeabilidad en un yacimiento, existe la aproximación empírica del modelo Wyllie – Rose, el cual implementa la curva de porosidad total hallada anteriormente, la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y la permeabilidad efectiva al agua (K_w).

De este modo, los valores de permeabilidad registrados para la Formación La Luna, se pueden ilustrar mediante la siguiente tabla:

Tabla 19.

Permeabilidades asociadas a los tipos de roca de la Formación La Luna.

Clasificación	Litología	Permeabilidad
1	Caliza porosa	< 11.44 mD
2	Caliza masiva	< 0.006 mD
3	Caliza radioactiva / fosforita	< 1.77 mD
4	Shale calcáreo	< 0.97 mD
5	Hot shale	< 0.24 mD

Nota: Estos valores fueron leídos a través del histograma generado para la curva de permeabilidad calculada durante este modelo petrofísico.

7.2.3 Geoquímica

7.2.3.1 TOC.

El cálculo de TOC relaciona el uso de variables de entrada o cut off como la curva de bulk density, resistividad de la formación, el registro sísmico por onda P, neutrón y la concentración de uranio.

Se evidencia una cierta tendencia en lecturas bajas relacionadas al TOC con respecto al comportamiento del contenido de torio del Miembro Pujamana, es decir, en esta zona al aumentar el contenido de gamma ray espectral en torio disminuye el contenido de materia orgánica total (TOC) en el miembro.

Caso contrario se presenta en el Miembro Galembó y Salado, donde, al haber mayor contenido de uranio dentro de estas, aumenta el TOC. Esto debido a que la materia orgánica es rica en Uranio, entonces, donde aumenta el TOC debería aumentar el uranio.

En relación con los valores registrados para esta variable, se obtiene que el miembro Galembo registra de hasta 11.77%, mientras que Pujamana y Salada alcanzan 7.1% y 8.77% respectivamente.

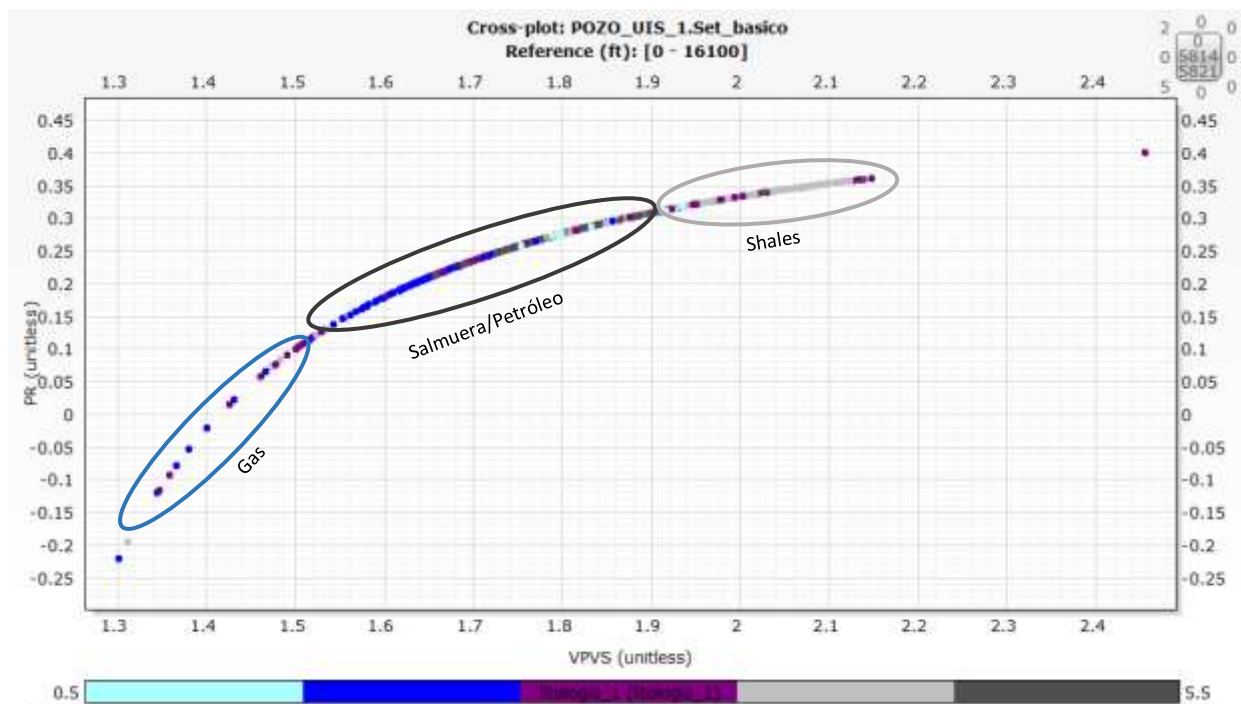
7.2.4 Física de rocas

7.2.4.1 Relación de Poisson (PR).

Los shales de la formación La Luna poseen una relación de Poisson relativamente alta en comparación con otras rocas sedimentarias, como las calizas. Lo anterior, puede ser evidenciado mediante la siguiente **Figura 61**:

Figura 61.

Cross - plot de velocidad del sónico onda P y S (VPVS) vs. el comportamiento del radio de Poisson (PR).

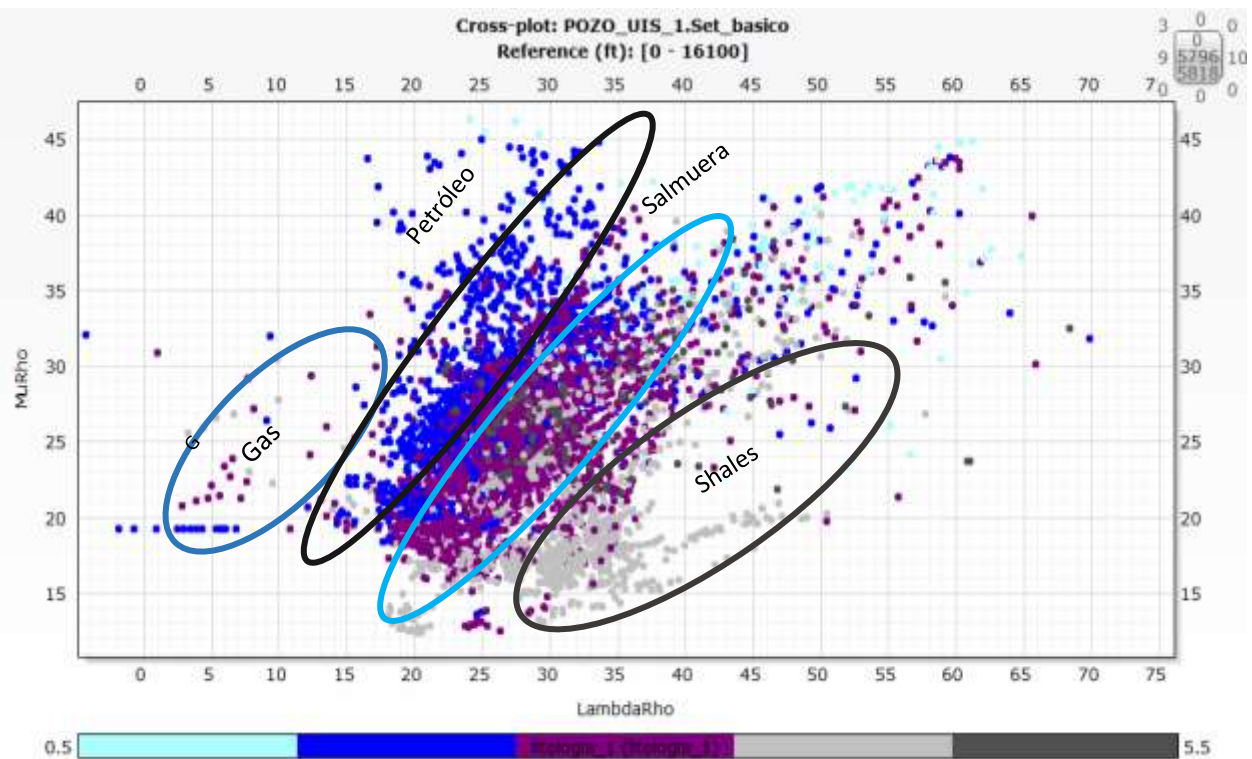


Nota: Así mismo, mediante el gráfico de la Velocidad del sónico onda P y S contra el comportamiento del radio de Poisson, se pueden evidenciar zonas de gas, salmuera o petróleo y shales dentro de la Formación La Luna.

Esto se debe principalmente al contenido de arcillas, que, al ser en su mayoría filossilicatos, forman estructuras laminares en la roca, generando baja rigidez y alta ductilidad. Caso contrario sucede con las calizas, que, debido a su cementación y contenido de carbonatos, presentan bajos valores de Relación de Poisson, es decir, son más rígidas.

Figura 62.

Cross plot del comportamiento LambdaRho vs. MuRHO.



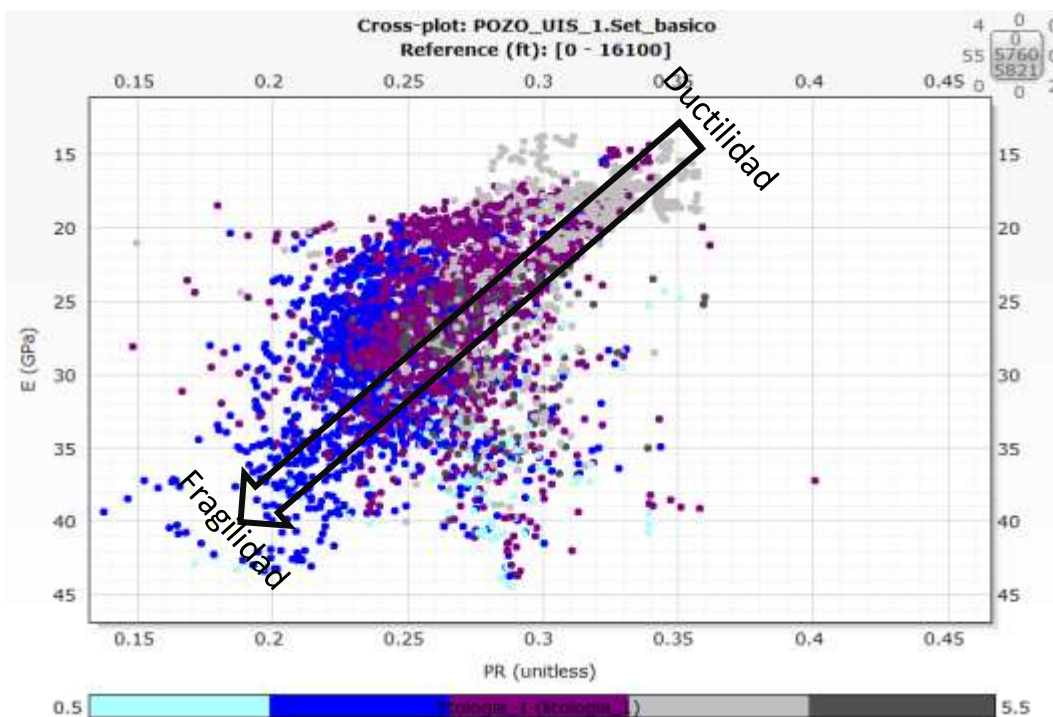
Nota: De igual manera, a través del **Figura 62** del comportamiento LambdaRho vs. MuRHO, expuesto anteriormente, se pueden evidenciar las zonas de gas, salmuera o petróleo y shales dentro de la Formación La Luna.

7.2.4.2 Módulo de Young (E).

El módulo de Young es una propiedad mecánica que describe la rigidez de un material, el cual es más bajo en los shales con alto contenido en arcillas y limolitas, que en rocas siliciclásticas o calcáreas. Los shales calcáreos de la formación La Luna tienden a tener alto contenido de arcillas como la montmorillonita, por lo que su módulo de Young disminuye.

Figura 63.

Cross - plot de la relación de Poisson (PR) vs módulo de Young (E)



Nota: Como se puede observar en el **Figura 63** anterior, la relación de entre el Módulo de Young vs. la Relación de Poisson, las calizas tienen un comportamiento inversamente proporcional a medida que aumenta la relación de Poisson, lo que indica valores elevados de Young, es decir, cuentan con índices de fragilidad más altos que las demás litologías de estas la formación.

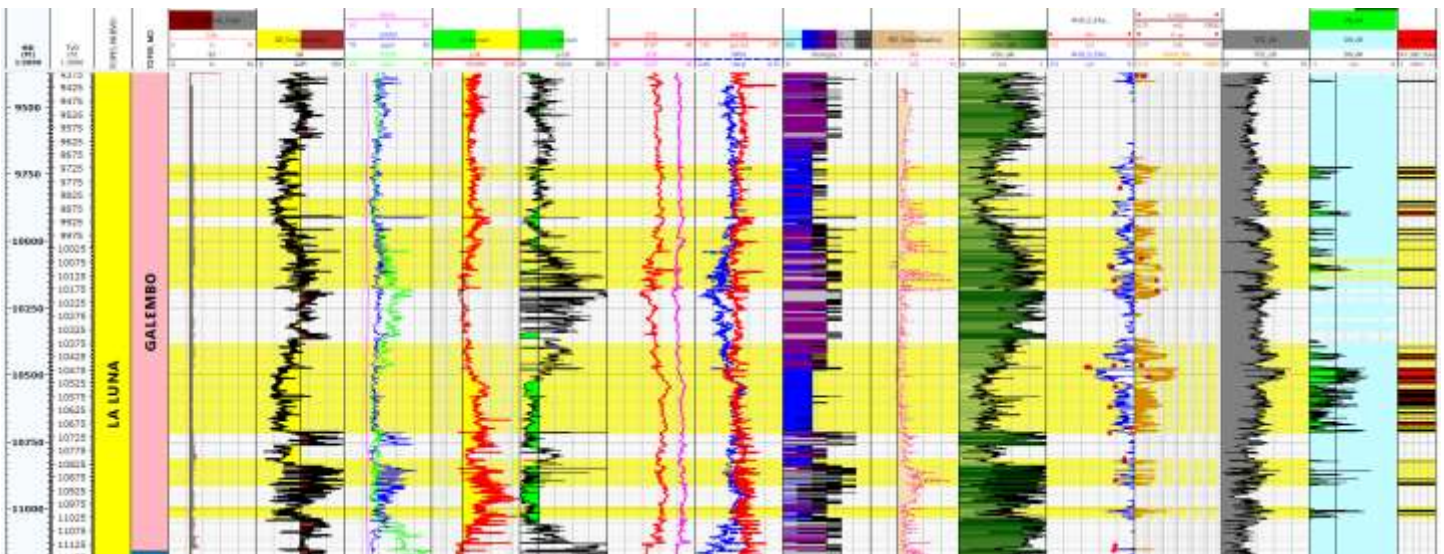
Los límites de ductilidad se encuentran en las zonas de relación de Poisson superiores a 0.35 y con Módulo de Young inferior a $5.802 \times 10^6 \text{psi}$ (40 GPa), tal y como se puede observar en la figura (Grieser, 2007; Rickman *et al.*, 2008). Siendo así, en caso contrario, los valores de relación de Poisson inferiores a 0.35 y superiores a $5.802 \times 10^6 \text{psi}$ (40 GPa) de Módulo de Young, representan la zona de fragilidad.

7.2.5 Net Pay

El net pay refiere el espesor real de un yacimiento capaz de producir hidrocarburos, ya sean líquidos o gaseosos.

Figura 64.

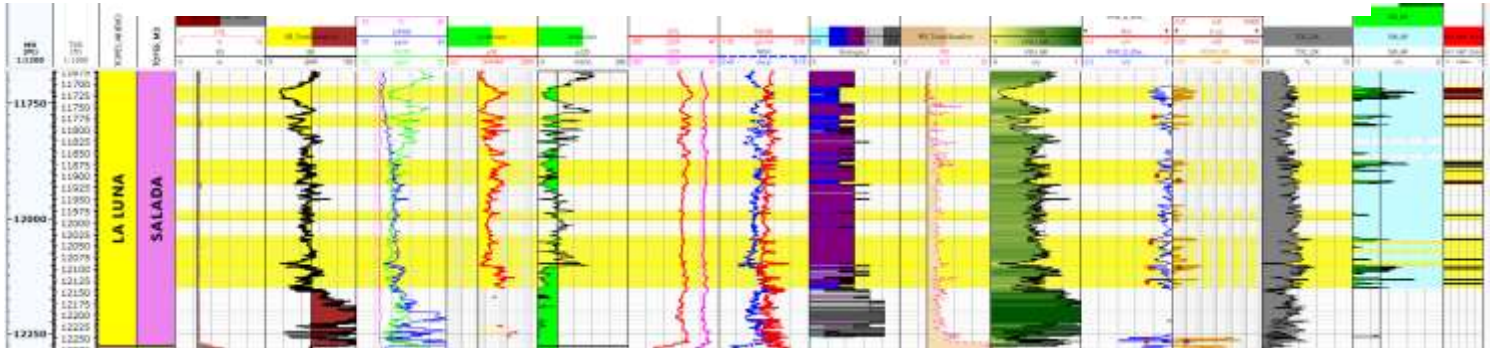
Net pay calculado en el miembro Galembo de la Formación La Luna.



Nota: Las figura evidencia la arena neta petrolífera calculada para el miembro Galembo de la Formación la Luna para el Pozo UIS – 1.

Figura 65.

Net pay calculado en el miembro Salada de la Formación La Luna.



Nota: Las figura evidencia la arena neta petrolífera calculada para el miembro Salada de la Formación la Luna para el Pozo UIS – 1.

El método implementado para el cálculo del Net pay en el miembro Pujamana, no arroja lectura alguna, debido a que este presenta un elevado contenido de arcilla y nivel de saturación de agua.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



8. Análisis de los resultados

A partir de las pruebas realizadas en el laboratorio, se determinó que existe gran afinidad del ácido clorhídrico al contacto con rocas sedimentarias de origen carbonatado, ofreciendo un voto de confianza para realizar un modelo petrofísico enfocado al yacimiento no convencional de origen carbonatado que hace contacto con el Pozo UIS – 1 localizado en la Formación La Luna.

Esta integración de datos de afloramientos y pozo se realizó debido a la brecha del conocimiento identificada con respecto a la carencia de una metodología que pudiese indicar posibles distribuciones litológicas o zonas potencialmente candidatas a ser fracturadas de manera ácida en la locación del estudio.

Siendo así, dentro del marco de la integración de datos por registros de pozo, el net pay se presenta principalmente en las calizas, puesto que son las litologías que presentan mejor calidad en cuanto a porosidad total, contenido de TOC y fragilidad, debido al contenido de cementos calcáreos en su matriz, los cuales les dan propiedades frágiles.

A partir del modelo que cubre el cálculo del net pay para las calizas en los miembros de la Formación La Luna expuestos anteriormente, se pudieron definir tres percentiles:

Tabla 20.

Percentiles de espesores en Net Pay para las Formaciones La Luna.

Percentil (ft)	Miembro Galembó	Miembro Salada
P 90	179	41
P 50	160	30
P 10	128	18



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Nota: El percentil P90, indica que existe un 10% en probabilidad de encontrar una arena petrolífera que pueda ser fracturada óptimamente de acuerdo con las condiciones que se buscan. Por otro lado, el P50 establece que existe un 50% de probabilidad de encontrar estas mismas. Siendo así, el percentil P10, indica que el 90% en probabilidad es satisfactorio en encontrar un espesor de caliza que pueda ser sometido a fracturas acidas.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos anteriormente sobre el modelo petrofísico de la Formación la Luna, se puede decir que el miembro Galembó posee un buen espesor de arena petrolífera cercana a 128 ft, que, junto con su calidad en cuanto a porosidad total, TOC y fragilidad, le permiten ser el mejor candidato para implementar la técnica por fracturamiento ácido.

Dentro de este marco de ideas, se puede decir que la arena petrolífera en la que se pretende implementar el diseño de una fractura se encuentra en un rango de profundidad entre 10480 – 10530 ft.

8.1 Diseño de un proyecto de fracturamiento ácido

“El diseño de un tratamiento por fracturamiento ácido es exclusivo para un determinado pozo y no debe ser aplicado a otro, pues el éxito logrado en el primero muy probablemente no se repetirá en el segundo. Para esto, se requiere de un conocimiento detallado de la geología del yacimiento específico, su mecanismo de producción y características de los fluidos de yacimiento” [Economides \(1987\)](#).

En función de diseñar un análisis petrográfico exitoso en el miembro Galembó de la Fm. Luna, se hace necesario considerar ciertos parámetros basados en el cálculo de la distancia de penetración del ácido, tales como:



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



La arena objetivo se encuentra a una profundidad de 10480 *ft*, esta formación tiene una conductividad, (*Kh*) de 25 *mD * ft* con un espesor neto de intervalo (*hn*) de 50 *ft*. Así mismo, el pozo produce un aceite con una viscosidad de 0.5 *cP* a temperatura de yacimiento en el orden de 200 ° *F*.

El tratamiento se diseña utilizando un fluido viscoso ficticio “X” como fluido de colchón, que a condiciones de yacimiento podría presentar una viscosidad alrededor de 60 *cP* a durante el flujo a lo largo de la fractura y que será bombeado a 10 *bbbl/min* sin sobrepasar la presión de superficie permisible de 5000 *psi*.

El fluido “X” contiene un aditivo de pérdida de fluido a una concentración de 20 *libras/1000 galón*, para reducir la pérdida de fluido a la formación. El tratamiento se realizará con ácido clorhídrico al 15% en concentración, que contiene 50 *libras* de polímero poliacrilamida por cada 1000 *gal* de ácido. También supondremos que este ácido puede ser bombeado a una velocidad máxima de 10 *bbbl/min*. Las pruebas de laboratorio muestran para la temperatura esperada del ácido la viscosidad promedio será de 1.2 *cP*. Las pruebas también demuestran que la viscosidad del ácido después de que éste reacciona dentro de la formación es de 1.7 *cP*. Otras propiedades de los fluidos se evidencian en las siguientes tablas.

Siendo así, se ilustran los datos de entrada necesario para diseñar el tratamiento de campo que podría realizarse en el Pozo UIS – 1 que pertenece a la Formación La Luna, a fin de predecir la geometría de fractura (longitud y espesor).

Tabla 21.

Parámetros de la formación necesarios para la realización del diseño.

Parámetro	Valor	Unidad
Altura vertical de la formación total (h_g)	50	ft
Altura vertical de la formación neta (h_n)	50	ft
Conductividad de formación (k_{fm})	25	mD * ft
Módulo de Young de la formación (E)	6,45E+06	psi
Gradiente de fractura (Gf)	0,7	ft/psi
Permeabilidad (k)	0,5	mD
Porosidad (ϕ)	0,10	
Relación de Poisson (PR)	0,25	
Profundidad (TVD)	10480	ft

Se convierten las unidades del siguiente parámetro:

$$E = 6.45 \times 10^6 \text{ psi} * 4.63 \times 10^3 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{lb}/\text{in}^2 * \text{seg}^2} * \frac{(60)^2 \text{seg}^2}{\text{min}^2} = 1.075 \times 10^{14} \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}^2}$$

Tabla 22.

Propiedades de los fluidos del yacimiento necesarios para la realización del diseño.

Parámetro	Valor	Unidad
Viscosidad (μ)	0,5	cP
Densidad (ρ)	52	lb/gal
Compresibilidad	0,0001	psi ⁻¹
Temperatura de yacimiento (T)	200	°F
Presión el yacimiento (P_{yac})	2500	psi
Área de drenaje (A)	40	acres



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Radio del pozo (r_w)	0,5	<i>ft</i>
--------------------------	-----	-----------

Tabla 23.

Parámetros de tratamiento para fluido de colchón "X" necesarios para la realización del diseño.

Parámetro	Valor	Unidad
Tasa de inyección (i)	10	<i>bbl/min</i>
Viscosidad del fluido (μ)	60	<i>cP</i>
Coeficiente de pérdida de todos los fluidos (C)	0,002	<i>ft/min^{1/2}</i>
Temperatura a la que los fluidos entran a la fractura	150	<i>°F</i>
Concentración del aditivo de pérdida de fluido	0,02	<i>lb/gal</i>
Volumen de chorro (Vspt)	0,007	<i>gal/ft²</i>
Volumen de chorro (Vspt)	0,000935	<i>ft³/ft²</i>

Se convierten las unidades de los siguientes parámetros:

$$i = 10 \frac{\text{bbl}}{\text{min}} * \frac{1 \text{ ft}^3}{0.17811 \text{ bbl}} = 56.145 \frac{\text{ft}^3}{\text{min}}$$

$$\mu = 60 \text{ cp} * 0.001 \frac{\text{kg}}{\text{m} * \text{s}} * \frac{0.3048 \text{ m}}{1 \text{ ft}} * \frac{2 \text{ lb}}{1 \text{ kg}} * \frac{60 \text{ s}}{1 \text{ min}} = 2.1945 \frac{\text{lb}}{\text{ft} * \text{min}}$$



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Tabla 24.

Parámetros de tratamiento para el fluido ácido necesarios para la realización del diseño.

Parámetro	Valor	Unidad
Gasto de inyección del ácido	10	<i>bbl/min</i>
Viscosidad promedio del ácido clorhídrico al 15% (conteniendo 50 lb/1000 gal de poliacrilamida) durante el flujo dentro de la fractura (a 175 °F)	1,2	<i>cP</i>
Viscosidad del ácido cuando ya ha reaccionado (200 °F)	1,7	<i>cP</i>
Densidad del ácido clorhídrico al 15% (conteniendo 50 lb/1000 gal de poliacrilamida)	71,1	<i>lb/gal</i>
Volumen de chorro, V_{spt}	0,000935	ft^3/ft^2
Coefficiente de pérdida de fluido, (sin aditivo de pérdida de fluido)	0,007	$ft/min^{1/2}$
Coefficiente de pérdida de fluido, (con aditivo de pérdida de fluido)	0,002	$ft/min^{1/2}$

Nota. Los valores relacionados a cada parámetro de tratamiento fueron indicados por la consulta a expertos en el área de fracturamiento ácido.

8.1.1 Geometría de la fractura

Para predecir la geometría de la fractura dinámica creada por la inyección del fluido de colchón, se hace uso del procedimiento propuesto por [Geertsma y Klerk \(2007\)](#). Este modelo simultáneamente resuelve ecuaciones que relacionan la relación de la amplitud de la fractura, la longitud de sus alas y la longitud de la fractura con las propiedades de la formación y el fluido fracturante.

Estos parámetros están definidos bajo las siguientes ecuaciones ilustradas a continuación:

$$K_L = \frac{CLh}{i\sqrt{t}} \quad (22) \qquad K_S = \frac{C\sqrt{t}}{V_{spt}} \quad (24)$$

$$K_u = \frac{C\sqrt{t}}{W_w} \quad (23) \qquad K_{nL} = 21.8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right) \quad (25)$$

Donde los términos corresponden a los siguientes grupos adimensionales:

- C : Coeficiente de pérdida total de fluidos.
- E : Módulo de Young de la formación.
- h : Altura de la fractura.
- i : Gasto de inyección.
- t : Tiempo total de la inyección de fluidos.
- V_{spt} : Volumen de chorro, definido como el volumen de fluido por unidad de área que se pierde cuando se crea una nueva fractura en la zona del yacimiento.
- W_w : Espesor de la fractura en el pozo.
- μ : Viscosidad del fluido de fracturamiento a la temperatura existente durante el flujo a lo largo de la fractura.

Siendo así, en esta fase del procedimiento, se sustituyen los valores en las **ecuaciones 24** y **25** expuestas anteriormente y se igualan en función del tiempo (t).

$$K_S = \frac{C\sqrt{t}}{V_{spt}} = \frac{0.002 \text{ ft} / \text{min}^{1/2} * \sqrt{t}}{0.000935 \text{ ft}^3 / \text{ft}^2}$$

$$K_S = 2.13904 * \sqrt{t}$$



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



$$K_{nL} = 21.8 \left(\frac{i}{hC^2} \right)^3 \left(\frac{\mu}{Et} \right)$$

$$K_{nL} = 21.8 \left(\frac{56.145 \frac{ft^3}{min}}{50 ft \left(0.002 \frac{ft}{min^{1/2}} \right)^2} \right)^3 \left(\frac{2.1945 \frac{lb}{ft * min}}{1.075 \times 10^{14} \frac{lb}{ft * min^2} * t} \right)$$

$$K_{nL} = \frac{9845.2531}{t}$$

Seguido, se reemplazan ciertos intervalos de tiempo en las **ecuaciones 24 y 25**, obteniendo los siguientes valores, donde al reemplazarlos en la **Figura 66**, se obtienen la magnitud para las **ecuaciones 22 y 23**.

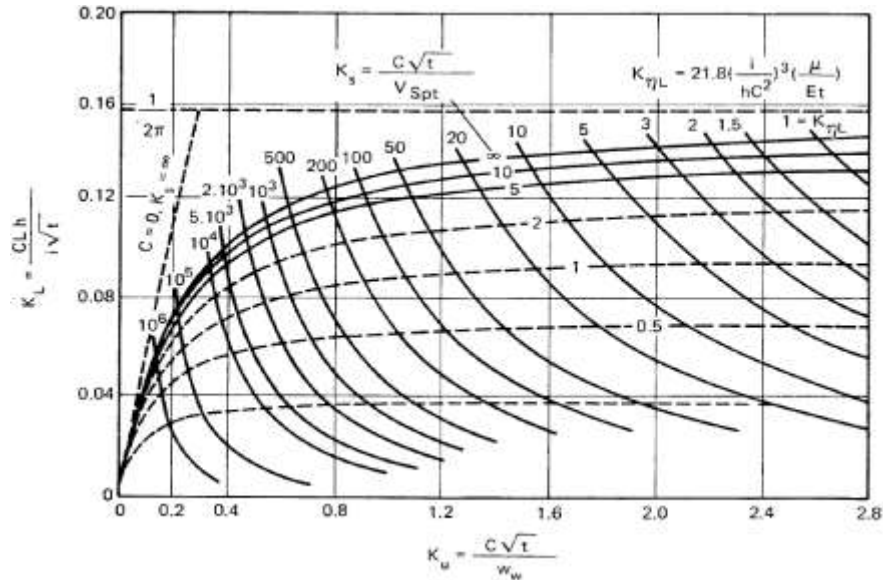
Tabla 25.

Cálculos para el desarrollo de la geometría de la fractura.

Tiempo (min)	K_s	K_{nL}	KL	Ku
15	8,284	656,318	0,108	0,58
30	11,716	328,159	0,116	0,7
45	14,349	218,773	0,12	0,75
60	16,569	164,080	0,123	0,81

Figura 66.

Cartas de diseño para fracturas verticales según el modelo propuesto por Geertsma y de Klerk.



Nota: Esta gráfica relaciona la amplitud adimensional de la fractura (K_u) con los tres parámetros adimensionales. Tomado y modificado de: *Apuntes de estimulación de pozos*, por F. Garaicochea, 2007, FI/DICT/85-019, Universidad Nacional Autónoma de México.

Se utilizan las **ecuaciones 22 y 23**, de las cuales se despeja L y W_w para obtener la longitud y espesor de la fractura respectivamente.

$$K_L = \frac{CLh}{i\sqrt{t}} \rightarrow L = K_L \frac{i\sqrt{t}}{Ch}$$

$$L = K_L \frac{56.145 \frac{ft^3}{min} \sqrt{t}}{0.002 \frac{ft}{min^{1/2}} * 50 ft}$$

$$L = 561.45 K_L \sqrt{t}$$

$$K_u = \frac{C\sqrt{t}}{W_w} \rightarrow W_w = \frac{C\sqrt{t}}{K_u}$$

$$W_w = \frac{0.002 \text{ ft} / \text{min}^{1/2} * \sqrt{t}}{K_u} = 0.002 \frac{\sqrt{t}}{K_u} \text{ ft} * 12 \frac{\text{in}}{\text{ft}} = 0.024 \frac{\sqrt{t}}{K_u} \text{ in}$$

En relación con los cálculos anteriores, el espesor promedio relacionado con el ancho de la fractura se calcula a través de la **ecuación 26**, expresada a continuación:

$$\bar{W} = \frac{\pi * W_w}{4} \quad (26)$$

Los resultados para esta fase de la metodología se pueden resumir mediante la siguiente tabla, donde, se evidencia de igual manera los cálculos inicialmente hallados y que poseen relación:

Tabla 26.

Resultados obtenidos durante el procedimiento de la geometría de la fractura con los datos iniciales del fluido de colchón.

Tiempo (min)	<i>Ks</i>	<i>KnL</i>	<i>KL</i>	<i>Ku</i>	L (ft)	<i>W_w</i> (in)	\bar{W} (in)	\bar{W} (ft)
15	8,284	656,318	0,108	0,58	234,238	0,160	0,126	0,0105
30	11,716	328,159	0,116	0,7	355,801	0,188	0,147	0,0123
45	14,349	218,773	0,12	0,75	450,791	0,215	0,169	0,0140
60	16,569	164,080	0,123	0,81	533,542	0,230	0,180	0,0150

Nota: Estos cálculos se realizaron en función a las variables y magnitudes de los parámetros de tratamiento para fluido de colchón "X" expresados en la **Tabla 26**.

El mismo procedimiento seguido hasta el momento, se realiza nuevamente pero ahora con respecto a los parámetros de tratamiento para fluido ácido ilustrados en la **Tabla 27**.

Tabla 27.

Resultados obtenidos durante el procedimiento de la geometría de la fractura con los datos iniciales del fluido ácido.

Tiempo (min)	Ks	KnL	KL	Ku	L (ft)	W_w (in)	\bar{W} (in)	\bar{W} (ft)
15	28,996	0,010	0,14	2,7	86,980	0,034	0,027	0,0023
30	41,006	0,005	0,145	2,8	127,401	0,047	0,037	0,0031
45	50,222	0,003	0,15	2,8	161,414	0,057	0,045	0,0038
60	57,991	0,003	0,152	2,8	188,870	0,066	0,052	0,0043

Al resumir los cálculos de las tablas anteriores, se procede a determinar el volumen de la fractura, mediante la siguiente ecuación 27 que se indica seguido:

$$\text{Volumen de la fractura} = 2L * h_g * \bar{W} \quad (27)$$

Donde \bar{W} debe estar en pies y L se multiplica por 2, ya que, es el volumen de ambas alas de la fractura. Cabe resaltar que L es la longitud de solo un cara de la fractura.

Tabla 28.

Resultados finales obtenidos a través de la metodología propuesta para determinar la geometría de fractura.

Longitud de fractura		Espesor promedio de		Volumen de la	
L (ft)		la fractura, \bar{W} (ft)		fractura (ft^3)	
Colchón	Ácido	Colchón	Ácido	Colchón	Ácido
234,238	86,980	0,0105	0,0023	245,596	19,590
355,801	127,401	0,0123	0,0031	437,135	39,131



450,791	161,414	0,0140	0,0038	633,092	60,721
533,542	188,870	0,0150	0,0043	801,135	82,040

Nota: En esta tabla se muestran el volumen de fluido inyectado a un gasto de $10 \text{ bbl}/\text{min}$, en una comparación con el volumen de fractura podemos observar la pérdida excesiva de volumen de fluido en caso del ácido, esto debido principalmente a la ausencia de aditivo de pérdida de fluido para este caso.

8.1.2 Distancia de penetración del ácido

La distancia de penetración a lo largo de la fractura creada por el fluido colchón se determina mediante el modelo desarrollado por [Nierode y Williams \(2007\)](#). Las predicciones se deben hacer para diferentes volúmenes de fluido de colchón y diferentes tasas de inyección de ácido, para así determinar el diseño que maximice los beneficios del tratamiento.

La estimación de la penetración del ácido reactivo en la fractura consiste en los siguientes pasos:

Inicialmente para este diseño, se calculan dos velocidades promedio de pérdida de fluido, la primera suponiendo que el coeficiente de pérdida de fluido del ácido es igual al coeficiente de pérdida de fluido del fluido colchón, estimado con $C = 0.002 \text{ ft}/\text{min}^{1/2}$, para estimar la distancia de penetración máxima del ácido; y, la segunda velocidad promedio de pérdida de fluido se calcula con $C = 0.007 \text{ ft}/\text{min}^{1/2}$ para estimar la distancia de penetración del ácido, suponiendo que no se utiliza un aditivo de pérdida de fluido.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Donde la velocidad promedio de pérdida de fluido a lo largo de la fractura para cada tiempo de interés, mediante la **ecuación 29**:

$$\bar{V}_N = \frac{\pi C}{2\sqrt{t}} \quad (29)$$

En base de cálculo de un tiempo a 15 minutos, se obtiene que:

Tabla 29.

Resultados de la velocidad promedio de pérdida de fluido a una base de cálculo de 15 min.

Tiempo (min)	Velocidad promedio de pérdida de fluido, \bar{V}_N (ft/min)	
	Con aditivo	Sin aditivo
15	0,00081	0,00283

Seguidamente, se calcula el número de Reynolds para el flujo de ácido a través de la fractura, utilizando la **ecuación 30**:

$$N_{Re} = \frac{\rho_{\text{ácido}} q_i}{\mu_{\text{ácido}} h_F} \quad (30)$$

Donde:

- N_{Re} : Número de Reynolds del flujo a través de la fractura.
- q_i : Tasa de inyección (ft^3/min).
- h_F : Altura total previsto de la fractura (ft).
- $\rho_{\text{ácido}}$: Densidad del ácido (lb/gal).

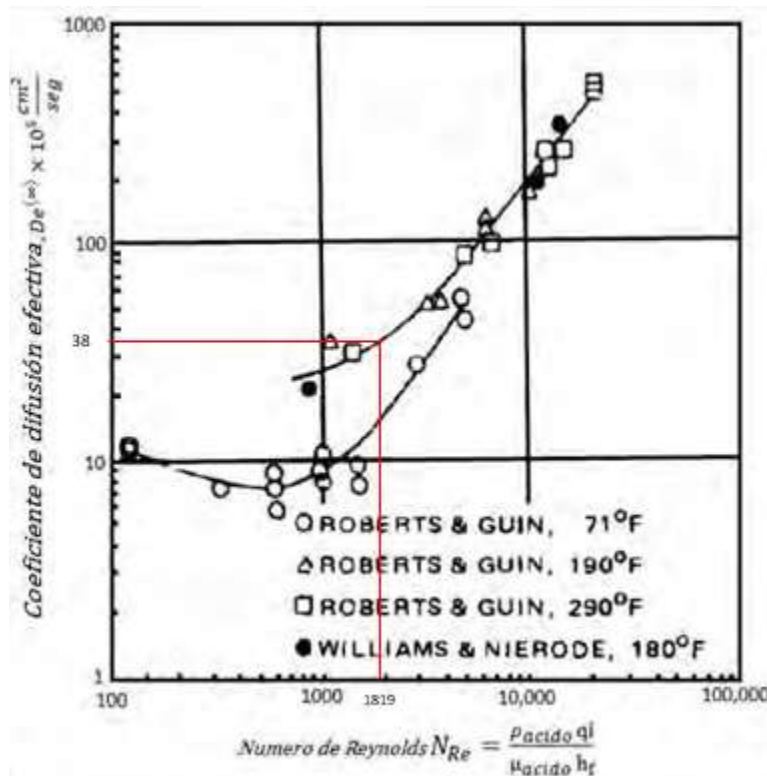
- $\mu_{\text{ácido}}$: Viscosidad del ácido ($lb/ft - min$).

Para esto, inicialmente se convierten algunos los datos de tasa de inyección (i) y la viscosidad de la **Tabla 24** en unidades consistentes. Siendo así, se obtiene que el número de Reynolds es:

$$N_{Re} = \frac{71.1 \text{ lb/gal} * 56.145 \text{ ft}^3/\text{min}}{0,0621 \text{ lb/ft} - \text{min} * 50 \text{ ft}}$$

Figura 67.

Coefficiente de difusión efectiva planteado por el modelo Nierode y William.



$$N_{Re} = 1819,004$$



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Nota: Paso siguiente, se lee el coeficiente de difusión efectiva en relación con el número de Reynolds hallado, a fin de determinar el número de Peclet, mediante la curva de Nierode y Williams Tomado y modificado de: *Apuntes de estimulación de pozos*, por F. Garaicochea, 2007, FI/DICT/85-019, Universidad Nacional Autónoma de México.

De la **Figura 67**, se obtiene el coeficiente de difusión efectiva posee esta magnitud en relación con el número de Reynolds halla con anterioridad a través de la **ecuación 30**:

$$De^{(\infty)} = 38 * 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{seg} * 0,00107639 \text{ ft}^2/\text{cm}^2 * 60 \text{ seg}/\text{min}$$

$$De^{(\infty)} = 2.45 * 10^{-5} \text{ ft}^2/\text{min}$$

Posterior a este proceso, el número de Peclet para el fluido que se pierde a la formación, se puede determinar mediante la **ecuación 31** ilustrada en este apartado:

$$N_{Pe}^* = \frac{\bar{W}V_N}{2De^{(\infty)}} \quad (31)$$

Tabla 30.

Resultados del número de Peclet para el fluido en una base de cálculo de 15 min.

Tiempo (min)	Número de Peclet para el fluido, N_{Pe}^*	
	Con aditivo	Sin aditivo
15	0,1732	0,1302

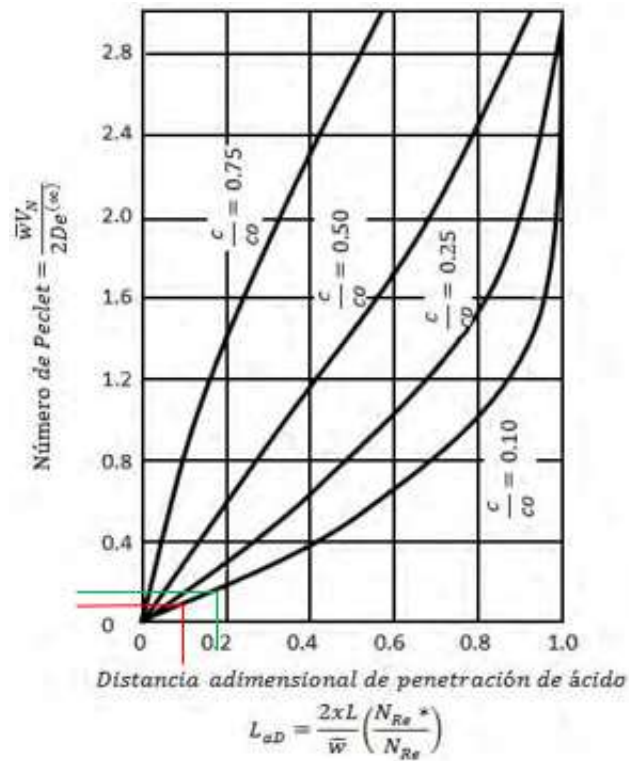
Posteriormente, se leen los valores de la distancia de penetración del ácido dimensiones mediante la **Figura 68**, obteniendo los siguientes resultados:

DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO

L_{aD} con aditivo	0,18
L_{aD} sin aditivo	0,09

Figura 68.

Distancia adimensional de penetración del ácido a lo largo de la fractura.



Nota: La solución simplificada del modelo se puede presentar en forma gráfica, ya que, permite conocer la fracción de la concentración remanente del ácido inyectado. Tomado y modificado de: Apuntes de estimulación de pozos, por F. Garaicocha, 2007, FI/DICT/85-019, Universidad Nacional Autónoma de México.

Siguiendo con la metodología para el desarrollo de este modelo, se debe calcular el número de Reynolds para pérdida de fluidos mediante la **ecuación 32**, así:



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



$$N_{Re}^* = \frac{2\bar{W}V_N\rho_{\text{ácido gastado}}}{\mu_{\text{ácido gastado}}} \quad (32)$$

Donde:

- N_{Re}^* : Número de Reynolds para pérdida de fluidos.
- \bar{W} : Espesor promedio de la fractura (*ft*).
- V_N : velocidad promedio de pérdida de fluido a través de las caras de la fractura (*ft/min*).
- $\rho_{\text{ácido gastado}}$: Densidad del ácido gastado (*lb/gal*).
- $\mu_{\text{ácido gastado}}$: Viscosidad del ácido gastado (*lb/ft - min*).

Tabla 31.

Resultados para el número de Reynolds del fluido que se pierde a la formación en una base de cálculo de 15 min.

Tiempo (min)	Número de Reynolds, N_{Re}^*	
	Con aditivo	Sin aditivo
15	0,01945	0,01462

Calcular la distancia de penetración del ácido (xL), a partir de la distancia adimensional mediante la **ecuación 33**:

$$L_{aD} = \frac{2 * xL}{\bar{W}} \left(\frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \right) \quad (33)$$

Despejando la variable, se obtiene la **ecuación 34**:

$$xL = \frac{2 * L_{aD}}{\bar{W}} \left(\frac{N_{Re}^*}{N_{Re}} \right) \quad (34)$$

Tabla 32.

Resultados para la distancia de penetración del ácido en una base de cálculo de 15 min.

Tiempo (min)	Distancia de penetración del ácido, xL (ft)	
	Con aditivo	Sin aditivo
15	88,250	12,607

La metodología se reitera nuevamente en bases de cálculo de 30, 45 y 60 minutos y se ilustran mediante la siguiente tabla:

Tabla 33.

Resumen de cálculos de distancia de penetración del ácido.

Tiempo (min)	xL (ft)	
	Con aditivo	Sin aditivo
15	88,2506	19,6112
30	110,9379	25,7535
45	118,8868	31,5414
60	127,4731	36,4209

En cuanto a la conductividad efectiva dentro de las fracturas, el uso de componentes ácidos aporta una mayor ventaja, al no dejar algún daño residual, porque no habrá presencia de polímeros en la fractura. Permitiendo crear una mejor conexión entre los alrededores del pozo y la formación, al disolver las sinuosidades de la matriz.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Toda reflexión económica ante la implementación de un proyecto por fracturamiento ácido en una formación carbonatada, puede presentar ciertas ventajas, como:

1. Mejorar significativamente la productividad de los pozos al aumentar la permeabilidad de la roca, a través de la creación de fracturas y disolviendo los minerales carbonatados, a fin de mejorar las vías de flujo de los hidrocarburos hacia el pozo y aumentar la producción de petróleo o gas. Esto puede generar mayores ingresos para las compañías petroleras.

2. Al mejorar la permeabilidad de la formación carbonatada, el fracturamiento ácido puede facilitar la extracción de hidrocarburos que de otro modo serían difíciles de recuperar. Esto puede llevar a una mayor eficiencia en la recuperación de los recursos de petróleo o gas presentes en la formación, lo que se traduce en un mejor rendimiento económico.

3. El fracturamiento ácido puede ser una opción económica en comparación con otros métodos de estimulación de pozos, debido a que, en lugar de perforar nuevos pozos, el fracturamiento ácido permite mejorar la productividad de los pozos existentes, lo que puede reducir los costos en comparación con la perforación de nuevos pozos.

4. El fracturamiento ácido puede ser especialmente beneficioso en la explotación de reservorios marginales o de baja permeabilidad. Estas formaciones a menudo presentan retos en términos de productividad, sin embargo, el fracturamiento ácido puede mejorar la capacidad de flujo y recuperación de hidrocarburos, permitiendo aprovechar reservorios que de otra manera no serían económicamente viables.

Es importante tener en cuenta que el análisis económico completo del fracturamiento ácido en una formación carbonatada debe considerar los costos asociados, como la adquisición de ácidos, la ejecución de la operación, la gestión de los desechos y los posibles riesgos ambientales. Cada



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



caso debe evaluarse individualmente para determinar la viabilidad económica y considerar los factores específicos de la formación y las condiciones del mercado.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Conclusiones

Los tratamientos de estimulación son considerados como una alternativa ante el propósito de disminuir los efectos dados por el daño de la formación, los cuales, al ser implementados en cierto pozo, eliminan en gran parte este porcentaje de daño presente y remueven las obstrucciones en la cara del pozo.

La selección y diseño de un tratamiento estimulación óptimo, económico y exitoso para un pozo candidato, depende directamente de la determinación y evaluación del tipo de daño, de las fuentes de baja productividad y el análisis nodal. Así mismo, se hace necesario que el diseño del tratamiento de estimulación considere tipos de roca y fluidos presentes en fondo.

Frente a la selección del tipo de estimulación, se debe tener en cuenta ciertos parámetros como el tipo o factor de daño, permeabilidad, porosidad, presión y temperatura del yacimiento, mineralogía y profundidad de la formación, densidad y saturación de los fluidos de formación.

El éxito de la estimulación matricial relaciona primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento, tomando en importante consideración parámetros como la mineralogía de la formación, la evaluación del daño, las condiciones del pozo, la compatibilidad de la roca – fluido y el análisis económico.

Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatas para un fracturamiento hidráulico, debido a que las fracturas inducidas tienen una permeabilidad mucho mayor a la de la formación, permitiendo que los fluidos presentes se puedan mover con facilidad hacia el pozo. Sin embargo, con el paso del tiempo, el fracturamiento hidráulico también inicio a ser empleado en yacimientos con valores normales o altos de permeabilidad.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



El fracturamiento ácido e hidráulico, se encuentran limitados por el tipo de la formación en que se pretenda realizar el tratamiento. Un ejemplo de esto está basado en una formación de dolomías, donde, el fracturamiento ácido presenta mejores resultados que el uso de apuntalantes; debido a que, las múltiples fracturas creadas no llegan a ser suficientemente anchas como para aceptar grandes concentraciones de agente de sostén.

El fracturamiento ácido puede mejorar la productividad de los pozos existentes, lo que significa que se puede extraer más hidrocarburo desde un solo pozo. Esto, reduce la necesidad de perforar nuevos pozos y minimiza la huella ambiental en términos de la cantidad de terreno y agua perturbada.

El fracturamiento hidráulico tanto ácido como con apuntalante, es utilizado con el fin de obtener fracturas conductivas en la formación, y así mejorar la producción de los pozos.

En una fractura ácida los riesgos por arenamiento son nulos, por lo cual, la operación siempre podrá ser culminada, esto hace que sea mucho más fácil la parte operacional, si es comparada con la fractura con agente apuntalante.

Frente al análisis precedente a la etapa de las pruebas de laboratorio, se observa que a medida que la masa inicial contenida en cada tubo de muestra tiende a aumentar, la pérdida total de masa disminuye. En otras palabras, a mayor masa inicial de muestra, menor es la pérdida total de la misma.

El modelamiento de tipos de roca para una formación es posible mediante la aplicación de diversas correlaciones de variables, tales como: factor fotoeléctrico vs densidad, matriz volumétrica aparente del factor fotoeléctrico vs densidad de matriz aparente, densidad (RHOB) vs



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



porosidad – neutrón (NPHI), LambdaRho vs MuRho, concentración de potasio vs concentración de torio, etc.

Es posible que los cherts evidenciados en el afloramiento, se deban a una variación o cambio de ambiente diferente a la que posee el Pozo – UIS – 1. De aquí, se deriva que para este caso en los registros de pozo no sea muy segura o relevante la existencia cherts (por posibles porcelanitas).

La Formación la Luna es un limestone gas, o sea, una plataforma calcárea. En este sentido, la roca generada de hidrocarburo de la formación es aquella que mayor contenido en materia orgánica posea; debido a que, entre mayor materia orgánica este contenida, mayor es la porosidad y por ende el hidrocarburo entrampado en la misma aumenta. Para el caso de este estudio, la roca que cumple con estas características es el tipo de roca 1.

En esta investigación se toma la caracterización de las calizas con porosidades secundarias, a fin de fracturar y comunicar las mimas. Esto, debido a que la Formación La Luna posee mayor potencial en fracturados frente a las calizas, que ante shale gas como ocurre en la Formación Vaca Muerta de Argentina.

Mediante el desarrollo de la metodología en la fase de laboratorio donde se buscó el tipo de roca donde reacciona el *HCl* ante el contenido carbonatado de la formación la Luna, y, la posterior integración de estos resultados junto con los datos adquiridos para el Pozo UIS – 1, se determinó las posibles distribuciones litológicas o potenciales zonas candidatas dentro de la formación objetivo que pueden ser sometidas a procesos de fracturamiento ácido. Indicando que este tipo de estimaciones es factible técnicamente, hacia rocas carbonatadas como la caliza, ya



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



que, estas operativamente hablando, poseen características como: la mejor calidad en cuanto a su porosidad, alto contenido de TOC y rangos de fragilidad óptimos.

A partir de los cálculos realizados para determinar la geometría de la fractura, se puede evidenciar que la longitud de la fractura es mayor cuando esta se genera mediante el uso de un fluido de colchón. Así mismo, el espesor promedio de la fractura aumenta sí seguidamente del fluido colchón se usa una ácido para generar la conductividad en los canales porosos de la fractura.

Frente a los cálculos realizados para determinar la distancia de penetración del ácido en un diseño de fracturamiento, la distancia de penetración es máximo y a su vez, la pérdida de fluido es menor, si el fluido ácido viene acompañado de un aditivo que mejore sus condiciones geológicas y garantice un proceso óptimo.

Cuando existe un pozo candidato a fracturarse ácidamente, es necesario realizar un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y se evalúe el tratamiento, iniciando por la validación del pozo candidato, por lo que es conveniente tener en cuenta las condiciones en las que se encuentra este y el yacimiento, así como también identificar de presencia de pseudodaño.

Dentro de los pseudodaños que limitan el potencial de producción de un pozo, se encuentra la baja densidad y penetración de disparos, la fase inadecuada de disparos, formación de incrustaciones en el pozo, producción por debajo del punto de burbuja (bloqueo por gas), la producción de arena, tubería colapsada, y, problemas ocasionados por afectaciones mecánicas y diseños inadecuados de completamiento.

El modelo de Nierode y Williams define que, para condiciones típicas de campo en formaciones carbonatadas constituidas por calizas, la reacción del ácido clorhídrico (*HCl*) está



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



limitada por la velocidad de transferencia a la superficie de la roca, más no, por la velocidad de reacción de la superficie.

Para el diseño de un tratamiento de estimulación por fracturamiento ácido, se debe poseer una cantidad de información previa y con herramientas como registros eléctricos, análisis pre y post – fractura de pozos vecinos, estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación y ruidos, características del fluido de fractura, resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño, simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento y modelos para el diseño de fracturas ácidas (hidráulica y cinética de la reacción del ácido).

En resumen, verificar la factibilidad financiera del fracturamiento ácido ayuda a evaluar la viabilidad económica de la operación, gestionar los riesgos asociados, optimizar el uso de los recursos y tomar decisiones informadas sobre las inversiones en la formación. Esto asegura que se realicen inversiones rentables y se maximice el valor económico de la operación.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Recomendaciones

Discretizar de mejor manera el tipo de roca 1 a través del estudio de los núcleos pertenecientes al pozo, definiendo exactamente si existe presencia de dolomitas con alta porosidad, debido a un enriquecimiento de magnesio.

Teniendo en cuenta que el Pozo UIS – 1, cumple con las condiciones para ser candidato ante un tratamiento de fracturamiento ácido, se recomienda estudiar previamente sus tuberías de revestimiento o de producción en mal estado, las cementaciones pobres entre zonas a tratar y acuíferos adyacentes y las columnas de agua dentro de la zona a tratar, a fin de determinar y evitar posibles problemas para el proyecto.

Considerar como parte del diseño a este sistema de tratamiento, la revisión y análisis de la declinación de la producción, mediante parámetros como: el historial de presiones, los cambios de estranguladores, el comportamiento de la producción de agua y la relación gas - aceite. Así mismo se recomienda hacer la inspección de conexiones y el sistema superficial de producción.

Estudiar la mejora del flujo de retorno después del fracturamiento, conocido como agua de retorno, ya que, este puede contener sustancias químicas tóxicas, hidrocarburos y metales pesados que se liberan de la formación rocosa. Estas aguas residuales necesitan ser tratadas adecuadamente antes de su disposición o reutilización, ya que de lo contrario pueden representar un riesgo significativo para el medio ambiente si se liberan sin tratamiento.

Estudiar la factibilidad financiera que posee implementar fracturamiento ácido en la Formación La Luna de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena a través del Pozo UIS – 1 descrito.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Referencias Bibliográficas

- Abajo, H. H., Al-Mulhem, A. A., Alqam, M. S y Mirajuddin, K. R. (2006). *¿Fracturación con ácido o fracturación con apuntalante en la formación de carbonato? La visión de un mecánico de rocas.* Society of Petroleum Engineers, SPE-102590-MS. <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/102590-MS>.
- Aljawad, M. S., Aljulaih, H., Mahmoud, M. y Desouky, M. (2019). *Integración de los aspectos de campo, laboratorio y modelado de la fracturación ácida: una revisión exhaustiva.* ELSERVIER, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 181, N°106158. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.022>
- Ameri, A., y Gamadi, T. (2020). *Optimización de la fracturación ácida para un yacimiento de carbonato compacto.* Ke Ai, Advancing Research Evolving Science. Petroleum, Vol 6, pag 70–79. SPE-18978-MS. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.01.003>.
- ANH. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.*
- Barreto, N. T. (2016). *Panorama actual de la fracturación hidráulica a partir del análisis de los procesos e impactos ambientales recopilados de algunas experiencias en Estados Unidos y Argentina.* Fundación Universidad De América, Bogotá, Colombia.
- Camacho, D. O. y Villamizar, C. A. (Julio, 2019). *Análisis de las variables integradas que influyen en los procesos de fracturamiento hidráulico con el objetivo de la elección de pozos adecuados para este procedimiento en la zona sur del Campo Castilla.* Fundación Universidad De América, Bogotá, Colombia.



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Chaparro, J. (2021). *Análisis cuantitativo para la selección adecuada de los sistemas de levantamiento artificial para el desarrollo de los recursos de hidrocarburos en roca generadora de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Economides, M. J. y Nolte, K. G. (1999). *Simulación de yacimientos*. Wiley, 3ra edición.
- Economides, M. J., y Ben – Naceur, K. (1989). *Diseño y evaluación de tratamientos de fracturación ácida*. Society of Petroleum Engineers, SPE-18978-MS. <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/18978-MS>.
- Espinosa B., Galindo J., Rodolfo L., Peche C. y Santillan A. (2017). *Perforación, terminación y reparación de pozos petroleros*. (Tesis de pregrado). Instituto Politécnico Nacional, Unidad Ticoman. CDMX.
- Etayo, F. (n.d.). *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el cretácico en la región del embalse del Río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena*. (Vol. XXIII). Servicio Geológico Colombiano Colombia.
- Galvis, L. C. y Sarmiento, P. A. (2019). *Prospección de oro invisible en rocas carbonatas (calizas) del Miembro Salada de la Formación La Luna, sector Vereda Vanegas – municipio de Lebrija, Santander*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Garaicochea, 2007. *Apuntes de estimulación de pozos*. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. (FI/DICT/85-019).



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



- Hernández, C. J. y Soto, J. D. (2009). *Evaluación del proceso de fracturamiento hidráulico aplicado a algunos pozos del Campo Yarigui-Cantagallo*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Inda, L. A. (2018). *Estimulación de pozos petroleros mejoradores de la conductividad en arenas*. (Tesis de pregrado). Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Ciencias de la tierra. México, D.F.
- Islas, C. S. (1991). *Manual para estimulación de pozos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
- Jacome M. A. y Muñoz D. F. (2016). *Diseño de fracturamiento hidráulico para la optimización de la producción en el pozo FICT-2D*. Escuela Superior Politécnica Del Litoral.
- Kalfayan, L. J. (1993). *Acidificación de fracturas: historia, estado actual y futuro*. Society of Petroleum Engineers, SPE-106371-MS. <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/106371-MS>
- López, A. (2009). *Estimulación de pozos a altas temperaturas*. Schlumberger, Vol 20, No. 4.
- Pemex. (2008). *Guía para estimulaciones de pozos*.
- Pinzón H. A., Lasso D., Vergel M. y Sierra L. (2020). *Generalidades del fracturamiento hidráulico*. ResearchGate.
- Rojas, K. (2011). *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*. Schlumberger, Vol 23, No. 4.
- Ruiz, M. C. (2013). *Caracterización litoestratigráfica de la Formación la Luna mediante el análisis de multiatributos sísmicos en la prospección de hidrocarburos no*



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



convencionales. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia.

Sanabria, Y. y Blanco, N. A. (2022). *Diseño de fracturas hidráulicas en pozos de roca generadora: propuesta para un caso colombiano*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Sarmiento, G., Puentes, E. J. y Sierra, C. (2015). *Estratigrafía y petrofacies de la Formación La Luna en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Valle Medio del Magdalena*. Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia (No. 12), Bogotá, Colombia.

Sarmiento, G., Puentes, E. J. y Sierra, C. (2015). *Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena*. Departamento de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia (No. 12), Bogotá, Colombia.

Sarmiento, L. F. (2011). *Geología y potencial de hidrocarburos. Cuenca del Magdalena Medio (Vol. 11)*. Geología del Petróleo de Colombia.

Serrano D., Augusto C., Rueda C. y Castillo R. (2013). *Implementación de propanantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos*. Revista Fuentes, El Reventón Energético, Vol. 11, Nº 1, pág. 5 – 16.

Settari, A. (1993). *Modelado de tratamientos de fracturación ácida*. Society of Petroleum Engineers, SPE-21870-PA. <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/21870-PA>

Settari, A., Sullivan, R. B. y Hansen, C. (2001). *Un nuevo modelo bidimensional para el diseño de fracturamiento con ácido*. Society of Petroleum Engineers, SPE-73002-PA. <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/73002-PA>



ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA
DEL FRACTURAMIENTO ÁCIDO



Unión Temporal Prospección. (2018). *Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales*. (Vol. 4). Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Bogotá, Colombia.

William, B. B. (1979), *Fundamentos de la acidificación*. Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, USA.

Williams, B. B., y Nierode, D. E. (1972). *Diseño de tratamientos de fracturación ácida*. Society of Petroleum Engineers, SPE-3720-PA. <https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/3720-PA>.