



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 3 de diciembre de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Brayan Alexis Buendía Muñoz, con C.C. No. 1109846215, Heidi Johanna Diaz Pava, con C.C. No. 1110559958, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado optimización del diseño de las fracturas hidráulicas en yacimientos no convencionales (lutitas) integrando geomecánica y registros de pozo presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: *Brayan Buendía Muñoz*

Firma: *Heidi Johanna Diaz Pava*

Brayan Alexis Buendía Muñoz

Heidi Johanna Diaz Pava

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS FRACTURAS HIDRAULICAS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (LUTITAS) INTEGRANDO GEOMECANICA Y REGISTROS DE POZO.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
BUENDÍA MUÑOZ	BRAYAN ALEXIS
DIAZ PAVA	HEIDY JOHANNA

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MUÑOZ QUIJANO	INGRID NATALIA
COQUECO VARGAS	JESUS ERNESTO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
ESCOBAR MACUALO	FREDY HUMBERTO
RAMÍREZ PERDOMO	PAUL RICHARD

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018 NÚMERO DE PÁGINAS: 115

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados
Láminas Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas
o Cuadros



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Lutitas	Shales	6. _____	_____
2. Fracturamiento Hidráulico	Fracking	7. _____	_____
3. Geomechanics	Geomecánicas	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La estimulación hidráulica en múltiples etapas con perforaciones horizontales, ha sido la clave para la explotación de los yacimientos no convencionales de lutitas. La práctica consiste en seleccionar varias etapas de estimulación de manera geométrica; cada una con múltiples *clústers* de perforados, para optimizar el tiempo y la eficiencia. Sin embargo, en muchos casos, solo una pequeña porción de los perforados contribuye a la producción; factores como el régimen de esfuerzos, la heterogeneidad de las propiedades petrofísicas y geomecánicas, y la presencia de fracturas naturales, controlan la efectividad de las estimulaciones hidráulicas y con ello la productividad del pozo.

La adecuada implementación de los tratamientos de estimulación es posible si se combina la información correcta; para ello, se propone un flujo de trabajo que combine la máxima información disponible y así evaluar cuatro aspectos fundamentales: la elección y ubicación del número de etapas de perforación, la elección del fluido de fracturamiento, el diseño de los perforados y el diseño de la geometría de la fractura. La correcta evaluación de estos aspectos permitirá un diseño de fracturas realmente efectivas y que influyan significativamente en la producción de estos yacimientos. El flujo de trabajo ha sido diseñado para yacimientos no convencionales asociados a lutitas; sin embargo, podrá ser aplicado a yacimientos convencionales donde utilicen técnicas de estimulación hidráulica.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Hydraulic stimulation in multiple stages with horizontal perforations, has been the key to the exploitation of unconventional shale deposits. practice consist is to select several stages of stimulation geometrically; Each one with multiple perforated clusters, for optimize time and efficiency. However, in many cases, only a small portion of the drilled ones contribute to production; factors such as the stress regime, the heterogeneity of the petrophysical and mechanical properties, and the presence of natural fractures, the control of the effectiveness of the hydraulic stimulations and the productivity of the well.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

The proper implementation of stimulation treatments is possible if the correct information is combined; for this, it is in a workflow that combines the maximum information available and the choice of three fundamental aspects: the choice of the number of drilling stages, the choice of the fracturing fluid, the design of the perforations and the design of the Fracture geometry The correct evaluation of these aspects achieves a design of really effective fractures that influence the production of these deposits. The workflow has been designed for unconventional deposits associated with shales; however, it can be applied to conventional reservoirs when using hydraulic stimulation techniques.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Fredy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Nombre Jurado: Paul Richard Ramírez Perdomo

Firma:

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS FRACTURAS HIDRÁULICAS EN
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (LUTITAS) INTEGRANDO
GEOMECÁNICA Y REGISTROS DE POZO**

BRAYAN ALEXIS BUENDÍA MUÑOZ

HEIDY JOHANNA DÍAZ PAVA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2018**

**OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE LAS FRACTURAS HIDRÁULICAS EN
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (LUTITAS) INTEGRANDO
GEOMECÁNICA Y REGISTROS DE POZO**

BRAYAN ALEXIS BUENDÍA MUÑOZ

HEIDY JOHANNA DÍAZ PAVA

**TESIS PRESENTADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director(a)

GEÓLOGA PhD INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO

Codirector(a)

INGENIERO JESÚS COQUECO VARGAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2018**

Nota de Aceptación

Firma del Director

Firma de Evaluador

Firma de Evaluador

DEDICATORIA

Palabras de **Brayan Alexis Buendía Muñoz:**

Agradezco infinitamente,

A Dios, por estar siempre presente en mi vida y permitirme seguir avanzando en este proceso, por todas las bendiciones recibidas durante todo este tiempo y por la oportunidad de ser profesional.

A mi mamá, Marlene Muñoz, mi primera maestra, por haberme siempre infundido en el valor de la disciplina, la perseverancia y la nobleza; a ella por haberme iniciado en el aprendizaje desde la escuela y haber despertado en mí la pasión por conocer, a mi padre Pablo Buendía, mis hermanas, mis sobrinos y demás familia por el apoyo incondicional y la paciencia brindada en mi formación personal y profesional.

A mi grupo de estudio, compañeros y amigos “Jóvenes petroleros” por hacer esta larga trayectoria llena de muy buenos momentos. El haber coincidido en esta alma mater es un motivo más de felicidad.

Palabras de **Heidy Johanna Díaz Pava:**

Mis agradecimientos están dirigidos principalmente a Dios, por darme la oportunidad de vida y ser mi guía en este proceso, gracias Dios por los errores y aciertos, gracias por caminar conmigo y levantarme las veces que he caído, gracias por mi familia y amigos, gracias por las personas presentes en mi vida en este tiempo.

Quiero agradecer enormemente a mi madre Sabrina pava por ser mi ejemplo a seguir, por los valores infundidos, por enseñarme a ser un buen ser humano, por ser mi amiga y por siempre estar a mi lado. Agradezco infinitamente a mis abuelos, Alirio Pava y Beatriz Paredes por la crianza, por los sabios consejos y por hacer de mí una persona responsable y disciplinada. Quiero agradecer también a mi hermana, Miley Galindo Pava por sacarme las mejores sonrisas y por enseñarme a ver la vida desde otro punto de vista. Agradezco todo el apoyo que mi familia me brindó.

Quiero agradecer a los docentes de la universidad Surcolombiana por brindarnos sus conocimientos y por hacer de nosotros unos buenos profesionales. Finalmente, y no menos importante agradezco con el alma a mis grupos de amigos “los yucos” y “jóvenes petroleros” por todo el apoyo, por regalarme los mejores cinco años de vida. Ustedes no son amigos, son familia.

Gracias a todas las personas que hicieron parte de este proceso, estoy feliz y orgullosa de tenerlos en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto agradecen principalmente a la Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, Programa de Ingeniería de Petróleos, en especial a la PhD Ingrid Natalia Muñoz Quijano y al ingeniero Jesús Ernesto Coqueco por aportar en el proceso de formación académica a nivel profesional y en el desarrollo del presente proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	9
1.1 Objetivos	10
1.1.1 Objetivo general	10
1.1.2 Objetivos específicos	10
1.2 Justificación	10
1.3. Antecedentes	11
2. ESTADO DEL ARTE	14
2.1 Contexto geológico	14
2.1.1. Características geológicas de los yacimientos de lutitas	14
2.1.2. Tipos de hidrocarburos presentes en los yacimientos no convencionales.....	15
2.1.3. Incidencia de la mineralogía en el diseño de las fracturas hidráulicas	18
2.2. Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales	19
2.2.1. Navegación en pozos horizontales	21
2.2.2. Consideraciones de diseño del sistema de fracturas	22
2.2.3. Etapas de fracturamiento	24
2.2.4. Consideraciones de diseño de las perforaciones.....	25
2.2.5. Fluidos de fracturamiento y agentes de sostén	26
2.2.6. Requerimientos operativos en superficie.....	31
2.3. Petrofísica y geoquímica a partir de información de registros eléctricos	32
2.3.1. Delimitación de zonas o segmentos.....	33
2.3.2. Volumen de arcilla y composición mineralógica	35
2.3.3. Estimación del potencial del yacimiento	37
2.3.4. Estimación de la porosidad y permeabilidad.....	48
2.3.5. Parámetros de corte	51
2.4. Geomecánica a partir de información de registros.	52
2.4.1. Módulos elásticos y propiedades mecánicas de la roca.....	53
2.4.2. Régimen de esfuerzos.....	56
2.4.3. Calibración del modelo geomecánico	61

2.4.4.	Fragilidad de la roca	64
2.4.5.	Propiedades mecánicas de la fractura.....	67
2.4.6.	Microsísmica para la calibración del modelo de fracturas	71
2.4.7.	Diagnóstico de fracturas naturales.....	72
2.4.8.	Parámetros de corte	73
3.	FLUJO DE TRABAJO PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS (USCOFRAC-1.0)	74
3.1.	Información de entrada	75
3.2.	Zonificación del pozo	77
3.3.	Identificación de las etapas de fracturamiento.....	78
3.3.1.	Índice de calidad del yacimiento (RQI): propiedades petrofísicas.....	79
3.3.2.	Índice de calidad del completamiento (CQI): propiedades geomecánicas.....	81
3.3.3.	Índice de eficiencia del completamiento (CEI)	84
3.3.4.	Índice compuesto de calidad (CsQuI)	85
3.4.	Diseño de la geometría de las fracturas	86
3.5.	Diseño de las perforaciones	87
3.6.	Diseño de los fluidos de fractura	88
3.6.1.	Diseño del fluido de fracturamiento	88
3.6.2.	Diseño del agente de sostén.....	89
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	92
4.1.	Pozo USCO 1	93
4.1.1.	Identificación de la disponibilidad y calidad de la información de entrada ...	93
4.1.2.	Identificación de los segmentos.....	93
4.1.3.	Identificación de las etapas de fracturamiento	95
4.1.4.	Diseño de la geometría	106
4.1.5.	Diseño de las perforaciones.....	106
4.1.6.	Elección del fluido de fracturamiento y agente de sostén	107
5.	CONCLUSIONES.....	108
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de las fangolitas.	15
Figura 2. Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos.	16
Figura 3. Diagrama de Van Krevelen.....	17
Figura 4. Diagrama ternario de la composición mineralógica típica de algunos yacimientos de lutita.	18
Figura 5. Ejemplo de navegación de un pozo horizontal.	21
Figura 6. Ejemplo de un sistema de completamiento multi-etapa.....	24
Figura 7. Tipos de apuntalante en función del esfuerzo de cierre.	30
Figura 8. Ejemplo de registro Gamma Ray.	33
Figura 9. Ejemplo de la forma correcta en las que se sobreponen las curvas para determinar la línea base.	40
Figura 10. Nivel de maduración (LOM).	41
Figura 11. TOC Vs ΔLogR	42
Figura 12. Volumen de gas libre	43
Figura 13. Volumen de gas libre	45
Figura 14. Volumen de gas obtenido a través de la prueba "Rock Eval Pyrolysis"	47
Figura 15. Modelo conceptual de porosidad en yacimientos de lutita	49
Figura 16. Imagen de una muestra de lutita mediante Microscopía Electrónica de Barrido	50
Figura 17. Ejemplo del esfuerzo de sobrecarga en el pozo	57
Figura 18. Ejemplo de la orientación de los esfuerzos.....	60
Figura 19. Angulo de fricción en materiales residuales de lutitas.....	63
Figura 20. Relación típica esfuerzo – deformación.....	64
Figura 21. Esfuerzo terrestre y presión de poro	65
Figura 22. Índice de fractabilidad a partir de las constantes elásticas.....	66
Figura 23. Tipos de fracturas hidráulicas en función de su complejidad.	68
Figura 24. Ejemplo de modelamiento de una fractura hidráulica	70
Figura 25. Componentes del flujo de trabajo USCOFRAC-1.0.....	74
Figura 26. Validación de la información para el flujo de trabajo USCOFRAC-1.0.	76

Figura 27. Zonificación en el flujo de trabajo USCOFRAC-1.0.....	77
Figura 28. Corte transversal típico de geonavegación de un pozo e identificación de los segmentos de trabajo.	78
Figura 29. Gráfica radial que representa los parámetros del índice de calidad del yacimiento RQI.	81
Figura 30. Obtención del índice compuesto de calidad.....	86
Figura 31. Diseño de la geometría de las fracturas.	86
Figura 32. Matriz para la selección del fluido de fractura.....	88
Figura 33. Diseño de agente sostén.	89
Figura 34. Obtención del índice compuesto de calidad.....	90
Figura 35. Modelamiento de las fracturas creadas hidráulicamente. ¡Error! Marcador no definido.	
Figura 36. Ubicación del pozo USCO-1 en la formación Excello/Mulky.	92
Figura 37. Perfiles básicos para la identificación de las etapas.....	95
Figura 38. Perfil de interpretación petrofísica.	96
Figura 39. Clasificación mineralógica	96
Figura 40. Perfil de índice de calidad del yacimiento.	97
Figura 41. Perfil de índice de calidad del completamiento	98
Figura 42. Índice de fragilidad del pozo USCO-1.....	99
Figura 43. Identificación de las posibles etapas combinando el CQI y RQI.....	100
Figura 44. Identificación de las etapas más óptimas teniendo en cuenta los parámetros de CCE	102
Figura 45. Identificación de las etapas más óptimas teniendo en cuenta los índices RQI, CQI y CEI en compañía de CsQuI	103
Figura 46. Comparación de etapas geométricas y optimizadas.....	105

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Fluidos de fracturamiento y condiciones de uso.	27
Tabla 2. Aditivos más comunes para ajustar las propiedades de los fluidos de fracturamiento.	28
Tabla 3. Potencial del yacimiento en términos de TOC.	38
Tabla 4. Potencial del yacimiento en términos de Reflectancia a la vitrinita.	44
Tabla 5. Madurez térmica del kerógeno en términos de T _{máx.}	45
Tabla 6. Interpretación de datos de Rock eval preolysis de una lutita de Estados Unidos..	48
Tabla 7. Parámetros de corte	51
Tabla 8. Valores de coeficientes para diferentes litologías de la correlación de Greenberg-Castagna (1992).	53
Tabla 9. Correlaciones para obtener UCS en lutitas.	62
Tabla 10. Valores de coeficientes para diferentes litologías de la correlación de Greenberg-Castagna (1992).	62
Tabla 11. Valores del ángulo de fricción típicos para diferentes litologías (Willie 1996)..	63
Tabla 12. Modelos para la geometría y orientación de la fractura	69
Tabla 13 Resumen del procedimiento para la determinación de las geometrías de la fractura hidráulica	70
Tabla 14 Descripción general de los modelos disponibles en el diseño de las fracturas hidráulicas (Mangrove, 2015).	71
Tabla 15. Parámetros de corte de propiedades geomecánicas para lutitas.	73
Tabla 16. Fuentes de información para el desarrollo del flujo de trabajo.	75
Tabla 17. Factores de valoración y ponderación de los parámetros de calidad del yacimiento.	79
Tabla 18. Índice de calidad del yacimiento a partir del puntaje final ponderado.	80
Tabla 19. Factores de valoración y ponderación de los parámetros de calidad del completamiento.	82
Tabla 20. Índice de calidad del completamiento a partir del puntaje final ponderado.	83
Tabla 21. Factores de valoración de parámetros usados en otras consideraciones del diseño de fracturamiento hidráulico.	83
Tabla 22. Factores de valoración y ponderación de los parámetros de la eficiencia del completamiento.	84

Tabla 23. Índice de eficiencia del completamiento a partir del puntaje final ponderado....	85
Tabla 24. Gravedad específica de los apuntalantes.	91
Tabla 25. Información de entrada.	93
Tabla 26. Etapas de completamiento preliminares.	101
Tabla 27. Promedio de los parámetros por etapa.	104

RESUMEN

La combinación de estimulación hidráulica en múltiples etapas con pozos horizontales, ha sido la clave para la explotación de los yacimientos no convencionales de lutitas. La metodología de completamiento más comúnmente usada en este tipo de yacimientos es la de posicionar múltiples fracturas hidráulicas a lo largo del intervalo que ha sido perforado en dirección del máximo esfuerzo horizontal, resultando en un completamiento más complejo y costoso que el de los yacimientos convencionales; el objetivo es lograr que estas fracturas hidráulicas contacten una gran área superficial del yacimiento y la conecten de manera efectiva con el pozo, logrando una buena producción y un alto factor de recobro que se traduzca en una recuperación económica viable. Sin embargo, estudios realizados en las formaciones *Barnett* e *Eagle Ford* revelan que muchos de los pozos estimulados hidráulicamente no son tan productivos como se esperaba.

En términos operacionales, la práctica habitual consiste en seleccionar varias etapas de estimulación de manera geométrica, cada una de las cuales incluye múltiples *clústers* de perforaciones y fracturas; éste hábito tiene como fin optimizar el tiempo y la eficiencia en las operaciones de estimulación. Sin embargo, en muchos casos, solo una pequeña porción de las fracturas contribuye a la producción; factores como el régimen de esfuerzos, la heterogeneidad de las propiedades petrofísicas y mecánicas, y la presencia de fracturas naturales, controlan la efectividad de las estimulaciones hidráulicas y con ello la productividad del pozo. El factor de recobro en este tipo de yacimientos está definido no solo por la extensión de la fractura o los procesos operacionales en superficie, sino por su efectividad, la cual depende del conocimiento que se tenga del yacimiento (parámetros como: TOC, porosidad, saturación, permeabilidad, entre otros).

La adecuada implementación de los tratamientos de estimulación hidráulica es posible si se combina la información correcta; para ello, se propone un flujo de trabajo (*workflow*) que combina la máxima información disponible para dar lugar a la evaluación de cuatro aspectos fundamentales: la elección del número de etapas de perforación, la elección del fluido de fracturamiento, el diseño de las perforaciones y el diseño de la geometría de la fractura. La correcta evaluación de estos cuatro aspectos será un punto clave a la hora de diseñar tratamientos de fracturamiento hidráulico que sean realmente efectivos y que influyan significativamente en la producción. El flujo de trabajo propuesto podrá ser aplicado a yacimientos convencionales en los que se utilicen técnicas de estimulación hidráulica, pero ha sido diseñado en primera instancia con un enfoque en los yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

Palabras clave: Lutitas; fracturamiento hidráulico; geomecánica; registros de pozos; etapas de perforación.

ABSTRACT

Combining hydraulic stimulation in multiple stages and horizontal drilling, has been the key for the exploitation of unconventional shale plays. The most commonly used completion methodology in this type of reservoir is to set multiple hydraulic fractures along the interval that has been drilled in the direction of the minimum horizontal stress, resulting in a more complex and costly completion than that of conventional reservoirs. The goal is to ensure that these hydraulic fractures contact a large surface area of the reservoir and connect it effectively with the well, achieving good production and a high recovery factor that translates into a viable economic recovery. However, studies performed in Barnett shale and Eagle Ford shale show that many of the hydraulically stimulated wells are not as productive as expected.

The usual practice is to select several stages of stimulation geometrically, each of which includes multiple clusters of perforations and fractures; this habit is performed to optimize time and efficiency in stimulation operations. However, in many cases, only a small portion of the fractures contributes to production; factors such as the stress regime, heterogeneity of petrophysical and mechanical properties, and the presence of natural fractures, control the effectiveness of hydraulic stimulation and thus the productivity of the well. The recovery factor in this type of reservoir is defined not only by the extension of the fracture or the operational processes, but by its effectiveness, which depends on the knowledge of the entire reservoir. (Parameters such as: TOC, porosity, saturation, permeability, among others).

The suitable implementation of stimulation treatments is possible if the correct information is combined; to do this, it is proposed a workflow that combines the maximum information available to lead to the evaluation of four fundamental aspects: the choice of the number of stages, the choice of the fracturing fluid, the design of the perforations and the design of the fracture geometry. The correct evaluation of these four aspects will be a key point when designing fractures that are really effective and that significantly influence the production. The proposed workflow could be applied to conventional reservoirs where hydraulic stimulation techniques are used, but it has been designed in the first instance with a focus on unconventional plays associated with shales.

Keywords: Shales; Hydraulic Fracturing; Geomechanics; Wells log; drilling stages.

1. INTRODUCCIÓN

La técnica de fracturamiento hidráulico conocida popularmente con el nombre de '*Fracking*', se ha venido utilizando en la industria de los hidrocarburos desde 1940 (Zee & Holditch, 2016). Esta técnica, realizada principalmente en formaciones no convencionales asociadas a lutitas ricas en materia orgánica ('*shales*'), no había sido desarrollada técnicamente hasta que se evidenció la rentabilidad de proyectos como Barnett, Marcellus o Eagle Ford, en Estados Unidos.

A pesar de las grandes reservas de este tipo de yacimientos y de los recientes avances tecnológicos, solo una pequeña fracción de ellas podría recuperarse si no se aplican métodos de fracturamiento hidráulico adecuados; esto implica muchos procesos y variables tales como el diseño de las etapas de fracturamiento, geometría de las fracturas hidráulicas, fluidos de fracturamiento y agentes de sostén, monitoreo de las fracturas hidráulicas, optimización de las operaciones de fracturamiento, entre otros. Lo anterior, requiere del entendimiento de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de la formación, así como de la red de fracturas naturales y la heterogeneidad del yacimiento.

La industria de los yacimientos no convencionales se ha centrado principalmente en la optimización de sus operaciones en superficie con el fin de ahorrar tiempo y costos que mejoren la recuperación de sus inversiones. Sin embargo, la respuesta no es solo perforar y completar más pozos en menos tiempo, sino perforar y completar pozos que sean altamente productivos. Estudios recientes concuerdan en el hecho de que el completamiento convencional y el diseño de las etapas de tipo geométrico restringen el máximo potencial de los pozos, lo cual a su vez lleva a costos innecesarios. Halliburton y Schlumberger, las compañías multinacionales prestadoras de servicios con mayor experiencia en yacimientos no convencionales, indican que, en los trabajos de completamiento de tipo geométrico, en promedio el 30% de las fracturas no contribuye a la producción (Miller *et al*, 2011). Para solucionar este problema se debe considerar con mayor importancia la heterogeneidad del yacimiento en términos de propiedades geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas al diseñar las fracturas y etapas de fracturamiento.

Con el ánimo de que las distintas compañías operadoras de petróleo y gas en Colombia utilicen esta técnica de la manera más eficiente en los yacimientos no convencionales asociados a lutitas, se propone un flujo de trabajo o '*workflow*' que tiene como objetivo optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas en éste tipo de yacimientos, mediante la utilización de registros eléctricos y la información cotidiana que se recolecta durante la perforación.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

Realizar un flujo de trabajo integrado que sea de ayuda en la optimización del diseño de las fracturas hidráulicas realizadas en las operaciones de completamiento en yacimientos no convencionales asociados a lutitas, teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas y geomecánicas del yacimiento obtenidas principalmente de los registros de pozo.

1.1.2 Objetivos específicos

- Optimizar el diseño de las etapas de fracturamiento hidráulico en términos de su posición, calidad y cantidad.
- Estimar las constantes elásticas que gobiernan la geomecánica de la formación y evaluar la anisotropía de esfuerzos de los intervalos a fracturar, para identificar los intervalos más productivos.
- Evaluar las dimensiones más apropiadas de las fracturas en las operaciones de estimulación hidráulica.
- Identificar los fluidos de estimulación y los agentes de sostén más adecuados a la hora de realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico.

1.2 Justificación

A pesar de los avances en las técnicas de fracturamiento hidráulico, sigue existiendo la necesidad de comprender de manera más amplia los parámetros que inciden en el diseño de las fracturas hidráulicas, con el fin de diseñar adecuadamente fracturas que generen alta productividad y permitan aprovechar de manera eficiente la totalidad del yacimiento. El óptimo diseño de las etapas de fracturamiento y de la red de fracturas, significa un gran ahorro en términos operacionales y económicos.

Si bien, el gas y el petróleo contenido en formaciones de lutitas en las cuencas del Valle Medio del Magdalena (Formación La Luna y Tablazo), y de los Llanos Orientales (Formación Gachetá) no son un descubrimiento reciente, la disminución de las reservas disponibles en el país se ha traducido en un alto interés de explotar comercialmente este tipo de recursos. La posibilidad de extraer gas y petróleo provenientes de estos yacimientos no convencionales representan la mejor solución a la necesidad nacional de aumentar las reservas de hidrocarburos.

1.3. Antecedentes

La explotación de yacimientos de lutitas no se consideraba viable sino hasta los años 80s, cuando se observó la explotación exitosa de la lutita de Barnett. Fue a inicios del siglo XXI, gracias al proceso conocido como ‘slick-water fracturing’, que se consiguió una explotación económicamente viable en este tipo de yacimientos (Criado, J., & Llamas, J., 2015). Desde entonces, el gas asociado a yacimientos de lutitas ha sido el componente de mayor crecimiento en la energía primaria total en los Estados Unidos. Los avances tecnológicos en herramientas de perforación y manejo de grandes volúmenes de datos, fue el principal impulso para el desarrollo de yacimientos no convencionales alrededor del mundo; países como China y Argentina han encontrado en los yacimientos no convencionales una forma de aumentar sus reservas y su producción total.

Los bajos precios del crudo evidenciados durante los últimos tres años dieron lugar a la optimización de diversos procesos en la industria de los hidrocarburos, y los yacimientos no convencionales no fueron la excepción. Sin embargo, la optimización se ha centrado en los procesos operativos en superficie, y se han dejado de lado los procesos que ocurren en el subsuelo, que además de disminuir los costos operativos pueden aumentar considerablemente las reservas. Con el ánimo de observar los distintos trabajos realizados en términos de la optimización de las fracturas hidráulicas, se presentan los principales trabajos de investigación llevados a cabo.

Cipolla *et al* (2011), desarrollaron en su proyecto algoritmos y flujos de trabajo integrado para el completamiento de pozos verticales y horizontales en las que utilizan mediciones detalladas de esfuerzo, mecánica de rocas e imágenes (es decir, identificación de fracturas naturales) para seleccionar intervalos de etapas y ubicaciones de perforación.

Hall (2007) en el desarrollo de su investigación plantea que para evaluar el crecimiento de las fracturas hidráulicas en yacimientos no convencionales es necesario comprender factores como regímenes y anisotropía de los esfuerzos y propiedades mecánicas de la roca requiriendo de mediciones, tecnologías y modelos más apropiados.

Cipolla *et al* (2012), Mirzaei & Cipolla (2012) y Buijs & Ponce (2018) coinciden en plantear que para una mejor comprensión del comportamiento de las fracturas hidráulicas se hace necesario el entendimiento de las propiedades petrofísicas y geomecánicas de los yacimientos no convencionales.

También Avila C. Rafael. (2013), resalta en su trabajo la importante necesidad de definir dentro del diseño de fracturas hidráulicas la ubicación de (sweet points) que lo define como un área de alta densidad de fractura y condiciones favorables para la acumulación de gas y aceite, dejando de lado las terminaciones geométricas.

En el trabajo de Allix, P. *et al* (2011), se consideran distintas formas de evaluar la riqueza de las lutitas petrolíferas y otras propiedades de las formaciones sin tener que extraer muestras de núcleos y efectuar el análisis del ensayo de Fischer. Entre los planteados se encuentran la integración de diversas mediciones derivadas de los registros convencionales, tales como la densidad de la formación, la resonancia magnética, la resistividad eléctrica y la espectroscopía nuclear.

Curcio A. (2013) concluye en su trabajo que para la evaluación de un reservorio de tipo lutitas es necesario entender y describir las variables correspondientes a la petrofísica (porosidad, permeabilidad, saturación de agua), petrografía (mineralogía, fragilidad, volumen de arcilla), geoquímica (TOC, S1, madurez) y geomecánica (esfuerzos horizontales, propiedades elásticas, comportamiento del agente sostén). También se considera importante la caracterización de los reservorios a través de estudios geofísicos, un modelo depositacional y comportamiento de los fluidos.

Gupta, J. K., et al (2013). En su trabajo *Integration of Fracture, Reservoir, and Geomechanics Modeling for Shale Gas Reservoir Development* propone un flujo de trabajo integrado, que incorpora modelos geomecánicos y de fractura, se puede usar para desarrollar planes personalizados para la perforación y la terminación de pozos de relleno para una plataforma determinada. La fuerza de la metodología integrada utilizada anteriormente para derivar estos resultados en la utilización de todos los datos disponibles y restringir razonablemente los parámetros de los modelos. El producto de este enfoque es obtener predicciones más confiables y personalizadas para cada pozo o relleno en lugar de usar números generalizados para parámetros como el espaciado de pozos.

En términos generales, se evidenció que las investigaciones mostradas anteriormente tienen como propósito optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas. La mayoría de estos trabajos se centran en desarrollar simulaciones de yacimientos complejos o mejorar la producción de los pozos una vez éstos han sido completados. Es importante, para aumentar la productividad de este tipo de yacimientos, mejorar los aspectos de producción desde incluso antes de completar el pozo.

En Colombia existen prospectos para la explotación de petróleo y gas asociado a lutitas dentro de los depósitos marinos del cretácico, las cuencas principales en donde podemos encontrar estos depósitos son: el Valle Medio del Magdalena, Cuenca de los Llanos Orientales y la cuenca de Maracaibo / Catatumbo entre Colombia y Venezuela.

Las lutitas ricas en materia orgánica (la Luna, Capacho y Gacheta) son las rocas generadoras de la mayor parte de petróleo y gas convencional producido en Colombia, estas formaciones son similares en edad a los grandes yacimientos de shale de Eagle Ford y Niobrara en los EE.UU. El primer registro de una zona de lutita divulgado públicamente en Colombia registró 230 pies de lutita la Luna, con una porosidad promedio de 14 %. Conformada típicamente

por lutita negra con un espesor cercano a los 500 pies, ubicadas a 10.000 pies de profundidad, con una media de 5.2 % de TOC, (Bejarano, A., *et al.* 2017). La ventana de madurez térmica comprende aceite, gas húmedo y gas seco (Ro 0,7 a 1,5%). Las formaciones de lutitas en las cuencas de los Llanos y Maracaibo / Catatumbo aún no han sido probadas, pero también tienen el potencial de petróleo y gas asociado a lutitas.

En la cuenca de los llanos orientales los recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas asociado a lutitas se estiman en 2 trillones de pies cúbicos de gas y 0,6 billones de barriles de petróleo y condensado. Dentro del área prospectiva, las formaciones tienen una concentración de recursos moderados de alrededor de 40 billones de pies cúbicos / mi² de gas y 28 millones de bbl / mi² de aceite.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 Contexto geológico

Aunque algunos recursos no convencionales, como el petróleo pesado y las arenas bituminosas, se han desarrollado durante ya hace varios años, la producción a gran escala de petróleo y gas proveniente de yacimientos no convencionales asociados a lutitas, ha ocurrido más recientemente; las rocas que en el pasado eran de poco interés, hoy en día se buscan activamente como yacimientos potenciales. Un yacimiento no convencional se define como un yacimiento cuya porosidad, permeabilidad y mecanismo de trampa difiere de la arenisca convencional y de los yacimientos de carbonato. El metano en capas de carbón, los hidratos de gas, el gas de lutita, los yacimientos fracturados y las arenas gasíferas compactas se consideran recursos no convencionales. (Cander, H., 2012).

En los yacimientos convencionales, las lutitas se consideran la roca sello, pero yacimientos como Barnett Shale y Vaca Muerta, han probado que éste tipo de formaciones pueden ser importantes recursos comerciales. Las principales características de los yacimientos no convencionales incluyen permeabilidad de baja a ultra baja y porosidad de baja a moderada; como resultado, la producción de hidrocarburos de estos depósitos requiere tecnologías de extracción avanzadas. Para que un yacimiento no convencional produzca un caudal aceptable que permita recuperar la inversión, éste debe ser estimulado mediante técnicas complejas, una de ellas es la técnica de fracturamiento hidráulico. El objetivo principal en la exploración de yacimientos no convencionales, es encontrar lutitas que sean ricas en materia orgánica y con suficiente madurez térmica, de manera que en su matriz se encuentre atrapado un importante volumen de hidrocarburos producibles.

A lo largo del presente apartado, se estudiaron las características principales de las lutitas, los tipos de hidrocarburos que se pueden encontrar en este tipo de yacimientos, y finalmente de la incidencia que tienen estas características en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

2.1.1. Características geológicas de los yacimientos de lutitas

Los geólogos clasifican las lutitas dentro de un gran grupo denominado ‘fangolitas’ (ver figura 1). Las fangolitas son rocas sedimentarias con partículas tamaño limo y arcilla con diámetros menores a 62.5 micrones; estos tamaños de partícula presentan una pobre selección que conllevan a una baja permeabilidad. Las lutitas son fangolitas que presentan alto grado de laminación y fisilidad, contenido moderado de minerales arcillosos y alto contenido de minerales silíceos (Cuarzo) o carbonatados (Dolomita); dependiendo de su mineralogía, pueden o no, fracturarse con gran facilidad (Schlumberger, 2011).

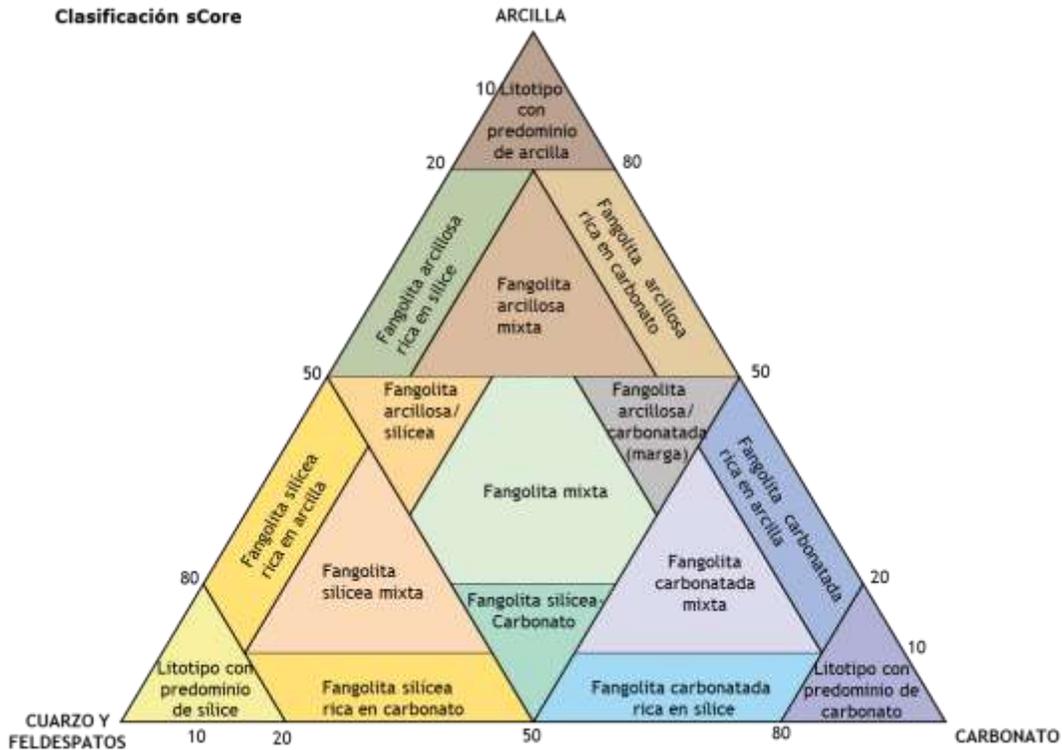


Figura 1. Clasificación de las fangolitas.

Fuente: Schlumberger (2014).

Dentro de su red de microporos, las lutitas potenciales conocidas como ‘lutitas orgánicas’, contienen materia orgánica (restos de plantas y animales); el potencial de la lutita orgánica es determinado por el contenido de materia orgánica y su madurez térmica.

Aunque las lutitas constituyen una roca prácticamente impermeable, muchas de ellas pueden contener fracturas naturales (fisuras) que permiten el movimiento del hidrocarburo. Éstas son producidas por efecto combinado de la presión de sobrecarga y el tectonismo natural de la corteza terrestre. La conexión de las redes de fracturas naturales mediante las técnicas de fracturamiento hidráulico mejora considerablemente la conductividad del yacimiento.

2.1.2. Tipos de hidrocarburos presentes en los yacimientos no convencionales

La materia orgánica, dependiendo de su composición y de las condiciones de presión y temperatura a las cuales haya estado expuesta, puede generar diferentes tipos de kerógeno. Las etapas de maduración en la generación de hidrocarburos se pueden resumir en 3 etapas: diagénesis, catagénesis y metagénesis (McCarthy *et al*, 2011).

La diagénesis ocurre en temperaturas bajas (~ 50°C) y es responsable de la conversión de materia orgánica a kerógeno, al igual que la aparición del metano biogénico, producto de la actividad microbiana. La catagénesis ocurre a temperaturas entre 50 y 150°C y es allí donde se rompen los enlaces químicos del kerógeno, dando lugar a la generación de hidrocarburos líquidos. En la metagénesis (150 a 200°C) sigue existiendo el rompimiento químico; allí se genera gas a partir del hidrocarburo líquido o directamente del kerógeno, el cual es comúnmente conocido como gas termogénico; el gas pasa de ser húmedo a seco con el incremento de la temperatura y la profundidad de enterramiento; igualmente, durante esta etapa se liberan otros gases como CO₂ y H₂S. La generación de hidrocarburos se detiene cuando se ha depletado el índice de hidrógeno asociado al kerógeno.

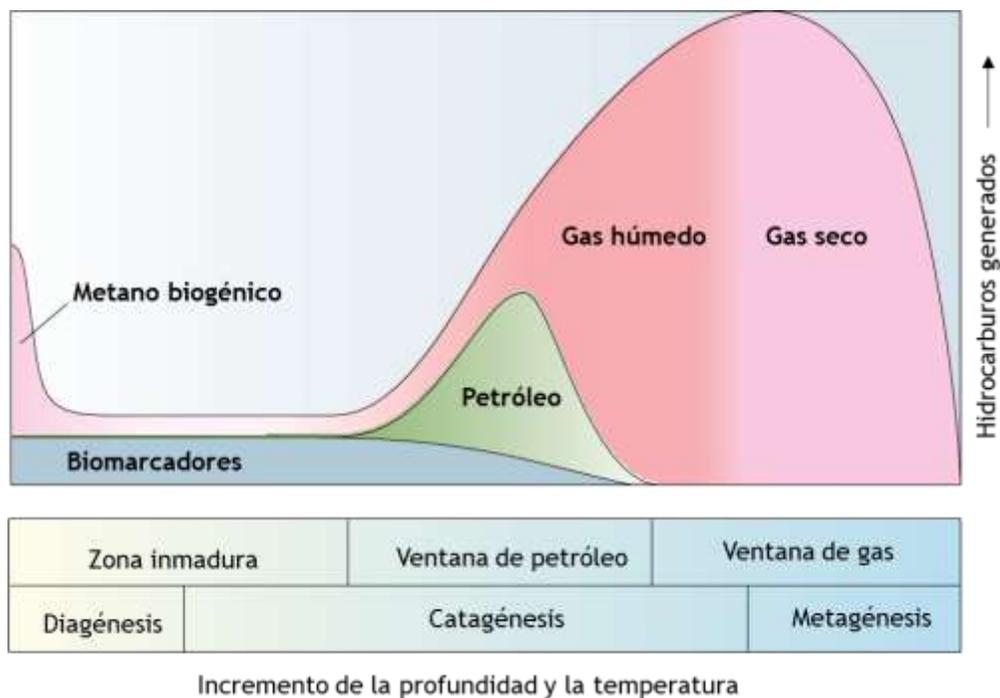


Figura 2. Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos.

Fuente: Boyer et al., 2005

El kerógeno ha sido clasificado en cuatro grupos, cada uno con una incidencia específica en producir cierto tipo de hidrocarburos. Como se observa en el diagrama de Van Krevelen (ver figura 3), el kerógeno de origen marino y lacustre (tipo I y II) tiende a generar petróleo en condiciones de maduración normales; en contraste, cuando hay sobremaduración, éste tipo de kerógeno, especialmente el kerógeno tipo II, tiende a generar gas. El kerógeno tipo III es más propenso a producir gas, en condiciones de maduración normales, mientras que el kerógeno tipo IV representan generalmente materia orgánica residual, que no tiene potencial de generación de hidrocarburos.

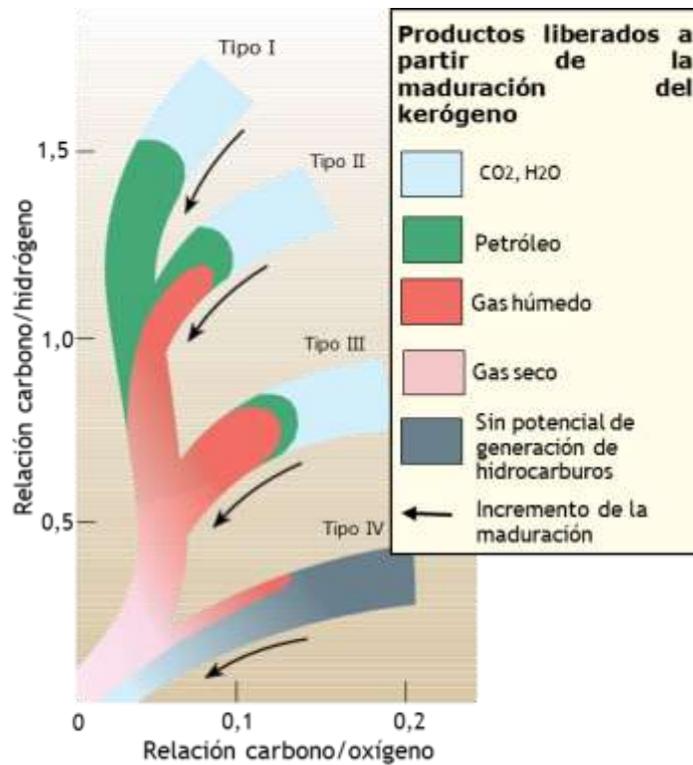


Figura 3. Diagrama de Van Krevelen.

Fuente: Boyer et al., 2005

El kerógeno Tipo I es generado predominante en ambientes lacustres y ambientes marinos. Proviene de materia algácea y planctónica, este tipo de kerógeno presenta alta relación carbono/hidrogeno y baja relación carbono/oxígeno; es potencialmente petrolífero, puede producir CO₂ y H₂O, según su etapa de evolución en relación a la temperatura.

El kerógeno Tipo II es generado habitualmente ambientes marinos de profundidad moderada; proviene principalmente de restos de plancton, rico en contenido de C/H₂ y con baja relación C/O₂, este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración.

El kerógeno Tipo III proviene principalmente de restos vegetales terrestres, que han sido depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos; posee menor relación C/H₂ y mayor relación C/O₂ que los Tipos I y II, en consecuencia, tiende a generar gas seco.

El kerógeno Tipo IV es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, reelaborados después de la erosión. Antes de la depositación final, el kerógeno Tipo IV puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos; posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos.

2.1.3. Incidencia de la mineralogía en el diseño de las fracturas hidráulicas

La principal característica de las lutitas, es la complejidad en términos de su mineralogía. Estos yacimientos suelen ser bastante heterogéneos y su composición puede variar dramáticamente en solo unos pies. Para su evaluación normalmente se usan los registros litológicos los cuales son calibrados con información obtenida de núcleos; sin embargo, dada su complejidad, la interpretación de los registros eléctricos es más compleja y se debe realizar muy minuciosamente.

La composición promedio de los yacimientos de lutita consta, además del alto contenido de arcilla, de contenido medio de cuarzo y feldespato y bajo contenido de carbonatos; estas pueden ser descritas usando un diagrama ternario con los componentes minerales dominantes, como se muestra en la figura 4.

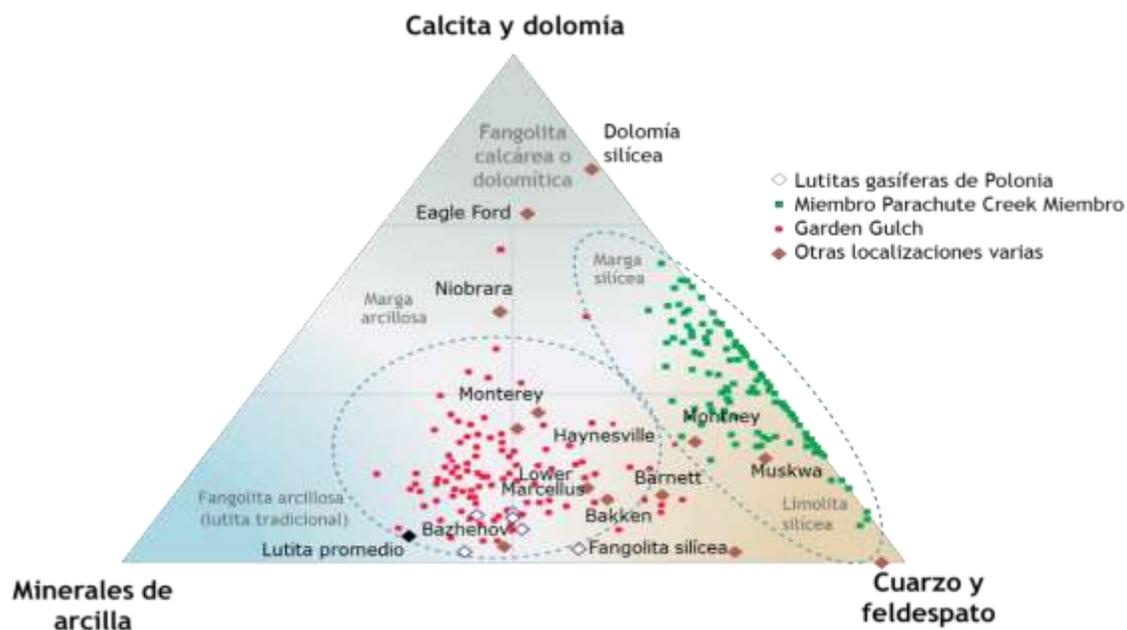


Figura 4. Diagrama ternario de la composición mineralógica típica de algunos yacimientos de lutita de Estados Unidos. Modificado de: Zee & Holditch (2016).

Los yacimientos de lutitas que han sido desarrollados en los Estados Unidos, tienen un contenido de arcilla relativamente bajo, comparado con las lutitas promedio alrededor del mundo. Muchos de los yacimientos de lutita son altamente silíceos, mientras que pocos de estos yacimientos son predominantemente calcáreos, como es el caso de los yacimientos de

Eagle Ford y Niobrara, (Oraon, B. and Bikash, A., 2015). Los yacimientos con alto contenido de arcilla presentan generalmente alta ductilidad, como es el caso de Bazhenov en Siberia, para compensar este efecto negativo se necesitan condiciones favorables tales como la presencia de fracturas naturales.

Las lutitas orgánicas potenciales tienen un contenido de arcilla significativamente más bajo que el de las lutitas convencionales, y tienen menos agua ligada a la arcilla (*Bound Water*); en general los esfuerzos son altos donde el contenido de arcilla es alto. Por su parte, las rocas ricas en cuarzo tienden a ser frágiles y son más propicias a fracturarse. Por ejemplo, la lutita de Barnett tiende a ser frágil ya que es rica en sílice; esto concuerda con el alto módulo de Young y una baja relación de Poisson que posee. El conocimiento de la mineralogía es también importante a la hora de evaluar la compatibilidad de los fluidos de fracturamiento para evitar daño de formación; algunas arcillas se hinchan al contacto con el agua, mientras que otras se dispersan, taponando las gargantas porales.

Evaluar la mineralogía puede ser complejo si no se cuenta con la información adecuada; se recomienda que además del registro de rayos gamma, se utilice la información de otras fuentes, como lo son los estudios geoquímicos, el análisis de los recortes de perforación o los registros especiales como el registro de rayos gamma espectral o el registro de resonancia magnética nuclear.

Además, para una evaluación precisa, la arcilla debe subdividirse en sus componentes, como illita, clorita y esmectita (la esmectita puede causar expansión, lo que lleva a cierres por fractura); de manera similar, los carbonatos deberían subdividirse en calcita, dolomita y fosfato, de modo que sus composiciones puedan usarse para evaluar la calidad y calcular la fragilidad de la roca (Wang y Gale, 2009).

2.2. Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales

El fracturamiento hidráulico es un método usado para incrementar la productividad de un pozo en yacimientos tanto convencionales como no convencionales que presentan muy baja porosidad y permeabilidad; el método consiste en colocar un canal de alta conductividad que se extienda profundamente hasta el yacimiento, alterando el movimiento de los fluidos, mediante la inyección de un fluido de alta viscosidad a la formación de interés a una tasa y presión mayor a la capacidad de admisión de la roca expuesta a la operación, originando la ruptura de la misma. En términos de productividad, cuando se fractura, lo que se hace es alterar la ecuación de Darcy, aumentando el área de flujo en dimensiones mayores a 10^3 . La ecuación 1 representa muy claramente la relación del caudal con el área de flujo.

$$q = vA = \frac{kh \Delta p}{\mu \Delta x} \left(\frac{A}{h} \right) \quad (\text{ec. 1})$$

Fuente: Montoya, C. (2010)

Donde:

q = Caudal de flujo; k = permeabilidad; A = área de flujo; h = espesor de la formación; u = viscosidad; dx = delta x; dP = diferencial de presión

Según *Scientia SAS* (2015) la estimulación de un pozo se puede realizar por medio de dos técnicas básicas: estimulación mecánica y estimulación matricial. La estimulación matricial hace referencia a la introducción de fluidos a la formación para que éstos afecten desde el punto de vista químico a la matriz de la roca de interés; estos fluidos suelen ser ácidos orgánicos o inorgánicos, solventes o surfactantes; por su parte, la estimulación mecánica hace referencia al tipo de estimulación que altera las condiciones de la roca mecánicamente.

La determinación del mejor método de estimulación es un proceso que requiere del estudio detallado de la mineralogía de la formación, así como del historial de producción de pozos y campos vecinos, sin embargo, es común que la explotación de los yacimientos no convencionales se realice por medio de pozos horizontales mediante la técnica de fracturamiento hidráulico en diferentes etapas, una de las técnicas más comunes de estimulación mecánica, junto con las técnicas de cañoneo a alta presión y fracturamiento ácido. La tendencia es perforar pozos verticales que atraviesen toda la formación de interés para poder registrarlos a través de herramientas con cable (*wireline*); esto, debido a que operacionalmente es más fácil obtener información de pozos verticales que de pozos horizontales; luego de registrar la sección vertical, se perfora la sección horizontal que será completada posteriormente.

Para preservar las fracturas, se puede usar ácido para crear caminos de alta permeabilidad, o se puede usar un agente de sostén o empaquetamiento llamado comúnmente propante o apuntalante, para mantener la fractura abierta y crear un camino con mayor conductividad hidráulica (Schlumberger, 1992, A). Ya sean terminaciones a hueco abierto o revestido, se deben posicionar unos cañoneos a lo largo del trayecto del pozo a partir de los cuales se iniciará la fractura. Las etapas de fracturamiento deben proveer un medio para producir aceite o gas, cumpliendo con 3 condiciones fundamentales: seguridad, eficiencia y economía. El presente proyecto se centrará en optimizar el segundo parámetro: la eficiencia. La seguridad es un parámetro netamente operacional, y la economía es un parámetro concerniente al área de administración del campo.

2.2.1. Navegación en pozos horizontales

Los pozos geonavegados son pozos dirigidos a través de la formación de interés, mediante la integración de los datos obtenidos en tiempo real de los registros de rayos gamma y resistividad azimuthal que generan imágenes de alta resolución y modelan las estructuras que hay delante de la broca (Amer *et al*, 2013). La optimización de las operaciones de perforación horizontal y las mejoras tecnológicas de los registros en tiempo real (*LWD Logging While Drilling*) han transformado la forma en que los ingenieros desarrollan los yacimientos no convencionales. La geonavegación ha permitido posicionar los pozos de una manera que se aprovecha al máximo cada sección del yacimiento y con ello, un mejor aprovechamiento de los recursos.

Los pozos horizontales y de alto ángulo en términos de producción aportan recompensas potenciales a corto y largo plazo, que los pozos verticales no proporcionan. A través de un solo agujero, los pozos horizontales mejoran el drenaje, permiten el acceso a compartimentos discretos en yacimientos complejos, reducen los costos de las intervenciones, mejoran las eficiencias y permiten la exposición a un mayor volumen del yacimiento. La figura 5 muestra un ejemplo de la geonavegación de un pozo horizontal.

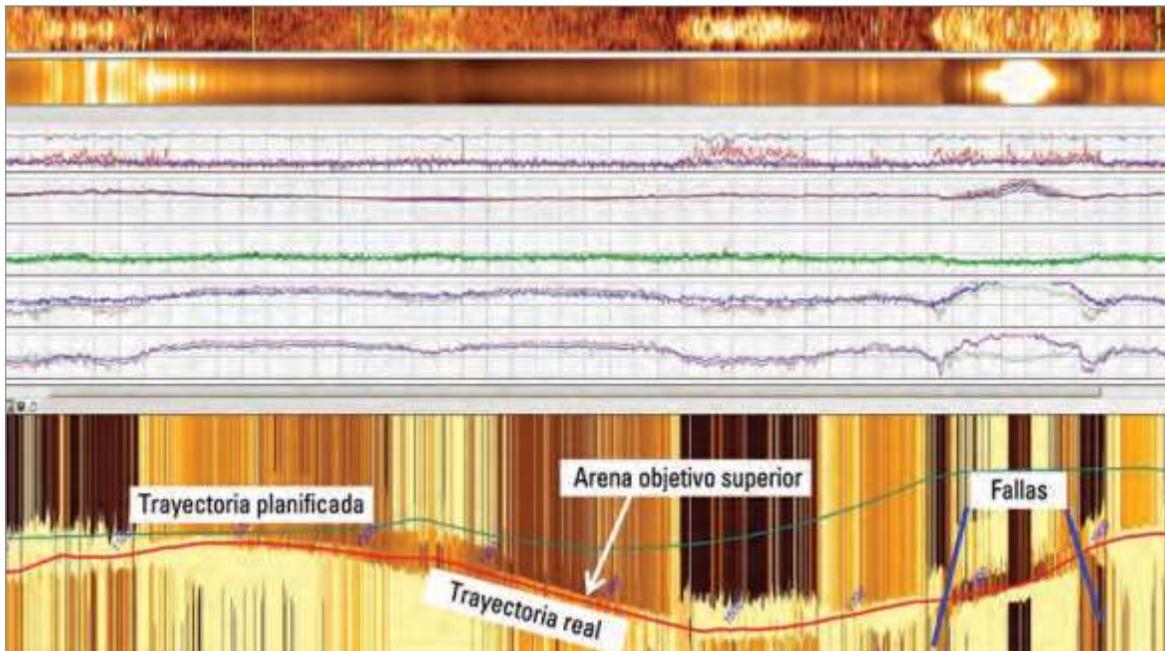


Figura 5. Ejemplo de navegación de un pozo horizontal.

Fuente: Schlumberger (2011).

La navegación estructural intenta hacer un modelado de la formación en tiempo real, con base en los datos obtenidos durante la perforación, para su utilización es necesario contar con

un programa computacional y con información completa tanto del pozo navegado como de pozos vecinos. Por ejemplo, se puede utilizar la información provista por las herramientas de lectura profunda de resistividad o sónicas para ayudar a direccionar el pozo dentro de una zona objetivo definida estrictamente, como es el caso de algunos yacimientos de lutitas de bajo espesor. Mediante la utilización de las mediciones de lectura profunda se pueden manejar las trayectorias de los pozos basados en las estructuras adyacentes en lugar de basarse en las condiciones cercanas al pozo.

Existen casos, como es el de los yacimientos fracturados, en que el posicionamiento de los pozos está más enfocado en la intersección de redes de fracturas que en la permanencia dentro de una zona estrecha, mientras que existen otros casos en los que se evita contactar las fracturas para evitar producción temprana de agua. En ambos casos, las imágenes de pared de pozo proporcionan mediciones de alta resolución que permiten confirmar la presencia de fracturas y conducen a redireccionar el pozo que no se encuentran posicionado en forma óptima.

Los costos de la navegación estructural son más elevados, pero las respuestas proporcionadas por las herramientas y los datos a los ingenieros y geólogos poseen el potencial para brindar un mejor acceso a un volumen más grande del yacimiento, mejorar la recuperación y producir más hidrocarburos.

2.2.2. Consideraciones de diseño del sistema de fracturas

A la hora de diseñar un sistema de fracturas hidráulicas, se deben tener en cuenta varios aspectos fundamentales a saber: conductividad esperada, geometría de la fractura, fluidos y apuntalante a usar, y por supuesto, los límites operativos evaluados a partir del estado mecánico del pozo. Igualmente, se deben considerar factores propios del yacimiento como la permeabilidad, porosidad, presión de poro y espesor de la formación a fracturar, a la hora de centrarse en la evaluación económica del proyecto (Scientia SAS, 2015). En general, las consideraciones más importantes a la hora de diseñar las fracturas hidráulicas incluyen:

- Posición y distribución de las etapas de fractura: El pozo se divide en múltiples etapas para hacer más fácil su estimulación. Como se verá en el apartado 2.2.3, el correcto posicionamiento de las etapas de fracturamiento será la clave para el éxito de las fracturas hidráulicas. El reto es dejar de lado la distribución de etapas geométricas y centrarse en la correcta distribución de las etapas usando distintos parámetros petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos.

- Geometría de las fracturas y su interacción con fracturas naturales: La fractura hidráulica debe tener anchura suficiente para conducir el fluido que se desea producir, y debe tener una longitud suficiente para aumentar el área de contacto con el yacimiento. En el caso de las lutitas petrolíferas, se desea una fractura más ancha en lugar de una fractura larga. En el caso las lutitas gasíferas, al ser la viscosidad del gas inferior a la del crudo, es mucho más importante el área del flujo que la conductividad del canal. El incremento del área de flujo en comparación con un pozo sin fracturar puede llegar a ser del orden de 100 o mayor. El diseño de la geometría de la fractura será detallado en el apartado 2.4.
- Orientación de la fractura y de los cañoeos: La fractura se crea y se propaga en el sentido perpendicular al del menor esfuerzo de la roca, esta orientación puede ser horizontal, vertical o inclinada y los factores con mayor influencia son los esfuerzos locales, la presión de poro, la relación de Poisson, el módulo de Young y la compresibilidad de la roca. Es importante resaltar que la orientación de la fractura está ligada al estado original de los esfuerzos in-situ y al mecanismo que la genera. Las fracturas hidráulicas se inician y propagan a lo largo de un plano preferencial de fracturamiento (PFP, por sus siglas en inglés), el cual define la trayectoria de menor resistencia que resulta de las diferencias en la dirección y magnitud de los esfuerzos de la formación. En la mayoría de los casos, el esfuerzo mayor se presenta en la dirección vertical, por lo que el PFP es vertical y yace en la dirección del siguiente esfuerzo mayor, el esfuerzo horizontal máximo.
- Contraste de esfuerzos: La profundidad de la fractura depende del contraste de esfuerzos que exista entre la roca objetivo y las rocas adyacentes. Si el contraste de los esfuerzos es grande, entonces una mayor presión neta es tolerable. Lo contrario es verdad para un pequeño contraste de esfuerzos. En algunas formaciones pobremente consolidadas o roca competente con altos contrastes entre los esfuerzos verticales y horizontales creados por ambientes tectónicos complejos, el colapso de la formación alrededor de los disparos provoca producción de arena
- Composición y tasa de inyección de fluidos de fractura: Si la tasa de bombeo se mantiene superior a la tasa de pérdida de fluido en la fractura, entonces la fractura se propaga y crece, si la formación es homogénea, el crecimiento tiende a ser radial.

Para una mayor efectividad en el diseño de la fractura se deben tener en cuenta, además de los parámetros ya mencionados, ciertas consideraciones como el estado mecánico del pozo, la capacidad de los equipos en superficie (límites operativos y límites físicos del bombeo), y por supuesto, el impacto ambiental.

2.2.3. Etapas de fracturamiento

Los pozos horizontales son perforados con longitudes que varían entre 1000 y 5000 pies, operacionalmente es imposible realizar los disparos y mantener la presión suficiente para fracturar la roca en intervalos de esta longitud, por lo que el fracturamiento hidráulico debe ser realizado por etapas. Según Avilés & Hua Liu., (2013), las etapas son fracturadas secuencialmente, iniciando desde la más profunda, a lo largo del lateral del pozo, hasta que todo el pozo ha sido estimulado; operacionalmente, se pueden realizar hasta 10 etapas en un mismo pozo, ahorrando tiempo, disminuyendo los riesgos operacionales y costos para la compañía operadora.

Los intervalos se aíslan individualmente a través de disparos o de la apertura de camisas de deslizamiento para exponer la zona a tratar, luego el pozo es estimulado hidráulicamente. Esta secuencia se repite desplazándose a lo largo del pozo hacia la superficie hasta estimular todas las zonas previstas.

La figura 6 ilustra un ejemplo de un sistema de completamiento de múltiples etapas. El número óptimo de etapas es diferente para cada yacimiento, y depende de su complejidad mineralógica, así como su calidad en términos petrofísicos y geomecánicos; el número óptimo de etapas será estudiado en el apartado 2.3.

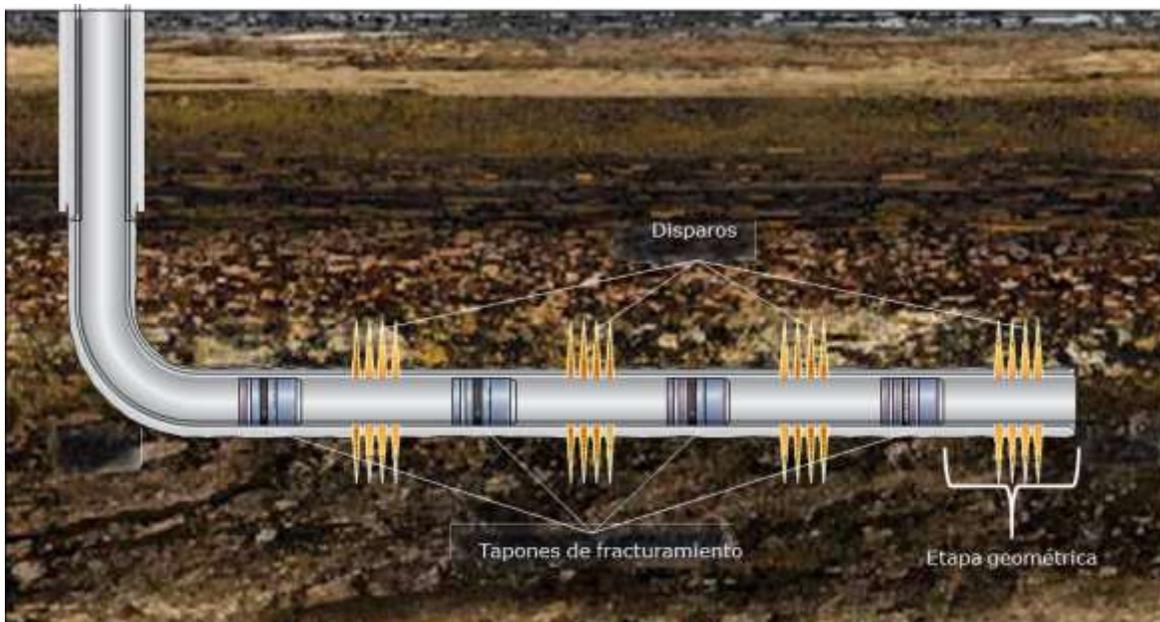


Figura 6. Ejemplo de un sistema de completamiento multi-etapa.
Fuente: Schlumberger (2011).

Existen diversos diseños para abordar cada uno de los pozos con el tratamiento correcto. Por ejemplo, el sistema convencional que requieren viajes independientes en el pozo para disparar una zona independiente y luego estimularla y aislarla en un segundo viaje, repitiendo el proceso para cada zona. También existen Sistemas de intervención que disparan y estimulan por fracturamiento y aíslan numerosas zonas en un solo viaje o Sistemas permanentes que estimulan por fracturamiento y aíslan múltiples zonas en una operación de bombeo utilizando arreglos que forman parte del completamiento; finalmente también se encuentran los Sistemas dinámicos que utilizan un material divergente degradable para taponar y aislar sucesivamente los disparos tratados y desviar los tratamientos de estimulación hacia otros intervalos en una operación continua.

Tradicionalmente, la longitud de cada intervalo disparado es la misma en todo el pozo y los tapones se colocan de manera equidistante. Estos diseños se denominan terminaciones geométricas. No obstante, dado que las lutitas son en general heterogéneas, se han comenzado a utilizar datos sísmicos y de registros de pozos para determinar las propiedades mecánicas de las formaciones y el potencial de productividad a lo largo del pozo. Luego, los operadores limitan las operaciones de disparos y estimulación a las áreas potencialmente más productivas, formando conjuntos de disparos optimizados. Este método usualmente reduce el número de etapas y tapones, lo que disminuye los costos de terminación de pozos sin sacrificar la productividad de los mismos. Estos diseños se denominan etapas optimizadas técnicamente. Si se emplean métodos de fracturamiento convencionales, hasta un 40% de los disparos pueden no contribuir a la producción. Este proyecto propone una forma de diseñar fracturas optimizadas dejando de lado el diseño geométrico, evaluando el índice compuesto de calidad, que será estudiado en el apartado 3.1.2.

2.2.4. Consideraciones de diseño de las perforaciones

El cañoneo es el proceso mediante el cual se crea un canal limpio que comunica el yacimiento y el pozo, existe una relación íntima entre las perforaciones y la iniciación de la fractura. Según Schlumberger 1992, el éxito de un pozo depende de lograr la mejor conexión posible entre el pozo y la formación. A través de las perforaciones que se ha logrado mediante los disparos, se bombearán los fluidos de fractura, para propagar ésta según se haya contemplado en el diseño.

Existen diversas técnicas de disparo, las cuales dependen del tipo de completamiento, de las condiciones del yacimiento y de las condiciones operacionales. Dentro de los componentes principales del sistema de cañoneo se encuentra el cuerpo del cañón que puede ser recuperable o descartable, el detonador eléctrico o por percusión (depende del sistema utilizado), cuerda detonante que provee el vínculo y la ignición inicial de las cargas y la carga

preformada que genera un jet a alta temperatura y velocidad. El sistema de cañoneo incluye los métodos de bajada del cañón que puede ser por cable, TPC o TF (tubería flexible), cañones “Through–Tubing” (pistolas) que deben tener diámetros externos (OD) pequeños, sistemas de cañones convencionales que generalmente son de diámetros externos (OD) grandes y sistema de cañones TPC que pueden ser recuperables o descartables, disparar en intervalos largos y no necesitan verificación. (Scientia SAS, 2015).

La técnica de completamiento más utilizada en la industria es la técnica ‘Plug and Perf’ (Casero *et al*, 2013). En ésta técnica, cada etapa puede ser cañoneada de manera separada y tiene la ventaja de que los ingenieros pueden aplicar los conocimientos adquiridos en cada etapa, para optimizar los perforados de la etapa siguiente. El proceso consiste en bombear un tapón y disparar pistolas a una profundidad determinada. Una vez puesto el tapón, y las herramientas retiradas del pozo, se bombea una bola para aislar las zonas debajo del tapón, y se bombea el tratamiento de estimulación de la fractura. Una vez que se completa la etapa, se inician las perforaciones de la siguiente etapa, y el proceso se repite moviéndose hacia arriba en el pozo. Esta técnica reduce considerablemente el tiempo de ejecución del fracturamiento hidráulico, reduciendo significativamente los costos. Actualmente el 70-75% de los pozos se completan utilizando la técnica de P & P.

2.2.5. Fluidos de fracturamiento y agentes de sostén

Los fluidos que se usan para el fracturamiento hidráulico generalmente contienen agua, arena y productos químicos, en proporciones que varían entre 95%, 4% y 1% en volumen respectivamente (Castro & Camargo, 2016). El objetivo de los productos químicos es cambiar algunas propiedades generales del fluido (viscosidad, pH, entre otros) para optimizar el rendimiento del mismo. Hay muchos tipos de fluidos disponibles para el uso en el fracturamiento hidráulico. En la selección del fluido de un pozo específico, es necesario entender las propiedades de los fluidos y como pueden ser modificadas para lograr varios efectos deseados, algunas de estas propiedades básicas son: poco gasto de filtración, habilidad para transportar el agente de sostén o apuntalante, poca pérdida de fricción en el bombeo, facilidad de ser removido desde la formación (*flow back*), compatibilidad con los fluidos naturales y los minerales de la formación, y debe causar un mínimo de daño a la formación.

El agente de sostén, por su parte, debe poseer la habilidad de mantener abiertas las fracturas hidráulicas, para lo cual se requiere de un apuntalante que resista el esfuerzo de cierre de la fractura y los esfuerzos debidos al movimiento de fluidos, sin deteriorarse con el tiempo. El apuntalante se debe aplicar de manera gradual, de tal manera que una concentración inicial inicie la generación del canal de fracturas, el cual irá creciendo y será reforzado con un

incremento en la concentración de apuntalante, hasta el punto que la fractura alcanza la conductividad esperada. La aplicación gradual del apuntalante asegura que se logre la geometría de fractura diseñada.

2.2.5.1. Diseño de los fluidos de fracturamiento

El fluido de fracturamiento, según lo determina la norma API RP 39, debe tener una viscosidad estable durante el bombeo, que permita crear fracturas y transportar el agente de sostén y debe tener la posibilidad degradarse una vez haya terminado el trabajo de estimulación; además, debe ser compatible con los minerales contenidos en la formación.

La siguiente tabla muestra los diferentes fluidos de fracturamiento que se pueden encontrar actualmente, su composición típica y la relación con el uso más común.

Tabla 1. Fluidos de fracturamiento y condiciones de uso.

Base	Tipo de fluido	Composición típica	Uso
Agua	Lineal	Guar, HPG, HEC, CMHPG	Fracturas cortas, baja temperatura
	Entrecruzado	Entrecruzador, Guar, HPG, CMHEC	Fracturas largas, alta temperatura
	Miscelar	Electrolito, surfactante	Fracturas moderadas, temperaturas moderadas
Espuma	Base agua	Espumante, Nitrógeno, CO ₂	Formación de baja presión
	Base ácido	Espumante, CO ₂	Formaciones carbonatadas, baja presión
	Base alcohol	Metanol, espumante, N ₂	Formaciones de baja presión, sensibles al agua
Aceite	Lineal	Agente gel	Formaciones sensibles al agua
	Entrecruzado	Entrecruzador, agente gel	Fracturas largas, formaciones sensibles al agua
	Emulsión base agua	Agua, Aceite, Emulsificante	Fracturas moderadas, buen control de filtrado
Ácido	Lineal	Guar o HPG	Fracturas cortas, formaciones carbonatadas
	Entrecruzado	Entrecruzador, Guar o HPG	Fracturas largas, formaciones carbonatadas
	Emulsión base aceite	Ácido, aceite, emulsificante	Fracturas moderadas, formaciones carbonatadas

Fuente: Tomado de ECONOMIDES M.J. *et al* (2007).

En un fluido de fracturación se usan varios aditivos con el fin de dotarlo de diferentes propiedades específicas para cada formación: capacidad de degradarse una vez que el trabajo haya terminado, control de la pérdida de fluido, minimizar el daño a la formación, ajustar el pH, controlar las bacterias o mejorar la estabilidad a alta temperatura, entre otros. Se debe tener cuidado cuando se usan múltiples aditivos y no se interfiera con la función de otro aditivo. La tabla 2 resume los aditivos más comunes con su función específica.

Tabla 2. Aditivos más comunes para ajustar las propiedades de los fluidos de fracturamiento.

ADITIVOS MÁS COMUNEMENTE USADOS EN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	
Aditivo	Uso
Ácido	Elimina los restos en el pozo causados por los lodos de perforación
Bactericida/ biosida	Controla el crecimiento de bacterias
Estabilizador de arcillas	Previene la precipitación de arcillas en la formación
Inhibidor de corrosión	Reduce la formación de óxido en la tubería
Reductor de fricción	Reduce la presión de bombeo y los equipos necesarios en el emplazamiento
Agente gelificante	Mejora el transporte del propano e inicia la fractura
Eliminador de oxígeno	Previene la prevención de la tubería y el revestimiento

Fuente: Tomado de ECONOMIDES M.J. *et al* (2007).

La compatibilidad roca – fluido y fluido – fluido es el parámetro más importante a tener en cuenta en la etapa de diseño de los fluidos de fracturamiento. Las pruebas más conocidas son las pruebas de compatibilidad, prueba de hinchamiento lineal, prueba de succión capilar y prueba de retorno de permeabilidad (Conway *et al*, 2008); dichas pruebas serán descritas a continuación.

a. Prueba de compatibilidad

Las pruebas de compatibilidad indican si existe algún cambio en las propiedades del fluido de completamiento cuando entra en contacto con el fluido de formación, o viceversa. Se intenta determinar si existe la posibilidad de ocasionar daño de formación o mal manejo del apuntalante, debido a éstas reacciones. Comúnmente, se realizan pruebas de botella que utilizan diferentes concentraciones del fluido de completamiento vs el fluido de formación, para determinar las posibles reacciones. Si no se cuenta con una muestra del fluido de formación, éste se recrea en laboratorio.

b. Prueba de hinchamiento lineal

El efecto de hidratación de las arcillas, se refleja en la velocidad de expansión y en el cambio de volumen que experimentan las muestras de lutita al ser sumergidas en agua. Este cambio de volumen medido en una sola dirección y perpendicular al plano basal, es

lo que se denomina hinchamiento lineal. Se usa junto con el ensayo CST (Tiempo de Succión Capilar), (Rausseo U., 2002)

Cuando el hinchamiento es mayor a 20% se considera que la formación presenta alta inestabilidad, atribuida a problemas químicos. Si la expansión se encuentra en un rango de 10 a 20%, se dice que existen problemas de derrumbe y arrastre que generan una inestabilidad relativamente tolerable. Si el hinchamiento está en el rango de 5 a 10% hay disminución del diámetro del hoyo, lo cual también podría causar problemas de derrumbes, si el valor obtenido no sobrepasa el 5% la formación se puede considerar poco reactiva al agua y por consiguiente estable.

c. Prueba de succión capilar (Capilar Succión Time CST)

Este ensayo mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso para determinar la capacidad de flujo relativo. Una roca simple con arcillas dispersables o hinchables tendrá una pseudo permeabilidad más baja y tendrá un tiempo de CST más largo, mientras que la que no tenga arcilla o las partículas finas tendrá un tiempo de retención más corto. Por lo tanto, esta herramienta se puede utilizar para estudiar la sensibilidad relativa de una roca simple a varios fluidos. La relación CST varía de 0.5 (sin sensibilidad) a más de 50 (sensibilidad extrema). (Michael *et al* 2008).

d. Prueba de retorno de permeabilidad

Se realiza para determinar el daño de los fluidos inyectados a los yacimientos y observar las reacciones con las arcillas presentes. Esta prueba mide el efecto de un fluido de prueba (lodo, filtrado, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. El retorno de permeabilidad se calcula con la ecuación 2, el 100% de retorno indica que no hay daño de formación.

$$(K_p / K_i * 100) \dots \quad (\text{ec. 2})$$

Fuente: Montoya, C., (2010)

Donde: K_p = Permeabilidad final, K_i = Permeabilidad inicial

2.2.5.2. Diseño del propante, apuntalante o agente de sostén

El fluido de fracturamiento debe ir acompañado con un material sustentante en suspensión; este material soportante debe oponerse al esfuerzo en el plano horizontal, con el objetivo de mantener abierta la fractura después de la acción de la presión neta y generar un canal conducto para el flujo de los fluidos de la formación hasta el pozo. El esfuerzo de cierre de

la fractura y su geometría, determinados a partir de los modelos petrofísicos y geomecánicos, serán de vital importancia a la hora de seleccionar el apuntalante más adecuado. La figura 7 muestra los principales apuntalantes a ser usados, en función del esfuerzo de cierre de la fractura.

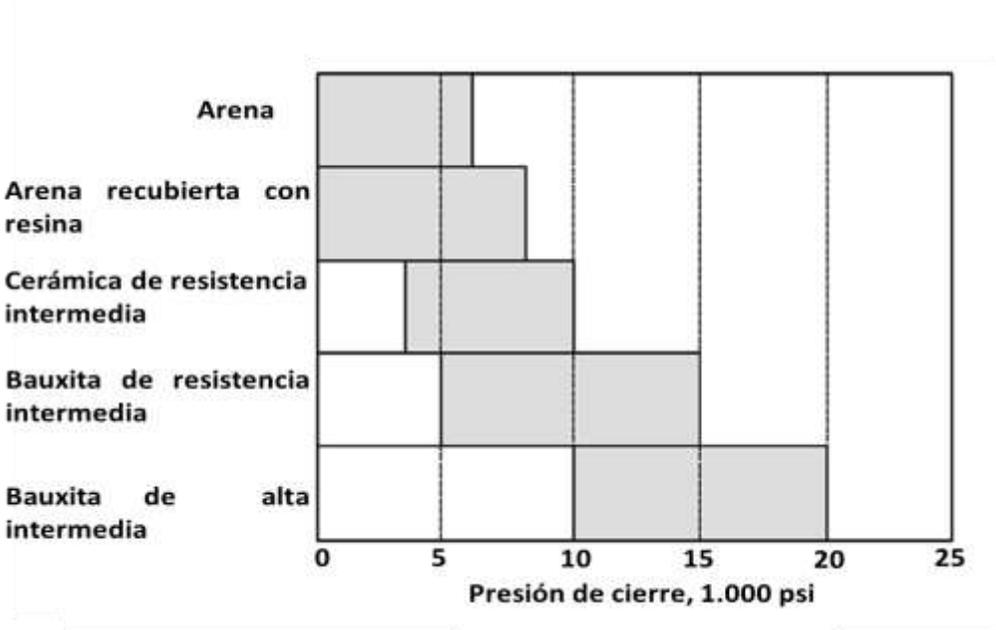


Figura 7. Tipos de apuntalante en función del esfuerzo de cierre.
Fuente: Schlumberger (2011).

Además del esfuerzo que puedan soportar bajo el esfuerzo de cierre de la fractura, la conductividad del apuntalante se ve afectada por diferentes variables como la esfericidad y la redondez; si los granos son redondos y más o menos del mismo tamaño, los esfuerzos sobre él se distribuyen más uniformemente, resultando en una mayor resistencia; si los granos son poco esféricos, estos se fracturan incluso bajo esfuerzos de cierre bajos, produciendo finos que reducen la conductividad de fractura.

Las formaciones sucias o sujetas a migración de finos son poco indicadas para apuntalantes grandes, ya que los finos tienden a invadir el empaque apuntalado, causando taponamientos parciales y rápidas reducciones en la permeabilidad. En estos casos, es más adecuado usar apuntalantes más pequeños que resistan la invasión de finos. Los apuntalantes de tamaño grande pueden ser menos efectivos en pozos profundos porque son más susceptibles de ser aplastados, ya que los esfuerzos de cierre son mayores (a medida que el tamaño de grano se incrementa, disminuye su resistencia). Sin embargo, los apuntalantes grandes presentan un mayor problema en su colocación por dos razones: se requiere una fractura ancha para los granos mayores y el ritmo de colocación de las partículas aumenta con el incremento del diámetro.

2.2.6. Requerimientos operativos en superficie

Antes de que se inicie cualquier trabajo de fracturamiento, es necesario que se realicen algunas pruebas; con el fin de verificar el estado de los equipos en superficie y el estado mecánico en el subsuelo; el diseño de la sarta de producción debe tener en cuenta los siguientes criterios:

- Presión y tensión de trabajo: La presión de trabajo debe ser menor al 80% de la resistencia al estallido y colapso de la tubería.
- Caudal de producción: el caudal de producción debe ser proporcional al área de flujo
- Ambiente del pozo: la tubería debe estar diseñada para soportar ambientes extremos de temperatura, corrosión e incrustaciones.
- Conexiones y geometría: tener en cuenta las juntas de las tuberías y el espacio anular

Pruebas realizadas antes del fracturamiento

Antes de que los operarios o las empresas de servicio realicen un tratamiento de fracturamiento hidráulico en un pozo, se realizan una serie de pruebas que están diseñadas para garantizar que el equipo de fracturamiento hidráulico funcione correctamente y resista de forma segura aplicación de la presión del tratamiento de fractura y las tasas de flujo de la bomba. La prueba comienza con la prueba de los revestimientos de los pozos y cementos durante el proceso de perforación y construcción del pozo. (Scientia SAS, 2015).

El completamiento se puede realizar en hueco abierto o en hueco entubado. Si las fracturas naturales proveen el mecanismo de productividad del pozo, se tiende a utilizar completamientos en hueco abierto; esto, principalmente porque el filtrado del cemento causa daño en las fracturas, y porque en general la operación de completamiento requiere menos tiempo. Si existen problemas de estabilidad de pozo, se suele utilizar completamiento en hueco entubado; igualmente, si hay presencia de fallas geológicas que puedan acarrear problemas de producción de agua, se utiliza completamiento en hueco entubado para aislar estas zonas.

Requerimientos del equipo de fractura

Uno de los requerimientos del equipo perforador es la potencia de este, que es el valor requerido para conocer la calidad y capacidad del equipo que se debe disponer para realizar la fractura diseñada y está dada por la siguiente ecuación.

$$N[HHP] = \frac{WHP(psi) \times q_i(bpm)}{40.8} \quad (\text{ec. 3})$$

$N[HHP]$ = potencia hidráulica del perforador; q = Caudal de flujo; $WHP(psi)$ = Presión.

Fuente: Blanco A. & Vivas J., (2011).

El equipamiento de fractura está constituido principalmente por una unidad mezcladora (blender, PCM), bombas fracturantes que deben ser de alta presión y de presurización anular que pueden estar en diferentes configuraciones, dentro de las más comunes se tiene la triplex (800HHP), quintuplex (1350 HHP) y súper bomba (2250 HHP), además, incluye un equipo de monitoreo y control y unidades de transporte y almacenamiento.

La unidad de hidratación debe estar diseñada para reducir tiempos muertos y costos operativos, mezclar gel en rampa y minimizar los desechos, por otra parte, los alimentadores de arena tienen la característica de alimentar el apuntalante al mezclador en grandes capacidades (2500 – 4500 sacos) y bombearlas a caudales de 25000 lbs/ min. Generalmente se usa también un protector de árbol, para proteger la producción de la alta presión y de la erosión provocada por el paso de apuntalante a alta velocidad.

El programa de bombeo está diseñado para permitir que el ingeniero vea los efectos del tratamiento de la presión durante el bombeo. Cualquier cambio en la velocidad, viscosidad o densidad (ppg) se observa a medida que el fluido viaja desde el mezclador a las perforaciones y entra a la formación.

La tasa por perforación está diseñada para una entrada limitada o una caída de presión de perforación de 500-1000 psi. Esto generalmente requiere tasas mínimas de 1-2 BPM por perforación.

2.3. Petrofísica y geoquímica a partir de información de registros eléctricos

La caracterización de los yacimientos no convencionales en general, presenta un alto grado de dificultad. La estructura compleja de este tipo de yacimientos hace que las características petrofísicas sean difíciles de determinar usando registros de pozo; sin embargo, varios autores se han esforzado por evaluar éstas propiedades petrofísicas de manera adecuada, y coinciden en que un aspecto importante a evaluar es la heterogeneidad de la formación.

Cuando la información sísmica es evaluada y calibrada con los datos de muestras de roca, es posible identificar los puntos dulces (*sweet spots*), que representan localizaciones óptimas para la perforación de pozos verticales piloto como inicio de un programa de exploración. Esta evaluación provee datos como contenido de TOC, madurez térmica y presión de poro, que solo serán confirmadas con la perforación del pozo vertical exploratorio.

La caracterización petrofísica y geoquímica de yacimientos no convencionales usualmente requiere la misma información utilizada en la evaluación de yacimientos convencionales; lo que varía es la interpretación debido al grado de complejidad de los yacimientos. Cada registro y cada propiedad petrofísica muestran características propias que diferencian las lutitas potenciales de las no potenciales. Esta caracterización se complementa con

información obtenida a través de registros eléctricos (por ejemplo: La metodología de Passey para el cálculo de TOC o modelo de Archie para cálculo de saturación, entre otros),.

Por ejemplo, el perfil de rayos gamma en yacimientos de lutitas, usualmente están por encima de los 150° API, debido a que contienen mayor cantidad de elementos radioactivos como Torio, Uranio y Potasio. La resistividad en las lutitas gasíferas es mayor que la resistividad de las lutitas que no tienen potencial hidrocarburífero.

2.3.1. Delimitación de zonas o segmentos

Se define como segmento a una zona que tenga características mineralógicas y petrofísicas similares. La delimitación de las zonas se define inicialmente con las secciones sísmicas existentes en el área de estudio, pero se deben especificar con la información de registros eléctricos y ripsos de perforación, obtenidos durante y después de la perforación.

2.3.1.1.Registro de rayos gamma

Según Camargo (2008), el perfil de rayos gamma se utiliza principalmente para diferenciar las litologías porosas permeables de las litologías arcillosas a partir de los cambios de facies en los ambientes sedimentarios, intuidos a partir de la tendencia y forma del perfil.

En la figura 8, se observa la diferenciación de una zona de arcillas, a una zona de arenisca.

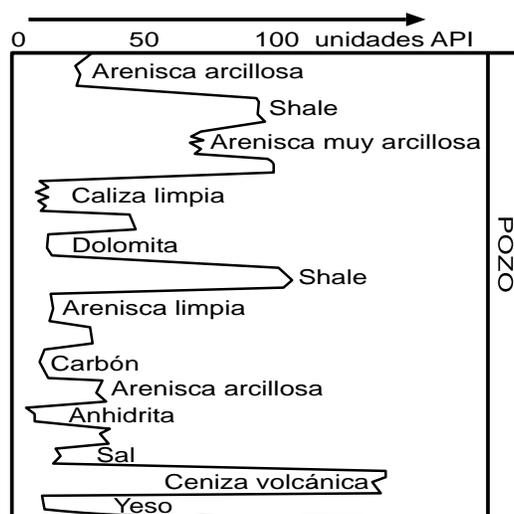


Figura 8. Ejemplo de registro de Rayos Gamma.
Fuente: Camargo (2008).

En el perfil de rayos gamma, el límite entre dos litologías de diferente radiactividad se localiza en el punto medio entre la desviación máxima y mínima.

Dado que las litologías dominantes en estos reservorios son las arcillas, los carbonatos y también el limo, en la etapa exploratoria, es muy recomendable correr un registro de Rayos Gamma Espectral en todo el espesor de interés. Además de permitir discriminar litologías, esta herramienta permite inferir el contenido orgánico total (TOC) a lo largo del espesor perfilado. Los valores de uranio pueden ser calibrados a fin de obtener una curva de TOC, pues estos están generalmente asociados a la materia orgánica. Por otro lado, los valores de potasio y torio permiten obtener una curva de volumen de arcilla (VCL) con muy buen ajuste. Como se explicará más adelante, el TOC y en menor medida el VCL, son fundamentales a la hora de evaluar las zonas a estimular y el yacimiento en sí, siendo el TOC uno de los primeros indicadores a observar. En la etapa de desarrollo sería suficiente un GR convencional luego de haber calibrado exitosamente el espectral con los datos de laboratorio.

2.3.1.2. Otros registros

Otro método para realizar la zonificación consiste en evaluar los recortes de perforación. En pozos horizontales, aunque el pozo ha sido navegado dentro de la formación de interés, puede haber variaciones en la litología que los registros de pozos no perciben. Se recomienda evaluar la mineralogía de los recortes de perforación, así como la composición y concentración de los hidrocarburos livianos liberados de los recortes mediante cromatografía, a lo largo de todo el tramo horizontal perforado.

Según Curcio, A. (2013), la evaluación de la mineralogía es una tarea del día a día durante la perforación de pozos; sin embargo, para lograr una evaluación consistente de la formación, se recomienda realizar pruebas DRX y SEM sobre los ripios de perforación, para identificar los minerales arcillosos que puedan causar problemas de desestabilización, y para identificar la composición mineralógica en general.

La cromatografía registra los picos individuales correspondientes al metano, etano, propano, butano, y habitualmente pentanos e hidrocarburos pesados como un solo pico. El uso conjunto de la cromatografía de gases con la espectroscopía de masas, permite determinar el tipo de hidrocarburo producible en todo el yacimiento en general. Además, mediante ésta técnica también es posible obtener indicadores de madurez del kerógeno.

Los perfiles de inducción y sónicos son perfiles básicos necesarios. Su combinación permite también estimar valores de TOC a través del método de Passey (Passey *et al.* 1990). El uso más frecuente de la resistividad es identificar potenciales capas de agua y de hidrocarburos,

por debajo y/o por encima de la zona de interés. Esto es muy importante en las lutitas para planificar la estimulación.

Otros dos perfiles de utilidad son el perfil de densidad y la resonancia, el TOC calculado a partir de la densidad suele presentar muy buen ajuste. La porosidad puede ser calculada teniendo una curva de densidad variable ajustada.

El perfil mineralógico puede ser de utilidad sobre todo para los primeros pozos y dependiendo de las variaciones litológicas del área. Este perfil es reprocesado con datos de muestra de roca, generando un modelo mineralógico que luego puede ser usado en posteriores corridas en otros pozos, además está asociada a su curva de densidad de matriz para ser utilizada en el cálculo de porosidad a partir del perfil de densidad. Sin embargo, si la litología del área no es muy variable, se puede generar una curva de densidad de matriz variable a partir de la correlación entre la densidad y datos de laboratorio.

Otra opción que se debe considerar es correr un perfil de imagen. Como resultado se puede obtener información sedimentológica (ej: laminación), densidad y tipo de fracturas naturales, presencia de rupturas. Dada la información que brinda, su uso está relacionado con la estimulación y con la estabilidad de pozo. La dirección de máximo esfuerzo permitirá saber de antemano en qué sentido se propagarán las fracturas hidráulicas durante la estimulación (coincidiendo con esa dirección) y en qué dirección es conveniente hacer los pozos horizontales (dirección de mayor estabilidad).

2.3.2. Volumen de arcilla y composición mineralógica

Un parámetro común a la hora de evaluar la mineralogía del yacimiento, es el volumen de arcilla. En formaciones convencionales, el volumen de arcilla correlaciona muy bien con el registro de rayos gamma, mientras que, en formaciones no convencionales, se ha notado poca correlación entre estos dos parámetros, debido a un fenómeno denominado ‘paradoja de Simpson’ (Zee *et al.* 2014), que indica presencia de materia orgánica y minerales radioactivos no arcillosos en lugar de presencia de minerales arcillosos. Teniendo en cuenta lo anterior, se recomienda que el volumen de arcilla se cuantifique usando información de distintos registros eléctricos, incluidos los registros de densidad y neutrón, en conjunto con el registro de rayos gamma y el registro de rayos gamma espectral que separa las lecturas provenientes de minerales radioactivos no arcillosos. Igualmente, se recomienda calibrar estos datos con información obtenida en laboratorio.

Lo más común en pozos horizontales es que se perfore la sección horizontal con ayuda de dos registros básicos: rayos gamma y resistividad azimutal. Como lo más común en cualquier pozo es contar con información de rayos gamma, entonces éste será el principal perfil a

utilizar en la evaluación del volumen de arcilla, y, además, servirá para correlacionar las otras propiedades con base en los registros del pozo vertical.

El volumen de lutita se calcula comparando en el perfil de rayos gamma la radioactividad de la formación de lutitas, con la de una formación de arenas típico, cercana a la zona de interés. Para ello se calcula primero el índice de rayos gamma IGR del pozo con la siguiente ecuación:

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (\text{ec.4})$$

Donde:

RGlog = lectura puntual tomada frente a la roca reservorio de interés.

RGmin = lectura tomada frente a roca reservorio limpia en el pozo

RGmáx = lectura tomada frente a una zona potente de shale típico

Luego, conocido el índice de rayos gamma IGR se estima el volumen de lutita, aplicando según el grado de consolidación de la roca, alguna de las siguientes ecuaciones empíricas propuestas por Dresser Atlas (1979):

Para rocas jóvenes, de bajo grado de consolidación de edad Terciaria

$$V_{Sh} = 0.083[2^{3.7(IGR)} - 1] \quad (\text{ec.5})$$

Para rocas antiguas, consolidadas de edad pre-Terciaria:

$$V_{Sh} = 0.33[2^{2(IGR)} - 1] \quad (\text{ec. 6})$$

Donde:

V_{Sh} = Volumen de lutita

IGR = índice de rayos gamma

Fuente: Camargo (2008).

2.3.2.1. Efecto del volumen de arcilla en las propiedades geomecánicas:

El volumen de arcilla es un parámetro importante, pues influye de manera muy significativa en el índice de fragilidad de la formación, es decir, la capacidad que tiene la formación de fracturarse. Si el contenido de arcilla supera el 40%, entonces la formación tiende a ser muy dúctil y tiende a deformarse frente a la aplicación de esfuerzos, sin fracturarse.

Los registros geoquímicos no solo proveen la cantidad de minerales arcillosos, sino también la cantidad de minerales calcáreos y silíceos, esenciales para determinar el índice de fragilidad de la formación. Este índice será visto en detalle en el apartado 2.4.4.

2.3.2.2. Registros especiales para determinar volumen de arcilla:

Ocasionalmente, se utilizan registros especiales, como el perfil de resonancia magnética o los perfiles dieléctricos, para evaluar la mineralogía de la formación; igualmente, el registro de espectroscopía provee la mineralogía detallada de la formación, incluyendo Silicio, Calcio, Hierro, Sulfuro, Titanio y Potasio, los cuales son procesados y llevados a porcentaje en minerales.

La caracterización de los tipos de arcilla, puede realizarse mediante registros de espectroscopía y mediante registros espectrales de rayos gamma, que separan los niveles de Torio, Uranio y Potasio para distinguir los tipos de arcilla.

La presencia de illita generalmente indica rocas fácilmente fracturables que no reaccionan con el agua. En contraste, la presencia de esmectita, es un indicativo de rocas dúctiles y que se hinchan con facilidad.

2.3.3. Estimación del potencial del yacimiento

La evaluación de las propiedades geoquímicas a partir de datos de núcleos o datos de registros eléctricos es fundamental para identificar las lutitas que tienen alto potencial de producción. Entre estas propiedades cabe destacar el Carbono Orgánico Total (*TOC Total Organic Carbon*), el volumen de gas y la madurez térmica.

2.3.3.1. Carbono Orgánico Total TOC

El carbono orgánico total (*Total Organic Carbon TOC*) es una medición de la cantidad de materia orgánica de una roca, y no una medición de su calidad; las lutitas con mayor contenido de TOC son más ricas en materia orgánica. Normalmente, se buscan yacimientos con TOC mayor a 2% en peso y que no supere el 10% en peso. En la tabla 3 se puede observar el potencial del yacimiento en términos de TOC; si el TOC es mayor al 10% la madurez no es suficiente para la generación de hidrocarburos.

Tabla 3. Potencial del yacimiento en términos de TOC.

Carbón orgánico total, % en peso	Potencial de los recursos
Menor 0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy bueno
Mayor a 10	Desconocido

Fuente: Tomado de Boyer, C. *et al* (2005).

El TOC se puede determinar a través de pruebas de laboratorio mediante un proceso de combustión. Sin embargo, los datos obtenidos por este método son muy puntuales y no son representativos de la totalidad del yacimiento; por esta razón, es más conveniente utilizar la información obtenida de los registros eléctricos para cuantificar el TOC de manera más representativa a lo largo de todo el pozo; estos datos, en lo posible, deben calibrarse con la información obtenida en laboratorio.

Existen registros geoquímicos avanzados que miden el TOC en todo el intervalo del pozo, pero resultan ser muy complejos y costosos. Passey *et al* (1990), propusieron un método que es muy aceptado a nivel mundial, para calcular el TOC a partir de los registros eléctricos convencionales. Éste método resulta muy sencillo, gracias a que utiliza información que es fácilmente medible en campo. Los efectos que tiene el kerógeno sobre los registros eléctricos, han sido muy bien estudiados a lo largo del desarrollo de yacimientos no convencionales, sin embargo, no es objeto de estudio del presente proyecto. En resumen, Passey *et al* (1990) propusieron obtener un valor denominado $\Delta\text{Log}R$ a partir de los registros sísmico, densidad y/o neutrón, todos unidos con el registro de resistividad; una vez obtenido el $\Delta\text{Log}R$, se calcula el TOC usando la ecuación 7.

$$\%TOC = \Delta\text{Log}R * 10^{2.297-0.1888*LOM} \quad (\text{ec.7})$$

Donde:

$\Delta\text{Log}R$ = Separación de los registros medida en ciclos logarítmicos.

LOM= Nivel de Metamorfismo.

Para determinar el $\Delta\text{Log}R$ se utilizan las ecuaciones 8, 9 y 10, dependiendo si se usa el registro sísmico, de densidad o neutrón, respectivamente.

$$\Delta\text{Log}R_{\text{Sónico}} = \text{Log}(R/R_{\text{Lineabase}}) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{lineabase}}) \quad (\text{ec.8})$$

$$\Delta \text{Log} R_{Den} = \text{Log}(R/R_{Lineabase}) + 2.5 * (\rho_b - \rho_{lineabase}) \quad (\text{ec. 9})$$

$$\Delta \text{Log} R_{Neu} = \text{Log}\left(\frac{R}{R_{Lineabase}}\right) + 4.0 * (\emptyset N - \emptyset N_{lineabase}) \quad (\text{ec.10})$$

Fuente: Passey *et al.* 1979

$\rho_{lineabase}$ = Valor de la densidad bruta de la linea base

ρ_b = Valor de la densidad bruta del registro

R = Resistividad

$\emptyset N_{lineabase}$ = Valor de la porosidad neutrón de linea base

$\emptyset N$ = Valor de la porosidad neutrón

R = Resistividad

Δt = Tiempo de transito

$R_{Lineabase}$ = Resistividad medida en la linea base

$\Delta t_{lineabase}$ = Velocidad medida en la linea base

$\rho_{lineabase}$ = Densidad medida en linea base

$\emptyset N_{lineabase}$ = Porosidad neutron medida en linea base

Si se desea realizar un análisis gráfico, las curvas se deben colocar de la siguiente manera:

- La curva de tiempo de tránsito y resistividad profunda se grafican en un mismo gráfico, resistividad de 0.01 a 100 ohm-m y tiempo de transito 200 a 0.
- La curva de tiempo de densidad y resistividad profundidad se grafican en un mismo gráfico, resistividad de 0.0075 a 75 ohm-m y densidad de 1.6 a 3.2 gr/cc
- La curva de tiempo de neutrón y resistividad profunda se grafican en un mismo gráfico, resistividad de 0.01 a 100 ohm-m y neutrón 0.75 a - 0.25.

La figura 9 ilustra la forma correcta de sobreponer las curvas. Nótese que estas curvas se sobreponen en el lugar donde no hay materia orgánica, y se separan en función del contenido de materia orgánica; a ésta superposición se le denomina línea base.

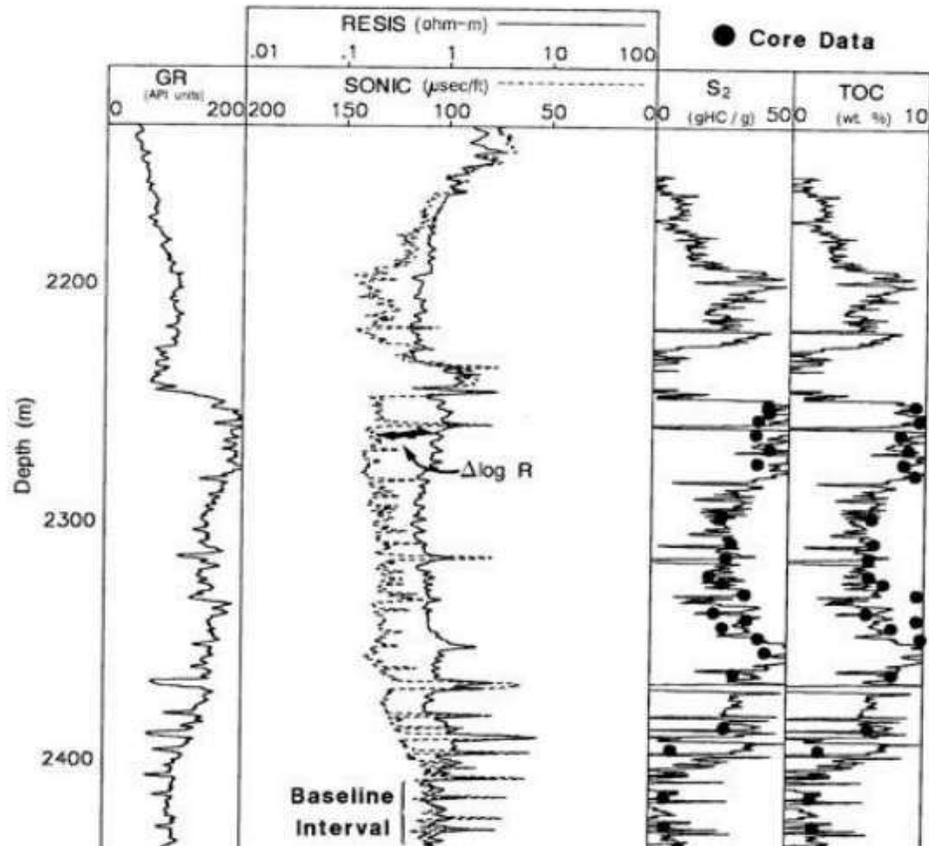


Figura 9. Ejemplo de la forma correcta en las que se sobreponen las curvas para determinar la línea base.

Fuente: Passey *et al* (1990)

En caso de que se cuente con un registro de resonancia magnética, es posible determinar el TOC, utilizando la siguiente ecuación:

$$TOC = PXND - NMR + 0.80 * PHIT * (1 - SWT) \quad (ec.11)$$

Donde:

PXND: Porosidad obtenida a partir de los registros densidad – neutrón

NMR: Porosidad obtenida con el registro de resonancia magnética

PHIT= Porosidad total

SWT: Saturación de agua total

Fuente: Halliburton 2013

3.3.3.2 Nivel de metamorfismo

Para obtener un valor de TOC representativo, cuando se utilizan los registros eléctricos, se debe conocer el Nivel de Metamorfismo Orgánico de la roca (*LOM Level of Organic Metamorphism*). Este parámetro se puede conocer directamente, si se tiene una muestra de la formación, o se puede evaluar usando la siguiente ecuación empírica:

$$LOM = 8.18 \left\{ \frac{\% Rov}{0.59 + 0.41 \left[\exp\left(1 - \frac{\%Rov}{0.36}\right) \right]^{28.45}} \right\}^{1/m} \quad (\text{ec.12})$$

Fuente: Passey *et al.* 1979

$\% Rov$ = Porcentaje de reflectancia a la vitrina

m = Exponente de cementación de Archie

Resulta mucho más práctico evaluar el nivel de metamorfismo utilizando su relación con la reflectancia a la vitrinita, ya que éste último es un parámetro que se mide constantemente durante el registro y evaluación de los rípos de perforación. Según Passey *et al* (1990), existe una estrecha relación entre el LOM y la reflectancia a la vitrinita (ver apartado 2.3.3.3), pues ambos son indicadores de la madurez de la materia orgánica, como se observa en la figura.

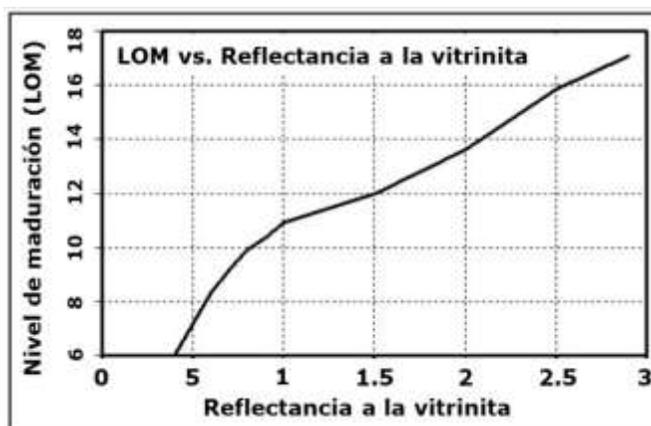


Figura 10. Nivel de maduración (LOM).

Fuente: Tomado de Passey *et al.* 1979.

De igual manera, Passey *et al* (1990) propuso la siguiente relación entre el LOM y los valores de $d\text{LogR}$ derivados de los registros eléctricos. Nótese que, cuanto mayor sea el TOC, más inmadura tiende a ser la materia orgánica. También, se nota que a mayor $d\text{LogR}$, mayor el TOC.

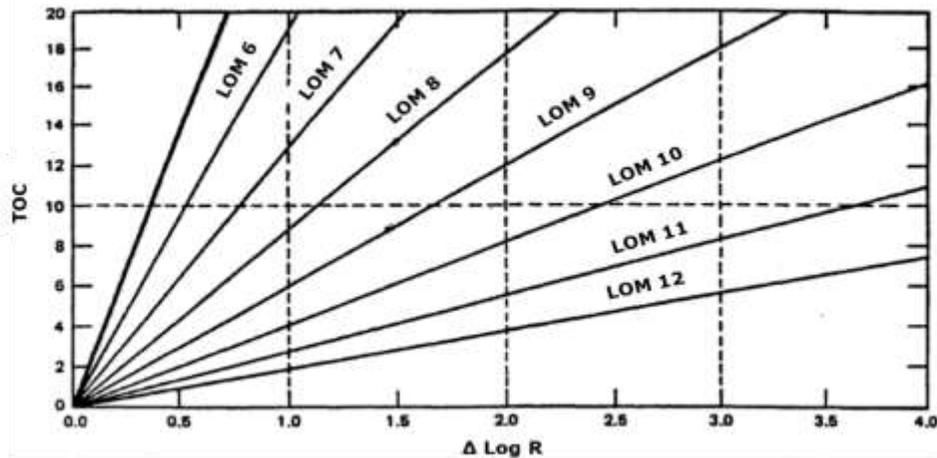


Figura 11. TOC Vs $\Delta \text{Log R}$.

Fuente: Tomado de Passey *et al.* 1979.

Es importante resaltar que un valor de LOM=7 corresponde al inicio del proceso de maduración y un LOM=12 corresponde a la etapa de la sobremaduración, esto tiene una manifestación directa en el registro de resistividades, pues con un LOM bajo (menor a 7) se tiene un comportamiento plano de la curva de resistividad, mientras que para un LOM alto (mayor a 9) tenemos un gran incremento y una separación considerable de la curva sónico vs resistividad, eso, en respuesta a la presencia de hidrocarburos.

Por otro lado, la reflectancia de la vitrinita (R_v) varía para cada cuenca. En el apartado 2.3.3.3 se estudia éste parámetro con más detalle. El exponente de cementación (m) se obtiene mediante un gráfico log-log de porosidad contra resistividad siguiendo las escalas que propone Pickett en su metodología.

2.3.3.3 Volumen de gas libre y adsorbido

La cantidad de gas generado es función del tipo de kerógeno y la tasa de calentamiento que éste ha sufrido durante las etapas de diagénesis, catagénesis y metagénesis; ésta puede ser determinada mediante diversos modelos cinéticos en laboratorio, como el propuesto por Tissot & Welte (1984) o mediante registros eléctricos.

En las lutitas gasíferas, el gas se puede encontrar libre o absorbido en la superficie, dependiendo del grado de madurez y de los procesos que hayan ocurrido en el subsuelo. El gas libre es función de la porosidad, mientras que el gas adsorbido es función de la presión de poro y el contenido de materia orgánica. El volumen total de gas (*OGIP Original Gas In Place*) es la combinación del gas libre y absorbido.

En laboratorio, el OGIP se estima mediante pruebas de desorción a partir de muestras de núcleos. Las muestras de roca se sellan dentro de cartuchos herméticos, que luego serán evaluados en laboratorio, y los cuales se les medirán el volumen de gas a condiciones de yacimiento. De igual manera, para determinar el volumen de gas absorbido, toman la muestra de roca y le miden la capacidad de adsorción, construyendo una curva de presión versus adsorción, a condiciones de temperatura de yacimiento. El volumen de gas libre se calcula a partir de los valores de porosidad efectiva y saturación, obtenidos de los registros eléctricos, después de restar el volumen poroso ocupado por el gas absorbido.

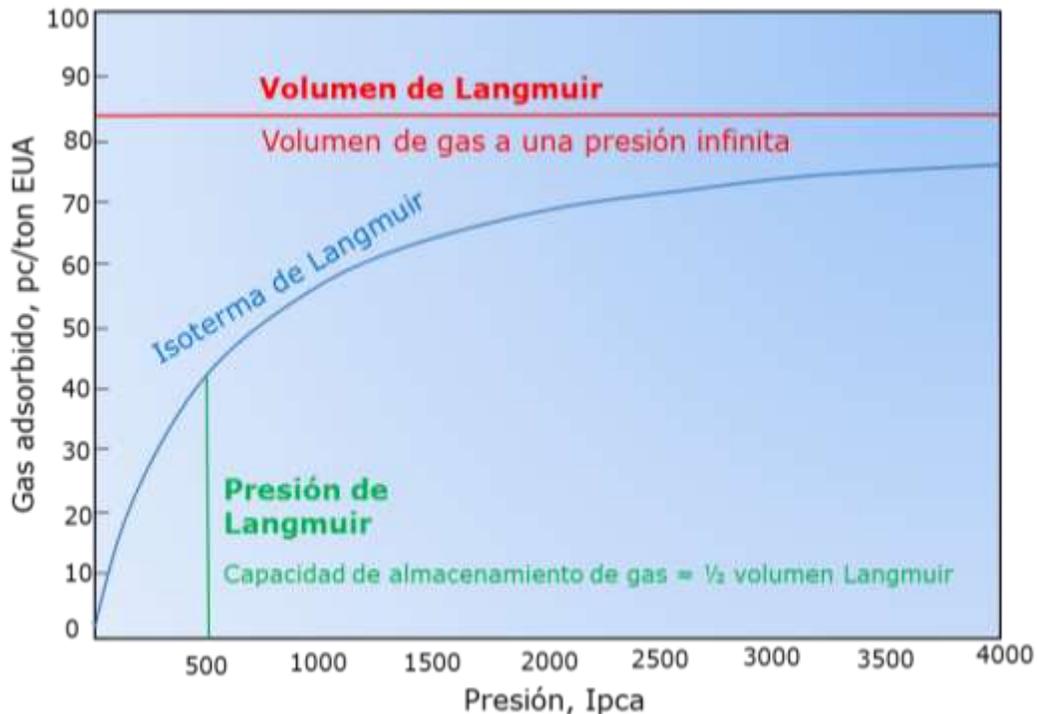


Figura 12. Volumen de gas libre
Fuente: Modificado de Boyer, C. *et al* (2005).

Es posible evaluar estos parámetros utilizando solamente información de registros de pozo, la estimación del volumen original de gas o gas total se encuentra dividida en dos componentes, Free y Sorbed gas in placed.

Gas libre (*Free gas*)

$$G_F = \frac{43,460 Ah\phi_e S_g}{B_g} \quad (\text{ec. 13})$$

Gas adsorbido (*Adsorbed gas*)

$$G_f = 1,359.7 A h \rho G_{sc} \quad (\text{ec. 14})$$

Donde:

G_f = Gas libre; A= Área; h= Espesor; ϕ_e = Porosidad efectiva; S_g = Saturación del gas; B_g = Factor volumétrico del gas, ρ = Densidad; G_{sc} = Gas a condiciones estandar.

Fuente: Boyer, C. *et al* (2005).

2.3.3.2. Madurez térmica

La madurez térmica representa la historia depositacional de los sedimentos y la materia orgánica; ésta se mide mediante un parámetro denominado Reflectancia a la Vitrinita (R_o), que es bastante usado en la industria del carbón para clasificar su madurez. A medida que el kerógeno es expuesto a condiciones de enterramiento, presión y temperaturas más elevadas, el material de la pared celular de los vegetales contenidos en la roca se altera irreversiblemente, obteniendo mayor reflectancia. Esta reflectancia se mide en laboratorio mediante microscopios de reflectividad, y exhibe valores que varían entre 0 y 3%. En la tabla 4 se muestra la clasificación del potencial del yacimiento en términos de la reflectancia a la vitrinita.

Tabla 4. Potencial del yacimiento en términos de Reflectancia a la vitrinita.

<i>R_o</i> (%)	<i>Potencial</i>
< 0.6	Kerógeno inmaduro
0.6 – 0.8	Generación de petróleo
0.8 – 1.5	Generación de gas húmedo
> 1.5	Generación de gas seco

Fuente: Tomado de McCarthy, K. *et al* 2011.

En el caso de la cuenca de los Llanos Orientales, específicamente la formación Gachetá, el valor de R_o varía entre 0.6 y 1.0, como se observa en la figura 13. Sin embargo, es necesario ajustar cada valor de R_o para cada cuenca de estudio.

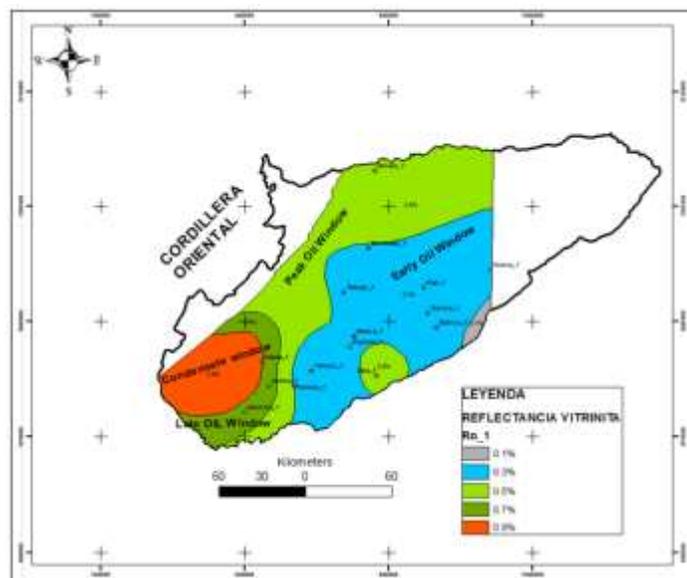


Figura 13. Mapa de reflectancia de vitrinita formación Gacheta

Fuente: Tomado de Vásquez Zuluaga, H. (2015), modificado de Aguilera *et al.*, 2010.

Otro parámetro bastante usado en la evaluación de la madurez térmica del kerógeno, es la temperatura máxima ($T_{m\acute{a}x}$), determinada mediante pruebas de pirolisis en laboratorio. La temperatura máxima ($T_{m\acute{a}x}$) corresponde a la temperatura del horno ($^{\circ}C$) en el momento de la generación máxima durante la medición del pico S2, y es un parámetro utilizado como medida de la madurez térmica del kerógeno. En la tabla 5 se muestra la madurez del kerógeno en términos de la $T_{m\acute{a}x}$. El apartado 2.3.3.4 detalla el procedimiento y los parámetros obtenidos mediante la prueba de ‘Rock Eval Pyrolysis’.

Tabla 5. Madurez térmica del kerógeno en términos de $T_{m\acute{a}x}$.

$T_{m\acute{a}x}$ ($^{\circ}C$)	Madurez
< 435	Kerógeno inmaduro
435 – 445	Madurez temprana
445 – 450	Pico de generación de petróleo
450 – 470	Pico de generación de gas
> 470	Kerógeno sobremaduro

Fuente: McCarthy, K. *et al* 2011.

Este parámetro se puede relacionar con la reflectancia a la vitrinita, mediante la siguiente ecuación:

$$R_0 = 0.018 * T_{max} - 7.1583 \quad (\text{ec. 15})$$

Donde: R_0 = Reflectancia a la vitrinita T_{max} = Temperatura Máxima ($^{\circ}C$)

Existen otras pruebas cualitativas utilizadas para medir la madurez termal del kerógeno, como es el caso del índice de coloración de esporas (SCI) o el índice de alteración termal (TAI), realizada mediante microscopía óptica. Sin embargo, estos métodos no serán tenidos en cuenta en el presente proyecto porque son métodos que requieren un proceso experimental en laboratorio y no es posible determinarlos mediante uso de registros.

2.3.3.3. Caracterización en laboratorio 'Rock Eval Pyrolysis'

La prueba de pirolisis, conocida como 'Rock Eval Pyrolysis', ha sido utilizada en la caracterización del potencial de lutitas ricas en materia orgánica desde 1915 en Estados Unidos; esta prueba permite determinar distintos parámetros geoquímicos a partir de muestras de roca (núcleos o recortes), como la madurez térmica de la materia orgánica, el TOC, la concentración de gas libre y adsorbido, y los índices de oxígeno e hidrógeno; estos parámetros son necesarios para calibrar la información obtenida de los registros eléctricos. Los investigadores recomiendan realizar esta prueba en pozos exploratorios, por lo menos cada 10 metros en las zonas cercanas a la formación de interés, y cada metro dentro de la formación de interés (Zee & Holditch, 2016).

La prueba consiste en calentar en una atmósfera inerte (Helio) una muestra de roca (~100 gr) representativa, a una velocidad de calentamiento de 25°C / minuto hasta alcanzar 550°C. Los productos que se obtienen durante el proceso van siendo medidos. Las mediciones se expresan mediante los parámetros S1 (mg HC/ gr roca), S2 (mg HC/ gr roca), S3 (mg CO₂/ gr roca) y T_{máx}.

- El pico S1 corresponde a la cantidad de hidrocarburos libres que pueden ser volatilizados fuera de la roca a temperaturas menores de 200° C, sin craquear el Kerógeno; si S1 es mayor a 1, puede ser indicativo de presencia de crudo.
- El pico S2 corresponde a los hidrocarburos producidos durante el calentamiento por craqueo del Kerógeno; es un indicativo directo de la cantidad de hidrocarburos producibles.
- El pico S3 corresponde a la cantidad de CO₂ producida, y es medida generalmente entre los 300 y 390°C.
- La suma de S1 y S2 es una medida del potencial generador o de la cantidad total de hidrocarburos que pueden ser generados por una roca.

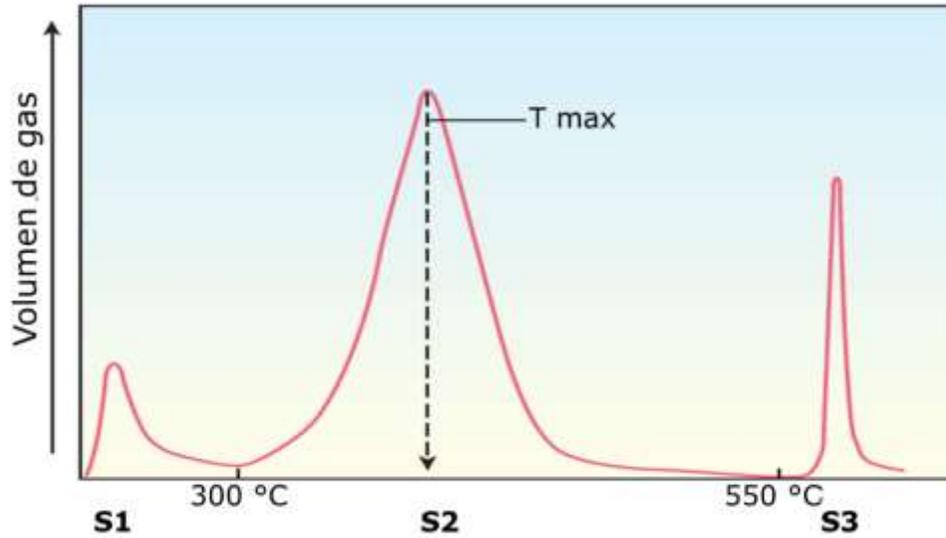


Figura 14. Volumen de gas obtenido a través de la prueba "Rock Eval Pyrolysis"
Fuente: McCarthy, K. et al 2011.

A partir de estos picos, es posible calcular el índice de hidrógeno (IH) y el índice de oxígeno (IO), usando las siguientes ecuaciones. En general, rocas con altos valores de IH y bajos de IO tienen alto potencial para la generación de hidrocarburo líquido, mientras que rocas con altos valores de IO y bajos valores de IH tienen alto potencial para generar gas. Estos parámetros son utilizados en el diagrama de Van Krevelen, mostrado en el apartado 2.1.2 para determinar el tipo de kerógeno y el potencial de generación de hidrocarburos.

$$IH = \left(\frac{S2}{TOC} \right) \times 100 \quad (\text{ec.16})$$

$$IO = \left(\frac{S3}{TOC} \right) \times 100 \quad (\text{ec.17})$$

Dónde: IH= índice de hidrógeno, IO = índice de oxígeno, TOC= Carbono orgánico total; S2= Hidrocarburo producido durante el calentamiento; S3 = Cantidad de CO₂ producido

Fuente: Petters et al., 1994

Como se mencionó en el apartado anterior, la temperatura máxima (T_{máx}) corresponde a la temperatura del horno (°C) en el momento de la generación máxima durante la medición del pico S2, y es un parámetro utilizado como medida de la madurez térmica del kerógeno. En la tabla 6 se muestra un ejemplo de algunas formaciones en Colombia.

Tabla 6. Interpretación de datos de Rock eval preolysis de algunas formaciones en Colombia.

CUENCA	POZO	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	TOC	Tmax	S1	S2	S1+S2	S3	IH	IO	PI	N°	
LLO	Florena-2	Mirador	5310	0.91	435	0.08	0.42	0.5	0.26				1	
			5460	0.58	437	0.06	0.49	0.55	0.27				2	
		Cuervos	6390	16.52	320	28.66	20.74	49.33	21.73					3
			6450	6.27	431	6.35	12.16	18.51	4.28					4
			6690	9.61	431	8.79	15.53	24.32	9.24					5
		Gacheta	9870	0.61	436	0.13	1.35	1.48	0.17					6
			9960	0.74	434	0.55	1.27	1.82	0.33					7
		Une	11250	0.55	444	0.12	1.28	1.4	0.28					8
			11340	0.53	448	0.09	0.94	1.03	0.32					9
		Olini		1.02	430	0.07	1.11	1.18	0.35					10
				2.03	419	0.19	6.68	6.87	0.6					11
		La Luna		6.14	423	1.94	40.46	42.4	0.62					12
				3.35	422	1	18.81	19.81	7					13
VSM	Q. Bambuca	Bambuca		2.03	437	0.09	2.9	2.99	0.8				14	
				8.8	429	2.27	49.28	51.55	1.11				15	
				6.27	426	1.13	29.63	30.76	1.21				16	
		Tetuan		7.74	432	2.23	38.3	40.53	0.78					17
				8.01	433	2.08	41.67	43.75	66					18
				7.04	433	2.15	36.22	38.37	0.4					19
Caballos		4.15	439	0.44	3.24	2.78	1.32					20		
		4.93	438	1.04	15.27	16.31	0.74					21		
VSM	Alpujarra	La Luna		1.7	438	0.54	4.55	5.09	0.36				22	
				3.41	439	0.72	1.33	2.05	0.33				23	
				3.41	446	0.88	6.41	7.29	0.78				24	
VMM	Esperanza-2	Tablazo		3791	5.32	468	1.58	3.15	4.73	0.71				25
				3794	4.95	474	1.92	3.48	5.4	0.81				26
				3797	4.85	456	1.54	2.47	4.01	0.79				27
				4373	7.72	476	1.38	2.61	3.99	0.75				28
				4376	4.49	504	0.57	1.01	1.58	0.7				29
				4379	6.15	480	0.95	2.24	3.19	0.68				30

Fuente: Tomado de Vásquez Zuluaga, H. (2015),

2.3.4. Estimación de la porosidad y permeabilidad

La porosidad y la permeabilidad en los yacimientos de lutita son muy bajos comparados con los yacimientos convencionales. Como se dijo anteriormente, un yacimiento se considera no

convencional cuando su porosidad y permeabilidad promedio están por debajo de 1% y 0.1 mD, respectivamente; esto hace que su caracterización sea muy compleja si se usan las herramientas convencionales de registros y las técnicas convencionales de laboratorio. Para la evaluación de este tipo de formaciones, se han creado nuevas metodologías de estudio en laboratorio y se han adaptado las herramientas de registro convencionales y se han incorporado nuevas herramientas de registro.

Si se caracteriza y se separa tanto la porosidad como la permeabilidad inter e intra granular, de la asociada al kerógeno, es posible determinar los métodos de recobro más adecuados, teniendo en cuenta parámetros como la mojabilidad, la cual es diferente en cada caso. A continuación, se detalla las principales herramientas y metodologías usadas para calcular la porosidad y permeabilidad en yacimientos no convencionales.

2.3.4.1. Porosidad

La porosidad representa la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos; su cuantificación es una tarea crucial en la caracterización de yacimientos tanto convencionales como no convencionales. En yacimientos convencionales se evalúan dos tipos de porosidad: porosidad inter e intra granular. Por su parte, en los yacimientos no convencionales debe estudiarse además de las anteriores, la porosidad asociada al kerógeno. En la figura 15, se muestra el modelo conceptual de porosidad utilizado en la evaluación de yacimientos no convencionales asociados a lutitas.

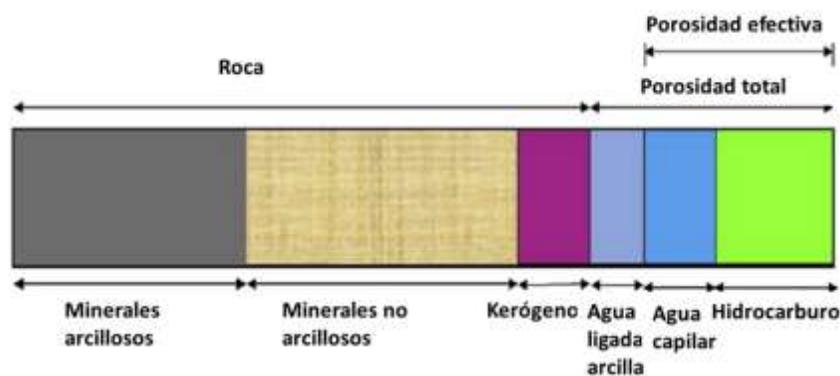


Figura 15. Modelo conceptual de porosidad en yacimientos de lutita
Fuente: Schlumberger2011

El contenido de TOC y su madurez se relaciona muy bien con la porosidad. Rocas con alto contenido de TOC normalmente poseen alta porosidad, porque la transformación del kerógeno a hidrocarburos conduce a un incremento en el volumen poroso. A medida que aumenta la madurez, disminuye la porosidad inter e intra granular, mientras que la porosidad asociada al kerógeno aumenta a medida que aumenta la madurez. En la figura 16 se observa

una imagen típica de una muestra de lutita rica en materia orgánica tomada mediante la técnica de Microscopía Electrónica de Barrido. Nótese que la microporosidad asociada al kerógeno es muy pequeña.

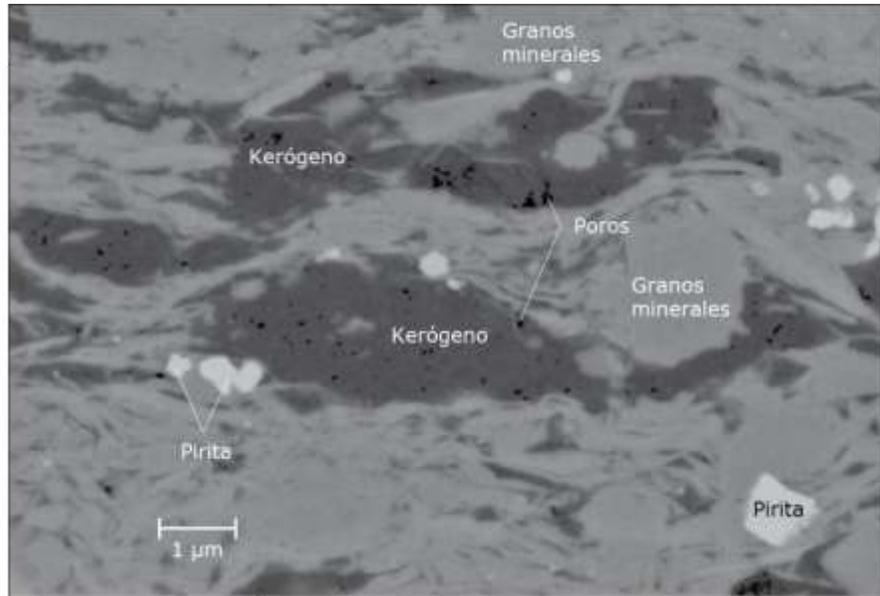


Figura 16. Imagen de una muestra de lutita mediante Microscopía Electrónica de Barrido
Fuente: McCarthy, K. et al 2011.

La porosidad en lutitas potenciales presenta mayor variabilidad y se puede encontrar diferentes casos:

- A mayor porosidad derivada del registro de densidad, menor porosidad derivada del registro neutrón; esto se debe principalmente a la presencia de gas que disminuye el valor de la densidad y el valor del índice de hidrogeno; para calibrar los valores de porosidad derivados del registro de densidad, se obtiene la densidad del grano a partir de muestras de núcleo o muestras de ripios de perforación, o a partir del registro de espectroscopía.
- El kerógeno, al tener una baja densidad, altera la lectura del registro de densidad, mostrando una porosidad aparentemente más alta; Igualmente, el registro de espectroscopia provee la mineralogía.
- La porosidad sónica es generalmente menor que la porosidad neutrónica cuando hay presencia de agua que se encuentra ligada a las arcillas; cuando hay presencia de gas, la porosidad sónica es mayor que la porosidad neutrónica; cuando la porosidad sónica es igual a la porosidad neutrónica, puede indicar presencia de petróleo.

2.3.4.2. Permeabilidad

La permeabilidad al gas es considerada el parámetro de evaluación más complejo en los yacimientos de lutitas; su valor puede estar entre 1×10^{-3} y 1×10^{-7} mD y es función de la mineralogía de la formación. Diferente a los yacimientos convencionales, en donde la permeabilidad es función de las litofacies y está relacionada con la porosidad efectiva, en yacimientos de lutitas la permeabilidad es función del tipo de kerógeno y la madurez térmica. Al igual que pasa con la porosidad, la permeabilidad aumenta a medida que aumenta la madurez térmica: la clave para la producción de hidrocarburos en este tipo de yacimientos, es la conectividad que exista entre los poros asociados al kerógeno.

En laboratorio, no es posible determinar la permeabilidad mediante métodos convencionales, por lo que es necesario llevar a cabo pruebas con mayor grado de complejidad para su determinación. Una técnica de laboratorio bien conocida es la técnica TRA, la cual no solo provee permeabilidad, sino otros parámetros como porosidad total y efectiva, saturación de hidrocarburos ligados y saturación de agua ligada a las arcillas, parámetros de vital importancia a la hora de usar los modelos de saturación de doble agua. De igual manera, es posible determinar la permeabilidad mediante pruebas de inyección de nitrógeno a condiciones de yacimiento.

Los registros de pozo convencionales son poco confiables a la hora de evaluar la permeabilidad de lutitas, pero resultan útiles cuando se calibran con información obtenida en laboratorio. El registro de resonancia magnética es el registro más útil a la hora de evaluar la permeabilidad.

2.3.5. Parámetros de corte

La experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de EUA ha demostrado que los yacimientos de gas deben satisfacer o exceder estos parámetros para ser comercialmente viables.

Tabla 7. Parámetros de corte

PARAMETRO	VALOR MINIMO
Porosidad	>4%
Saturación de agua	<45%
Saturación de petróleo	<5%
permeabilidad	>100 nanodarcys 0.005 md
Contenido orgánico total	>2%
Volumen de shale	<40%

Fuente: Autores

2.4. Geomecánica a partir de información de registros.

Los registros sísmicos dipolares son los registros más usados en la caracterización de las propiedades geomecánicas de las rocas de interés. Estos, deben calibrarse con datos obtenidos en laboratorio, tanto en pruebas de destrucción como pruebas no destructivas. Se pueden obtener las propiedades mecánicas y constantes elásticas tales como el módulo de compresibilidad, relación de Poisson, Módulo de Young, Módulo de Cizalla, límite elástico, resistencia a la compresión, entre otras. Su cálculo se verá en detalle en el apartado 2.4.2.

Según Zee & Holditch (2016), un modelo geomecánico es una representación numérica de las propiedades de la roca, presión de poro y distribución de esfuerzos en el yacimiento, que sirve como herramienta para predecir y diagnosticar operaciones de estimulación hidráulica como técnica de completamiento de pozos. Éste modelo puede ser unidimensional o multidimensional, dependiendo de la información disponible y de su aplicación.

En el desarrollo de yacimientos de lutitas, es importante contar con un modelo geomecánico robusto. Este modelo geomecánico debe incluir la distribución de las propiedades mecánicas y de los esfuerzos, no solo en la formación de interés sino también en las formaciones adyacentes que probablemente impactarán de manera significativa la geometría de las fracturas hidráulicas.

Los registros de velocidad de las ondas de corte, son útiles para diversas aplicaciones de interpretación sísmica, en muchas ocasiones no están disponibles por la rapidez con la que se realizan las operaciones de perforación o simplemente porque representan un costo mayor respecto a los registros convencionales. Como la curva de velocidad de cizalla es un suministro importante para la evaluación geomecánica de un pozo o área, es indispensable contar con esta, aunque no siempre se tengan disponibles datos medidos directamente del pozo (los cuales sin duda siempre será mejor contar con ellos). Es por lo anterior que existen algunas correlaciones en la literatura que ofrecen una curva de velocidad de corte o en su defecto tiempo de tránsito de corte, que nos ofrecen una buena respuesta ante la escases o indisponibilidad de datos medidos (Greenberg & Castagna, 1992).

$$V_s = a * V_p^2 + b * V_p + c \left[km/s \right] \quad (ec.18)$$

En donde los parámetros a, b y c son obtenidos de la siguiente tabla.

Tabla 8. Valores de coeficientes para diferentes litologías de la correlación de Greenberg & Castagna (1992).

Mineral	Coeficientes		
	a	b	c
Cuarzo	0	0.80416	-0.85588
Calcita	-0.05508	1.01677	-1.03049
Dolomita	0	0.58321	-0.07775
Arcilla	0	0.76969	-0.86735

Fuente: Greenberg & Castagna (1992).

2.4.1. Módulos elásticos y propiedades mecánicas de la roca

Los módulos elásticos son una descripción matemática de la tendencia de un objeto a ser deformado cuando se le aplica una fuerza, es decir, son una representación de las propiedades mecánicas de un material. Estos módulos se pueden calcular en laboratorio o a partir de las mediciones de las ondas compresionales y de corte de los registros sísmicos dipolares, y deben evaluarse tanto en sentido vertical como horizontal, (Yew & Weng, 2015).

Por definición, los módulos dinámicos de la roca son aquellos calculados a partir de la densidad y la velocidad de la onda elástica. Los módulos estáticos son aquellos directamente medidos en un experimento de deformación.

Los módulos estáticos y dinámicos de la misma roca pueden diferir significativamente unos de otros. La razón principal probablemente sea la diferencia en la amplitud de deformación (deformación) entre los experimentos dinámicos y estáticos. En el experimento de propagación de ondas dinámicas, la tensión es menor que la propagación de ondas estáticas.

A continuación, se detallan los módulos elásticos comúnmente usados en la evaluación geomecánica, así como la forma de calcularlos a partir de la información de los registros eléctricos.

2.4.1.1. Módulo de compresibilidad (*Bulk Modulus, Kb*)

El módulo bruto relaciona la presión hidrostática con la deformación volumétrica que sufre la roca. La ecuación 19 se utiliza para calcular el módulo bruto a partir de la información obtenida del registro sísmico dipolar.

$$K = \rho_b \times (V_p^2 - 2 V_s^2) \quad (\text{ec. 19})$$

Fuente: Yew & Weng, 2015

Donde

ρ_b = densidad bruta (gr/cc)

V_p = Velocidad de la onda compresional

V_s = Velocidad de la onda de corte

2.4.1.2. Compresibilidad bruta

La compresibilidad bruta es el opuesto del módulo bruto, y se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$C_b = \frac{1}{K} \quad (\text{ec.20})$$

Donde:

C_b = Compresibilidad bruta

K = Módulo bruto

2.4.1.3. Módulo de corte (Shear Modulus, G)

El módulo de corte relaciona el esfuerzo aplicado con la deformación de corte. Las ecuaciones 21 y 22 se utilizan para calcular el módulo de corte a partir de la información obtenida del registro sísmico dipolar.

$$G = \rho_b * V_s^2 \quad (\text{ec.21})$$

$$G = \frac{1.34 * 10^{10} * \rho_b}{V_s^2} \quad (\text{ec. 22})$$

Donde

ρ_b = densidad bruta (gr/cc)

V_s = Velocidad de la onda de corte

2.4.1.4. Relación de Poisson (ν)

La relación de Poisson es un parámetro adimensional que relaciona la deformación lateral y la deformación longitudinal, al aplicársele un esfuerzo; para la mayoría de las formaciones de lutita, tiene un valor que varía entre 0.16 y 0.35. La ecuación 23 se utiliza para calcular la relación de Poisson a partir de la información obtenida del registro sísmico dipolar.

$$v = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (\text{ec.23})$$

Donde

v = relación de Poisson.

V_s = Velocidad de la onda de corte.

V_p = Velocidad de la onda compresional.

2.4.1.5. Módulo de Young (E)

Este parámetro relaciona la presión axial ejercida sobre la roca y la deformación normal debido a la aplicación de este esfuerzo, y describe la naturaleza elástica, es decir, la cantidad de deformación de un objeto cuando una presión se aplica al mismo. Cuanto mayor sea el valor del módulo de Young, menor será la deformación que sufra un objeto al aplicársele una presión y más fácil se fracturará. Para calcular el Módulo de Young a partir de la información obtenida del registro sísmico dipolar, se puede utilizar cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$E = 2G \times (1 + v) \quad (\text{ec.24})$$

$$E = \left(\frac{\rho_b V_s (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \right) \quad (\text{ec.25})$$

Fuente: Yew & Weng, 2015

Donde

v = Relación de Poisson

ρ_b = densidad total (gr/cc)

V_s = Velocidad de la onda de corte.

V_p = Velocidad de la onda compresional.

Cuando los módulos de Young vertical y horizontal son muy diferentes, el esfuerzo de cierre de la fractura será mayor. La habilidad de la roca para ser fracturada es condicionada por la Relación de Poisson, mientras que la habilidad para mantener la fractura, es función del Módulo de Young.

2.4.1.6. Resistencia a la compresión

La resistencia a la compresión es la carga (o peso) por unidad de área a la que el material falla (se rompe) por fracturación por cizalla o extensional. La resistencia a la compresión no confinada (UCS) es el esfuerzo de compresión axial máximo que puede tolerar una muestra

de material cilíndrica recta bajo condiciones no confinadas; el esfuerzo de confinamiento es cero. Se conoce también como resistencia a la compresión uniaxial de un material porque la aplicación del esfuerzo de compresión tiene lugar solamente a lo largo de un eje (el eje longitudinal) de la muestra.

2.4.1.7. Presión de poro

La producción de hidrocarburos en yacimientos asociados a lutitas está altamente asociada a la presión del yacimiento; la sobrepresión, generalmente, es el mecanismo de producción más importante en este tipo de yacimientos. La presión de yacimiento es difícil de cuantificar, debido a los bajos valores de porosidad y permeabilidad, pero se puede evaluar a partir de la información obtenida en los registros sínicos dipolares, como se verá a continuación.

$$Pp = S - (S - PH) * \left(\frac{\Delta Tn}{\Delta Tlog}\right)^n \quad (\text{ec. 26})$$

Fuente: Yew & Weng, 2015

Donde

Pp = Presión de poro (psi)

S = es el esfuerzo principal (Esfuerzo vertical normalmente), (psi)

PH = corresponde a la presión hidrostática del fluido que almacena la roca, (psi)

ΔTn = tiempo de tránsito normal para cada formación, (psi)

$\Delta Tlog$ = tiempo registrado por la herramienta a cada profundidad, (psi)

n = Exponente de ajuste con valor usualmente 3.

La perforación en condiciones de sobre-balance generalmente aumenta la presión de poro de la formación, lo cual puede alterar los esfuerzos locales, influyendo no solo las operaciones de perforación misma, sino también en las operaciones de fracturamiento.

2.4.2. Régimen de esfuerzos

El régimen de los esfuerzos locales es importante tanto para la perforación como para el completamiento y estimulación de un pozo. Estos esfuerzos varían en función de las fuerzas tectónicas, la profundidad a la que se encuentre la formación, el espesor de la formación, y, además, cambios inducidos por pozos cercanos. Para que el pozo horizontal sea estable, éste se debe perforar en dirección del mínimo esfuerzo; si éste es perforado en dirección del esfuerzo horizontal máximo, se crean fracturas longitudinales que provee un área de contacto menor y que además son menos estables.

De igual manera, las propiedades geomecánicas pueden variar con el tiempo a medidas que hay producción en el pozo. Todos estos comportamientos pueden modelarse usando simuladores 3D. Se debe tener cuidado con la presencia de fallas, pues toda la energía del fracturamiento podría dirigirse a través del plano de falla, y dirigiéndose a lugares no deseados.

Los ingenieros consideran varios aspectos importantes a la hora de evaluar la geomecánica del yacimiento: dirección del esfuerzo máximo horizontal, densidad y orientación de fracturas naturales.

Lo que ocurre en el campo de esfuerzos es que la fractura se propaga en el plano vertical perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo.

- Cualquier otro plano significa aplicar una mayor cantidad de energía.
- Alteración de esta regla solo ocurre al inicio de la fractura por efectos de la cercanía a la cara del pozo.

2.4.2.1. Esfuerzo de sobrecarga

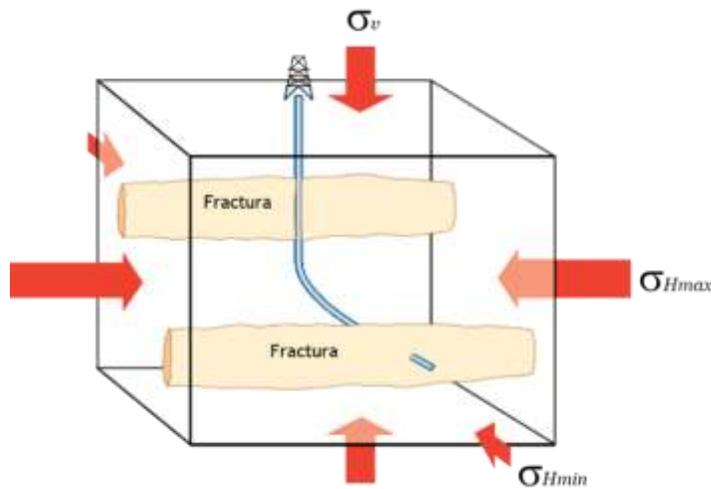


Figura 17. Ejemplo del esfuerzo de sobrecarga en el pozo
Fuente: Nolen-Hoeksema, R. (2013).

La tensión de sobrecarga, es la tensión ejercida por la carga gravitatoria de la masa de roca superpuesta. La siguiente ecuación se usa para estimar el esfuerzo de sobrecarga integrando la masa del material por encima de la profundidad de interés:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho_b * g * dz \quad (\text{ec.27})$$

Fuente: Yew & Weng, 2015

Donde

ρ_b = densidad del material (gr/cm³)
 g = aceleración gravitacional. (m/seg²)

Si se adquiere un registro de densidad desde el punto de interés de la superficie, el cálculo es muy sencillo. En la práctica, los registros de densidad rara vez se adquieren a la superficie y, por lo tanto, la densidad medida se suele extrapolar a la superficie antes de que se integre para obtener la sobrecarga o tensión vertical.

2.4.2.2. Esfuerzos horizontales mínimo y máximo

Otras de las principales tensiones, son la tensión horizontal mínima (σ_h) y la tensión horizontal máxima (σ_H). La magnitud mínima de la tensión horizontal, que a menudo es la menor tensión principal, tiene una influencia directa en la propagación de las fracturas hidráulicas.

La magnitud máxima de la tensión horizontal es importante porque, dependiendo de la orientación del pozo, afecta la estabilidad del pozo y la probabilidad de crear fracturas hidráulicas complejas no planas.

El esfuerzo horizontal mínimo se puede determinar directamente a partir de una pequeña prueba de inyección donde se bombea fluido a una formación, se crea una pequeña fractura, se cierra el pozo y se mide la presión a la que se cierra la fractura. La presión de cierre es equivalente a la tensión horizontal mínima.

A menudo se toma una medición de la tensión horizontal mínima dentro del intervalo del yacimiento, pero no en los intervalos superiores o inferiores al yacimiento. Es importante cuantificar la menor tensión principal en estas formaciones adyacentes para la contención, o crecimiento vertical, de la fractura hidráulica. Por lo tanto, se puede calcular una curva de esfuerzo horizontal mínima continua y luego calibrarla con las mediciones disponibles. Del mismo modo, se puede calcular un esfuerzo horizontal máximo continuo, aunque la calibración directa es difícil ya que no se puede determinar directamente.

Dado el supuesto de que la formación es poroelástica y homogénea, las siguientes ecuaciones se pueden usar para calcular la tensión horizontal mínima y máxima:

$$\sigma_h - \alpha_h P_p = \frac{v}{1-v} (\sigma_v - \alpha_v P_p) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon h + \frac{E_v}{1-v^2} \varepsilon H \quad (\text{ec. 28})$$

$$\sigma_H - \alpha_h P_p = \frac{v}{1-v} (\sigma_v - \alpha_v P_p) + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon H + \frac{E_v}{1-v^2} \varepsilon h \quad (\text{ec. 29})$$

Donde

σ_u = tensión horizontal mínima.

σ_H = tensión horizontal máxima.

E = módulo de Young.

n = relación de Poisson.

σ_V = tensión de sobrecarga.

P_p = presión de poro.

α_V = coeficiente de Biot vertical.

α_H = coeficiente de Biot horizontal.

ϵ_h = deformación horizontal principal mínima.

ϵ_H = deformación horizontal principal máxima.

Fuente: Zoback, M. D. (2010).

Para una formación anisotrópica, dado el supuesto de que es transversalmente isotrópica con un eje vertical de simetría, las siguientes ecuaciones se pueden usar para calcular tensiones horizontales mínimas y máximas:

$$\sigma_h - \alpha_h P_p = \frac{E_h}{E_v} \frac{v_h}{1-v_v} (\sigma_v - \alpha_V P_p) + \frac{E_h}{1-v_h^2} \epsilon_h + \frac{E_h v_h}{1-v_h^2} \epsilon_H \quad (\text{ec. 30})$$

$$\sigma_H - \alpha_h P_p = \frac{E_h}{E_v} \frac{v_h}{1-v_v} (\sigma_v - \alpha_V P_p) + \frac{E_h}{1-v_h^2} \epsilon_H + \frac{E_h v_h}{1-v_h^2} \epsilon_h \quad (\text{ec. 31})$$

Donde

E_h = módulo de Young horizontal.

E_v = módulo de Young vertical

n_h = relación de Poisson horizontal (relación de deformación horizontal, tensión inducida por el otro esfuerzo horizontal)

n_v = relación de Poisson vertical (relación de deformación horizontal, tensión inducida por un estrés vertical).

Fuente: Zoback, M. D. (2010).

El coeficiente de Biot es un tensor que describe la capacidad de la presión de poro para contrarrestar las tensiones (Biot, 1941). En teoría, este valor puede ser anisotrópico y puede variar entre 0 y 1 en función de los módulos a granel de los constituyentes y la roca completa. Sin embargo, la teoría de Biot se aplica a rocas poroelásticas ideales con porosidad conectada, lo que significa que el coeficiente de Biot puede ser menos representativo de la efectividad real de la presión de poro en rocas no convencionales, que suelen tener porosidad, microfracturas, porosidad de ranura, muy baja porosidad y heterogeneidad. Este parámetro tiene un impacto de primer orden en el resultado de esfuerzo. Los valores calculados que

usan la ecuación de Biot tienden a ser muy pequeños en rocas de baja porosidad, lo que resulta en esfuerzos horizontales totales calculados irrazonablemente altos. Por lo tanto, se puede argumentar que este parámetro debe generalizarse como un coeficiente de tensión efectivo, derivado empíricamente, en lugar de obedecer a una definición estricta del coeficiente de Biot.

El esfuerzo horizontal mínimo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma_{Hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} * (\sigma_v - XP_p) + XP_p \quad (\text{ec. 32})$$

Donde

σ_{Hmin} = esfuerzo mínimo horizontal

X = constante poroelastica

Pp = presión de poro

ν = relación de poisson

σ_v = esfuerzo vertical

Para que el pozo horizontal sea estable, éste se debe perforar en dirección del mínimo esfuerzo; si éste es perforado en dirección del esfuerzo horizontal máximo, se crean fracturas longitudinales que provee un área de contacto menor y que además son menos estables.

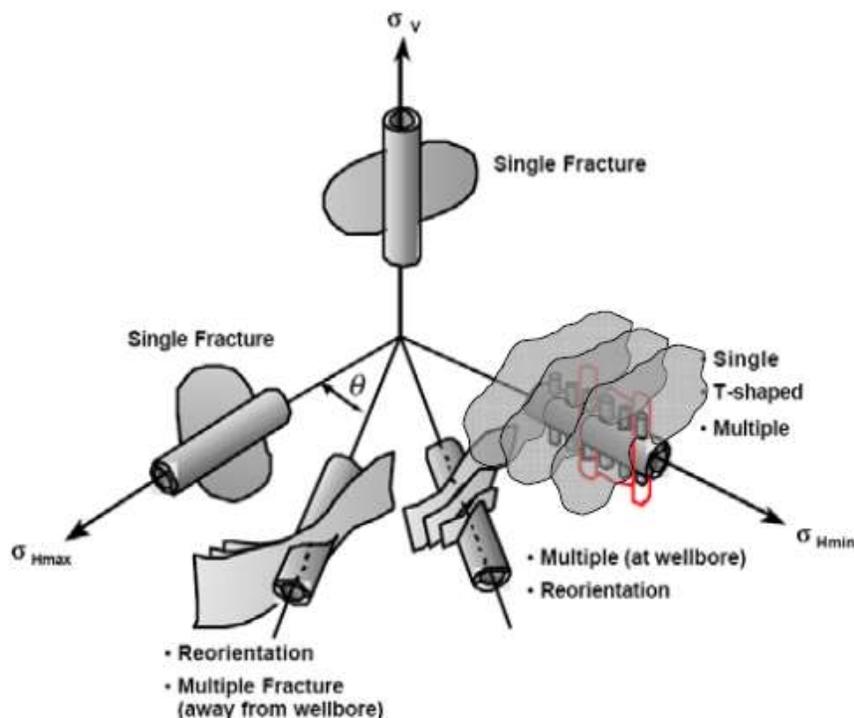


Figura 18. Ejemplo de la orientación de los esfuerzos

Fuente: Schlumberger (2011)

2.4.2.3. Dirección de los esfuerzos

Las fracturas hidráulicas tienden a propagarse en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo in situ. Por lo tanto, si las tensiones principales son verticales y horizontales, una fractura plana tenderá a propagarse en la dirección de la tensión horizontal máxima dentro de un régimen normal de tensiones. La dirección de tensión horizontal máxima se puede determinar de numerosas maneras. Primero, con un registro de imágenes en un pozo vertical, si se produce una ruptura, se observará en la dirección de tensión horizontal mínima y si se crean fracturas por tracción inducidas por la perforación, éstas se producirán en la dirección de la tensión horizontal máxima. Los registros de calibrador orientados también se pueden usar para detectar la dirección de fractura. Además, la dirección de tensión horizontal máxima se puede obtener con registros acústicos donde la división de onda de corte es causada por el esfuerzo. En un pozo vertical con lecho plano, si la división de la onda de corte es causada por el esfuerzo, entonces el azimut de la onda de corte de flexión rápida se alineará en la dirección del esfuerzo horizontal máximo. La adquisición de datos microsísmicos también se puede utilizar para determinar la dirección de la tensión durante la fracturación hidráulica, mediante el control de la dirección de propagación de la fractura.

2.4.3. Calibración del modelo geomecánico

El modelo mecánico de tierra (MEM) registra sistemáticamente las propiedades geomecánicas del subsuelo; sin embargo, para realizar una toma de decisiones de manera racional, es necesario calibrarse y validarse. La calibración implica comparar

Las propiedades mecánicas y la resistencia de la roca normalmente se calibran según las mediciones realizadas con los datos centrales en el laboratorio. La presión de poro es un desafío para medir directamente, y por lo tanto la calibración se deduce más a menudo de los eventos de perforación. Debido a que la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales a menudo requiere fracturamiento hidráulico, la tensión horizontal mínima se calibra con mayor frecuencia a una medida de cierre tomada con una pequeña prueba de fractura de inyección.

Para validar las propiedades geomecánicas calculadas y los parámetros para yacimientos no convencionales, generalmente se utilizan análisis de estabilidad del pozo o simulaciones de fracturas hidráulicas. Con los análisis de estabilidad del pozo, se comparan las propiedades geomecánicas, junto con las presiones de fondo causadas por el proceso de perforación, y las tensiones calculadas cercanas al pozo se comparan con los criterios de cizalladura para predecir inestabilidades del pozo como ruptura o tracción inducida por perforación de

fracturas, por lo tanto, es de gran importancia saber bajo qué condiciones la roca tiende a fallar.

2.4.3.1. Ensayos de UCS

Es el máximo esfuerzo de compresión axial que pueden soportar las rocas bajo condiciones de no confinamiento y en donde la aplicación de los esfuerzos se da a lo largo de un eje del material. Indica una medida de la resistencia de las rocas; además de su grado de consolidación; diferentes autores han estudiado en gran medida este parámetro y han generado las siguientes ecuaciones para determinar el valor de UCS en lutitas.

Tabla 9. Correlaciones empíricas para obtener UCS en lutitas

Litología	Referencia	Correlación	Descripción	Observaciones
LUTITAS	Horsrud (2001)	$111.68 * \left(\frac{V_p}{1000}\right)^{2.92}$	Para lutitas del cenozoico de alta porosidad	UCS en (psi) V_p en (m/s)
	Chang-Zoback (2004)	$75.52 * \left(\frac{V_p}{1000}\right)^2$	Lutitas del cenozoico del Golfo de México	UCS en (psi) V_p en (m/s)
	Horsrud (2001)	$423.8 * \phi^{-0.96}$	Para lutitas del cenozoico de alta porosidad	UCS en (psi) V_p en (m/s)

Fuente: Zoback, M. D. (2010).

Los ensayos UCS pueden tomar diferentes rangos de valores, tal como se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla 10. Valores de coeficientes para diferentes litologías de la correlación de Greenberg-Castagna (1992)

CLASIFICACIÓN DE ROCA	RANGO DE UCS (psi)
Resistencia Muy Alta	Mayores a 32000 psi
Resistencia Alta	14000-32000 psi
Resistencia Media	8000-14000 psi
Resistencia Baja	4000-8000 psi
Resistencia Muy Baja	0-4000 psi

Fuente: Greenberg-Castagna (1992).

2.4.3.2. Ensayos triaxiales

El equipo de ensayo Triaxial es muy versátil y permite realizar ensayos en una variedad de procedimientos para determinar la resistencia al cortante, la rigidez y características de deformación de las muestras. Adicionalmente, el ensayo puede realizarse para medir características de consolidación y permeabilidad.

2.4.3.3. Determinación del ángulo de fricción

El ángulo de fricción es la representación matemática del coeficiente de rozamiento, el cual es un concepto básico de la física:

$$\text{Coeficiente de rozamiento} = \tan(\theta) \quad (\text{ec.33})$$

El ángulo de fricción depende de varios factores (Bilz, 1995) entre ellos algunos de los más importantes son: Tamaño de los granos, forma de los granos, distribución de los tamaños de granos y densidad.

Tabla 11. Valores del ángulo de fricción típicos para diferentes litologías (Willie 1996).

FRICCIÓN	ÁNGULO DE FRICCIÓN(GRADOS)	ROCA
Baja	20 a 27	Esquistos con alto contenido de mica y lutitas.
Media	27 a 34	Arenisca, limolitas, neiss y pizarras
Alta	34 a 40	Granito, caliza y conglomerado

Fuente: Willie (1996)

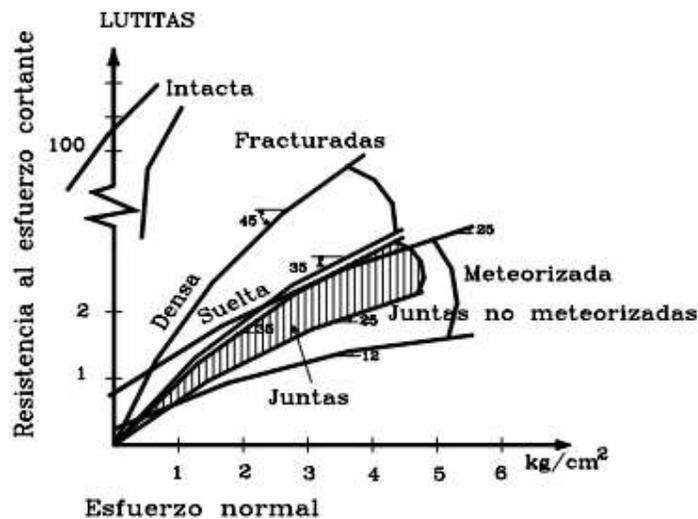


Figura 19. Angulo de fricción en las lutitas

Fuente: Schlumberger (2011)

2.4.4. Fragilidad de la roca

La tendencia que tiene una roca a fracturarse puede ser descrita de varias formas. Algunos investigadores asumen que la fragilidad de la roca es proporcional al Módulo de Young y a la Relación de Poisson (Rickman et al., 2008); mientras que otros autores prefieren evaluar la fragilidad de la roca a partir de la composición mineralógica de la misma (Wang & Gale, 2009). Sea cual sea el método usado para evaluar la fragilidad, en términos físicos ésta se puede describir con la siguiente ecuación:

$$BI = \frac{\varepsilon_{el}}{\varepsilon_t} = \frac{\varepsilon_{el}}{\varepsilon_{el} + \varepsilon_{pl}} \quad (\text{ec. 34})$$

Fuente: Rickman et al., 2008.

Donde

BI = índice de fragilidad

ε_{el} = deformación elástica

ε_{pl} = deformación plástica

ε_t = deformación total

Las deformaciones elástica y plástica, pueden ser bien representada en la figura típica de esfuerzo – deformación; estos valores se obtienen en pruebas de laboratorio mediante el ensayo de núcleos de roca.

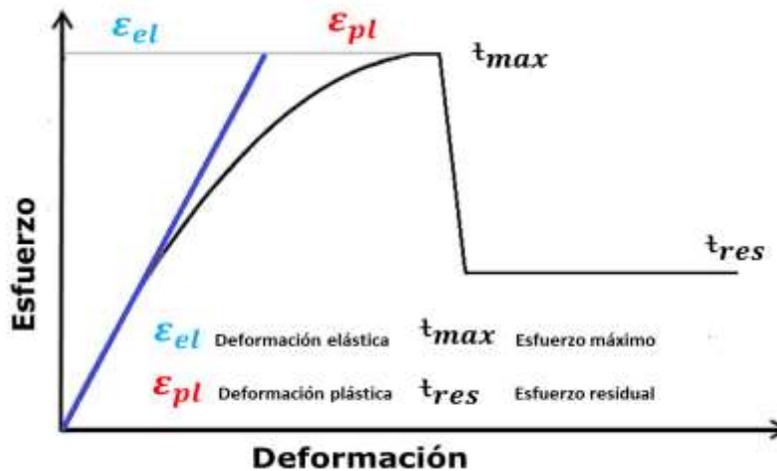


Figura 20. Relación típica esfuerzo – deformación.
Modificado de: Bai, M. (2016).

La relación ‘esfuerzo – deformación’ de las rocas es bastante compleja; la forma más común de idealizar y simplificar ésta relación, con el fin de predecir qué tanto esfuerzo se requiere

para crear una fractura, es teniendo en cuenta que la elasticidad es lineal (Jaeger, Cook & Zimmerman, 2007). La elasticidad lineal supone que, seguida de la deformación plástica de la roca, se inicia la fractura, lo que significa que no hay pérdida de energía, sino que toda la energía se transfiere a la propagación de la fractura; la fractura se detendrá hasta que los esfuerzos alcancen el equilibrio. En este comportamiento influyen diversos factores tales como los esfuerzos locales, la resistencia a la fractura, la permeabilidad, la ductilidad y la presencia de formaciones adyacentes con diferentes propiedades que actúan como barrera a la deformación. En este capítulo se estudiará la forma de calcular la ‘fragilidad’, a partir de las propiedades elásticas obtenidas de los registros sínicos dipolares.

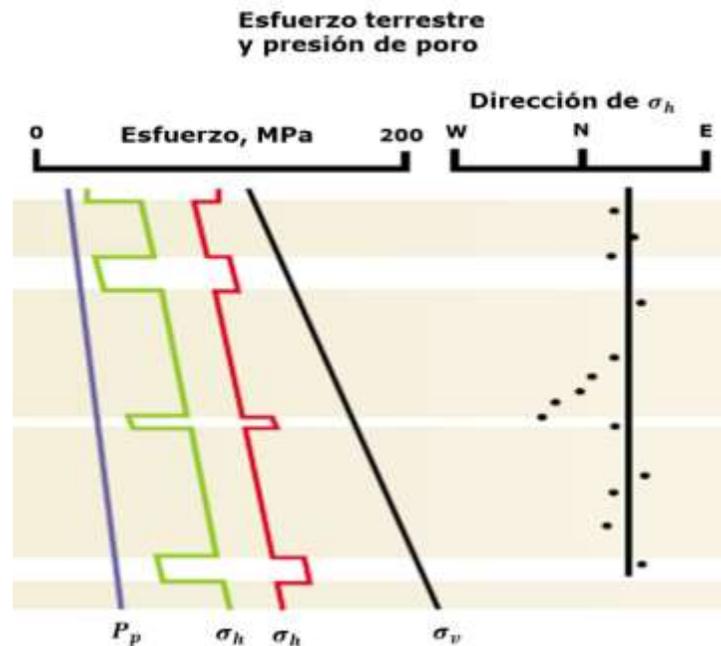


Figura 21. Esfuerzo terrestre y presión de poro
Fuente: Modificado de Bai, M. (2016).

Como se dijo anteriormente, la fragilidad es definida como la facilidad que posee la roca para fracturarse, y depende de la composición mineralógica de la formación. Esto significa que las formaciones más frágiles son más fáciles de fracturar. La fragilidad de la roca, a menudo, se evalúa a partir del índice de fragilidad (*BI Bond Index*); si se tiene la composición mineralógica, se puede utilizar la siguiente ecuación para calcular el índice de fragilidad; altos valores de BI representan rocas más frágiles, que generalmente contienen altos porcentajes de minerales silíceos (cuarzo) o de carbonato (dolomita).

$$BI = \frac{Q+Dol}{Q+Dol+Lm+Cl+TOC} \quad (ec. 35)$$

Fuente: Wang & Gale, 2009

Donde:

BI: índice de fragilidad; Q: cuarzo (% en peso); Cl: arcilla (% en peso); Dol: dolomita (% en peso); Lm: caliza (calcita) (% en peso)

Sin embargo, obtener la composición mineralógica exacta de la formación requiere de estudios avanzados de laboratorio realizados sobre núcleos de roca o recortes de perforación. Por ello, muchas veces es preferible utilizar la información obtenida a partir de registros acústicos, con la cual es posible calcular índice de fragilidad BI a partir de los valores de la relación de Poisson y el módulo de Young, usando cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$IB = \frac{E}{0.05} + \frac{(100 \times \frac{v-0.45}{0.05-v})}{2} \quad (\text{ec. 36})$$

$$IB = \frac{50}{7} (E - 28v + 10.2) \quad (\text{ec. 37})$$

Donde,

E = Módulo de Young (1×10^6 psi)

v = Relación de Poisson

La figura 22 muestra la relación entre el módulo de Young y la relación de Poisson, para estimar el índice de fragilidad.

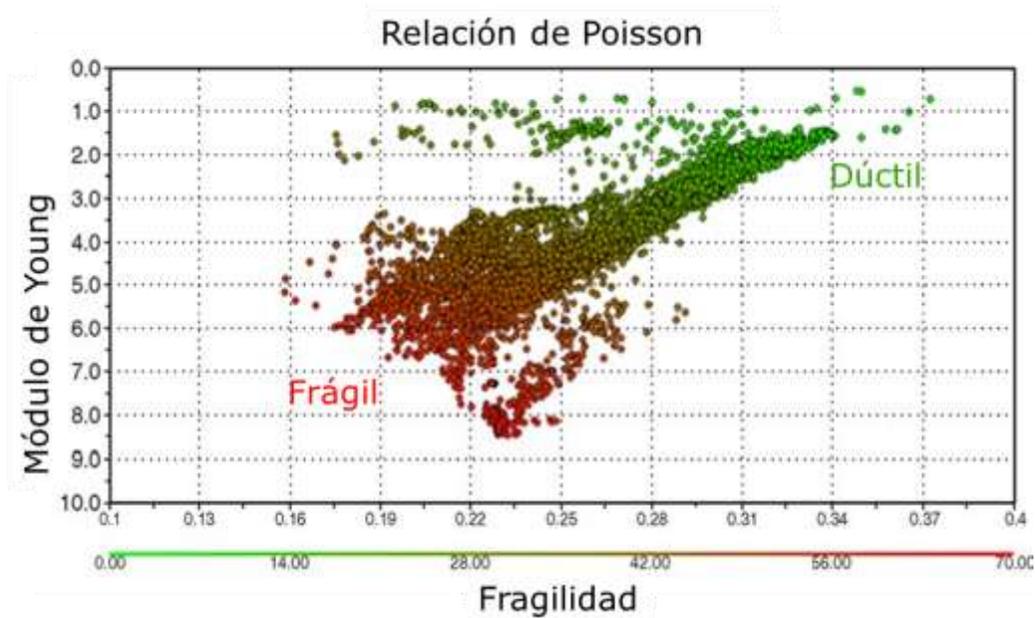


Figura 22. Índice de fragilidad a partir de las constantes elásticas.
Modificado de: Rickman *et al* (2008).

Como se observa en la figura 22, los valores del extremo sur occidental representan mayor fragilidad de la roca; esto significa que, en muchos de los casos, valores altos del módulo de Young y valores bajos de la relación de Poisson, tienden a generar fracturas profundas. Sin embargo, no siempre es así, pues la anisotropía de los esfuerzos locales controla en gran medida el crecimiento y la geometría de las fracturas. De igual manera, la presión de confinamiento aumenta la fragilidad de la roca, es decir, a mayor esfuerzo de confinamiento efectivo, mayor será el índice de fragilidad (Bai, 2016); esto significa que, si se desea calibrar la información de registros con datos de laboratorio, estos deben realizarse a condiciones de yacimiento para ser lo más representativo posible.

2.4.5. Propiedades mecánicas de la fractura

La geometría de la fractura varía desde fracturas planas simples, hasta redes de fracturas muy complejas. La complejidad de las fracturas es controlada por los esfuerzos en las 3 dimensiones, la orientación, distribución y propiedades de las fracturas naturales, y por los fluidos de estimulación utilizados (Weng *et al.*, 2011). En general, la sobrecarga en la fractura, es determinante para la detección del tipo predominante y orientación de las fracturas; cuando el fracturamiento hidráulico ocurre a profundidades menores a 2000 pies, la dirección primaria de las fracturas es horizontal; por el contrario, cuando las profundidades son mayores a 2000 pies, las fracturas hidráulicas tienden a crecer verticalmente. Esto es importante, porque el pozo debe perforarse de tal manera que las fracturas hidráulicas crezcan en dirección perpendicular del mínimo esfuerzo.

En el desarrollo de los programas de fracturamiento, se debe tener un conocimiento avanzado de la geometría y orientación de las fracturas; esto permitirá optimizar el espaciamiento entre etapas e incluso entre pozos, con el ánimo de extraer la mayor cantidad de hidrocarburos a largo plazo. Como se observa en la figura 23, las fracturas simples se crean en rocas de alta ductilidad, para lo cual se requiere alta concentración de apuntalante, mientras que las redes de fracturas complejas tienden a crearse en rocas frágiles, y generalmente requieren baja concentración de apuntalante.

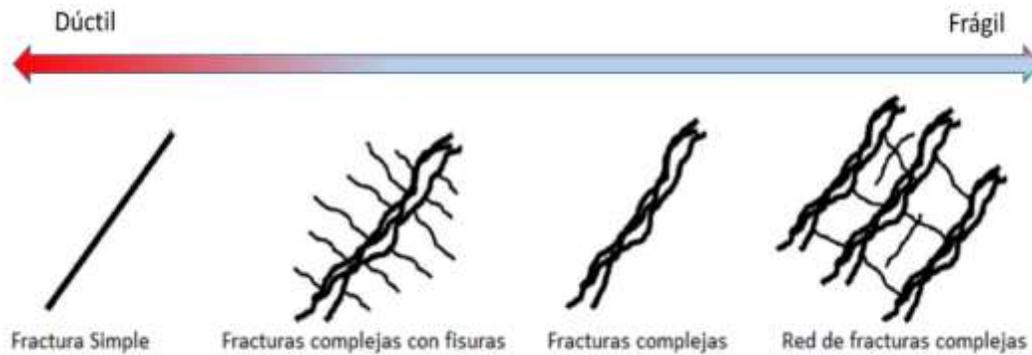


Figura 23. Tipos de fracturas hidráulicas en función de su complejidad.
Fuente: Zee & Holditch (2016).

2.4.5.1. Esfuerzo de cierre

Cuando termina el trabajo de fracturamiento, es decir, cuando se deja de bombear y se posiciona el apuntalante, la formación ejercerá un esfuerzo que tiende a cerrar la fractura creada hidráulicamente; el propósito del apuntalante es mantener las fracturas abiertas, y para ello, deberá soportar el esfuerzo de cierre durante toda la vida productiva del pozo. Para calcular el esfuerzo de cierre, es necesario tener en cuenta los esfuerzos de sobrecarga y los esfuerzos horizontales presentes en la formación.

2.4.5.2. Geometría y orientación de la fractura

En general, la geometría de la fractura está controlada por la combinación de parámetros operacionales y geológicos. Su optimización debe tener en cuenta la presencia de fracturas y fallas, así como la anisotropía de los esfuerzos (Huang *et al*, 2016). En un escenario ideal, se espera que la energía consumida durante el fracturamiento se mantenga dentro de la zona de interés (*pay zone*).

Los ingenieros han establecido que, en yacimientos de baja permeabilidad, la longitud de la fractura es el factor decisivo a la hora de incrementar la producción de un pozo (Economides & Nolte, 2000). Sin embargo, la presencia de fracturas naturales, aunque representa mejores escenarios de productividad, aumenta la complejidad a la hora de predecir la geometría de las fracturas hidráulicas y a la hora de simular el comportamiento del yacimiento una vez realizado el fracturamiento hidráulico, debido a que se cambia totalmente el régimen de esfuerzos locales.

En general, el mayor esfuerzo que actúa sobre una formación es el de sobrecarga, por lo tanto, la dirección del menor esfuerzo resulta siendo horizontal; las fracturas, tienden a abrirse en sentido perpendicular a éste menor esfuerzo y resultan siendo verticales, como se ha evidenciado en muchos de los pozos horizontales de yacimientos de lutitas. Con base en ésta conclusión, resultaron interrogantes acerca de la geometría de la fractura, es decir, la longitud, ancho y alto de la fractura y su relación con los caudales y presiones de bombeo en superficie; esto, con el fin de estimar la propagación de la fractura y evitar que las fracturas se propagaran a sitios indeseados.

Tabla 12. Modelos para la geometría y orientación de la fractura

	PKN $\alpha= 4/5$	KGD $\alpha= 2/3$	Radial $\alpha= 8/9$
Coefficiente de ruptura C_L	$\frac{\pi h_f}{4\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$	$\frac{\pi x_f}{2\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$	$\frac{8R_f}{3\pi\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$
Extensión de fractura	$x_f = \frac{2E'V_i}{\pi h_f^2 (b_N - P_C)}$	$x_f = \sqrt{\frac{E'V_i}{\pi h_f (b_N - P_C)}}$	$R_f = \sqrt[3]{\frac{3E'V_i}{8(b_N - P_C)}}$
Ancho de fractura	$\bar{w}_e = \frac{V_i}{x_f h_f} - 2.830C_L\sqrt{t_e}$	$\bar{w}_e = \frac{V_i}{x_f h_f} - 2.956C_L\sqrt{t_e}$	$\bar{w}_e = \frac{V_i}{R_f^2 \frac{\pi}{2}} - 2.754C_L\sqrt{t_e}$
Eficiencia de fluido	$\eta_\epsilon = \frac{\bar{w}_e x_f h_f}{V_i}$	$\eta_\epsilon = \frac{\bar{w}_e x_f h_f}{V_i}$	$\eta_\epsilon = \frac{\bar{w}_e R_f^2 \frac{\pi}{2}}{V_i}$

$V_i = \text{Volumen inyectado en una ala de la fractura}$

Fuente: Economides, M. & Nolte, K. G. (1989). NJ: Prentice Hall.

La respuesta a estos interrogantes se encuentra en el modelamiento de las fracturas con base en las propiedades mecánicas de la roca, el cual se puede realizar con modelos 2D y 3D propuestos por diferentes autores a lo largo de las últimas décadas; dentro de los modelos 2D se destacan los modelos PKN (Perkins-Kern-Nordgren), KGD (Khrhstianovic-Geertsma-deKlerk) y radial, mientras que los modelos 3D son modelos que requieren de equipos de computación y programas avanzados para su utilización, y el cual se encuentran incorporado en diferentes software comerciales como Mangrove y Petrel, de Schlumberger, entre otros. El modelo PKN es apropiado cuando la longitud de la fractura es mayor al ancho de fractura; el modelo KGD es apropiado cuando la longitud de fractura es menor al ancho de fractura; y el modelo radial es apropiado cuando la longitud y ancho de la fractura son iguales. Los modelos 3D calculan el ancho de la fractura con base en los esfuerzos locales y la presión de poro, calculados normalmente con información recolectada durante la perforación o información de registros de pozo.

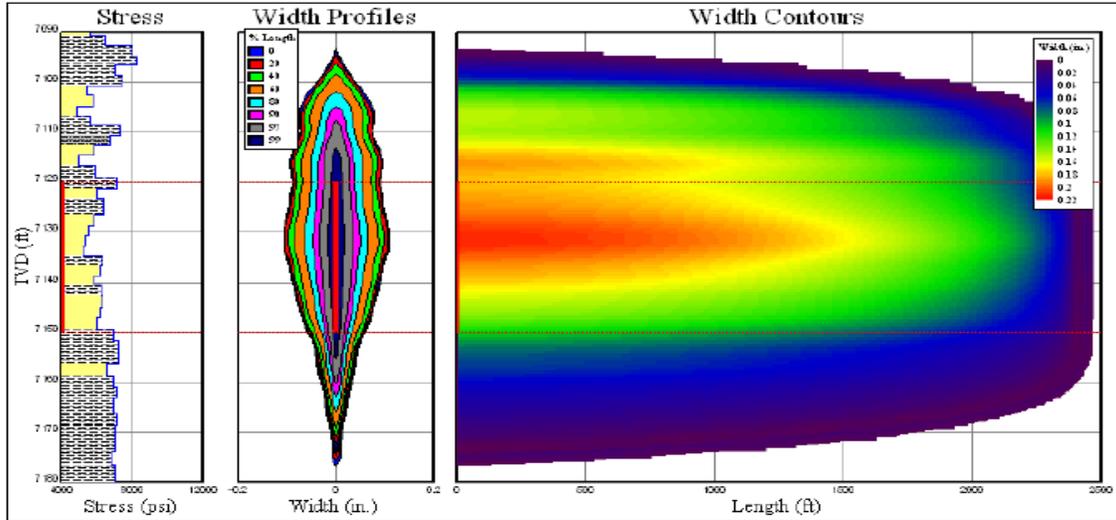


Figura 84. Ejemplo de modelamiento KGD de una fractura hidráulica
Modificado de: Zee & Holditch (2016).

Tabla 13 Resumen del procedimiento para la determinación de las geometrías de la fractura hidráulica

1: g-función de diagrama de presión	
2: Obtener los parámetros B_n y M_n	
3 Cálculo R_f (Extensión de la fractura – radio)	$R_f = \sqrt[3]{\frac{3E'V_i}{8(b_N - P_c)}}$
4 Cálculo C_{LAPP} (Coeficiente aparente de ruptura)	$C_{LAPP} = \frac{8R_f}{3\pi\sqrt{t_e E'}} (-m_N)$
5 Cálculo W_L (Ancho de la ruptura)	$W_L = g\left(0, \frac{8}{9}\right) 2C_{LAPP}\sqrt{t_e}$
6 Cálculo w_e (Ancho del extremo de la ruptura)	$W_e = \frac{V_i}{R_f^2/2} - W_L$
7 Cálculo η (Eficiencia de fluido)	$\eta = \frac{w_e}{w_e + W_L}$

Fuente: Economides, M. & Nolte, K. G. (1989). NJ: Prentice Hall.

Las propiedades mecánicas de la roca controlan la geometría de la fractura: el alto de la fractura es controlado por el esfuerzo de cierre, mientras que el ancho de la fractura es controlado por el Módulo de Young.

Por ejemplo, cuando la magnitud de los esfuerzos horizontales es muy similar, las fracturas tienden a crecer en varias direcciones.

Tabla 14 Descripción general de los modelos disponibles en el diseño de las fracturas hidráulicas (Mangrove, 2015)

Modelo de geometría de fractura	descripción
P3D	Un único modelo de fractura planar de punto de inicio utilizado para pozos horizontales o verticales.
Planar 3D	Un modelo planar de puntos de iniciación múltiple utilizado para pozos horizontales o verticales. También un modelo 3D completo que crea simulaciones de fracturas planas en formaciones con perfiles de esfuerzos complejos.
MLF_P3D	Un modelo plano de punto de iniciación múltiple utilizado para pozos horizontales o verticales. Genera fracturas planarias de puntos de iniciación múltiple.
PKN	Un modelo simple de geometría de fractura de altura fija que se usa solo para pozos verticales.
KGD	Un modelo de geometría de fractura 2D simple y de altura fija, utilizado solo para pozos verticales.
UFM	Un modelo de geometría de fractura de punto de inicio múltiple basado en una red de fractura discreta. Se usa para pozos horizontales o verticales en el yacimiento de lutitas. Proporciona una grilla rigurosa de la fractura hidráulica. También incluye interacción con fracturas naturales.
WIREMESH	Un modelo de geometría de fractura de punto de iniciación múltiple basado en una cuadrícula ingresada por el usuario. Se usa para pozos horizontales o verticales en el yacimiento de lutitas. Crea dos fracturas ortogonales y es semi analítica.

Fuente: Economides, M. & Nolte, K. G. (1989). NJ: Prentice Hall.

2.4.6. Microsísmica para la calibración del modelo de fracturas

La microsísmica estudia los movimientos tectónicos de baja frecuencia (0.1 a 10 KHz) que son provocados durante las operaciones de fracturamiento y que son registrados mediante sensores geofísicos (geófonos) dispuestos en un pozo cercano, a la profundidad a la cual se está realizando el tratamiento hidráulico. En términos generales, la calibración microsísmica

se realiza para mapear la propagación de la fractura y la efectividad de las operaciones de fracturamiento hidráulico en cada una de las etapas de fracturamiento.

Hay dos métodos de implementación de sensores comúnmente aplicados en la industria del petróleo: monitoreo de fondo de pozo y monitoreo de superficie. El monitoreo de fondo de pozo es el despliegue más común (Rutledge *et al*, 1998; Maxwell *et al*, 2010), y comúnmente utiliza geófonos de tres componentes para cada nivel de herramientas. El número total de herramientas varía de diferentes proveedores. Se pueden implementar múltiples arreglos de fondo de pozo de monitoreo cuando se proporcionan múltiples pozos de monitoreo. El monitoreo de superficie normalmente usa geófonos de componentes verticales. Cientos o miles de sismómetros o sensores de reflexión similares son comúnmente necesarios. Los sensores están clavados, enterrados o desplegados en un pozo poco profundo.

Los registros sísmicos de estos eventos microsísmicos proporcionan mucha información, como la ubicación (coordenadas del mapa, profundidad, tiempo), información de la forma de onda (energía aparente, frecuencia, ruido de fondo, relación señal / ruido) e información geomecánica (estado de tensión local, anisotropía, mecanismo de fuente sísmica), etc. Los datos microsísmicos se adquieren, procesan y mapean durante una estimulación de pozos de fracturamiento hidráulico, en tiempo real.

2.4.7. Diagnóstico de fracturas naturales

Las fracturas naturales constituyen un importante mecanismo de flujo en yacimientos de baja permeabilidad, pero a su vez, dificultan la capacidad de modelamiento de la geometría y crecimiento de las fracturas hidráulicas. Para comprender la interacción entre las fracturas naturales y las fracturas hidráulicas, es necesario comprender la naturaleza de ambas; por ejemplo, las fracturas hidráulicas tienden a propagarse en dirección de planos de debilidad, que usualmente se encuentran en el sitio de las fracturas naturales; la presencia de fracturas naturales se puede evidenciar por los valores bajos de la Relación de Poisson, sin embargo, hay otros indicadores cualitativos.

Para la caracterización de la orientación y concentración de las fracturas naturales en la formación, usualmente se usa el registro de imágenes de pared de pozo; con este registro es posible determinar si las fracturas están abiertas o cerradas, es decir, si tienen presencia de minerales; también es posible determinar la presencia de fracturas inducidas durante la perforación, lo cual permite ver de manera general el estado de esfuerzos en la cara del pozo (Gale, 2008). De igual manera, los registros de mapeo microsísmico (VSP – Check Shot) permiten caracterizar las fracturas naturales en la formación de interés.

La interacción entre la fractura hidráulica y las fracturas naturales podría causar la pérdida de líquidos en las fracturas naturales, la dilatación de las fracturas naturales debido a cizalladura o tensión, o incluso a la ramificación o alteración de la trayectoria de la fractura hidráulica, dando lugar a fracturas complejas (Weng, 2011).

2.4.8. Parámetros de corte

La experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de EUA ha demostrado que los yacimientos de gas deben satisfacer o exceder estos parámetros para ser comercialmente viables.

Tabla 15. Parámetros de corte de propiedades geomecánicas para lutitas.

PARAMETRO	VALOR MINIMO
Módulo de Young	>3.5E6 psi
Poisson	<0.25
Módulo de compresibilidad	>1.6x10 ⁶
Presión de poro (psi)	<0.2
Índice de fragilidad	>2%

Fuente: Autores.

3. FLUJO DE TRABAJO PARA EL DISEÑO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS (USCOFRAC-1.0)

En la explotación de yacimientos no convencionales, existen dos aspectos fundamentales que se deben tener en cuenta: 1) el análisis del sistema petrolífero (importante para la etapa de perforación) y 2) la evaluación del potencial del yacimiento (de vital importancia a la hora de diseñar el completamiento del pozo). El flujo de trabajo descrito en este capítulo se centró en la evaluación del potencial del yacimiento y tuvo como objetivo optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas. Dicho flujo de trabajo, denominado USCOFRAC-1.0, integró parámetros de geomecánica y registros de pozo mediante una metodología sencilla y de fácil uso.

Aunque el flujo de trabajo está diseñado para yacimientos de lutitas, podrá ser adaptado, con ciertas modificaciones, a otro tipo de yacimientos tanto convencional como no convencional en los cuales se desee realizar trabajos de estimulación hidráulica. La figura 25 resume los componentes del flujo de trabajo que serán vistos en más detalle a lo largo del capítulo.

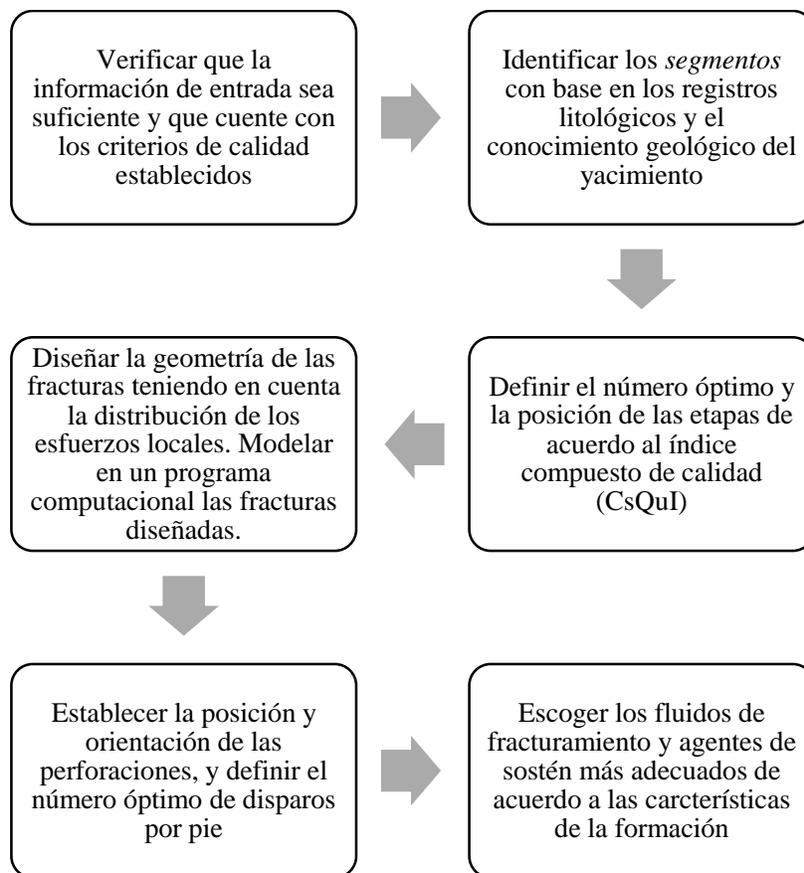


Figura 95. Componentes del flujo de trabajo USCOFRAC-1.0.

3.1. Información de entrada

Para la utilización del flujo de trabajo, es necesario integrar toda la información posible del subsuelo (sísmica, parámetros de perforación, registros de lodo, análisis de núcleos y registros eléctricos y acústicos), junto con información adicional del estado mecánico del pozo y el acceso a programa computacional especializado en la evaluación y análisis de registros. Según Cipolla *et al.* (2012), los yacimientos no convencionales de lutitas, que son mineralógicamente complejos, requieren para su correcta evaluación como mínimo de la integración de datos de núcleos y registros de pozo; esta información debe contar con todas las exigencias de calidad dictadas por la industria. La tabla 16 especifica la información mínima requerida para la correcta aplicación del flujo de trabajo (izquierda), y la información que representa un plus a la hora de utilizar el flujo de trabajo.

Tabla 16. Fuentes de información para el desarrollo del flujo de trabajo.

INFORMACIÓN BÁSICA		INFORMACIÓN ADICIONAL	
Fuente	Justificación	Fuente	Justificación
Parámetros de perforación y registro continuo de lodos.	Identificar cambios de las litologías.	Análisis DRX y SEM.	Identificar y cuantificar los tipos de minerales presentes en la formación, incluida la mineralogía de las arcillas.
Ripios de perforación.	Identificar la mineralogía de la formación perforada.	Análisis SCAL.	Obtener parámetros especiales para calibrar las mediciones de los registros eléctricos. Distribución del tamaño de garganta.
Perfil de rayos gamma (GR).	Identificar topes y bases de las formaciones de interés, y calcular volumen de arcilla.	Imágenes de pared de pozo.	Evaluar la presencia de fracturas naturales e inducidas.
Perfiles Densidad – Neutrón.	Estimar porosidad y saturación de agua. Estimar TOC.	Perfil de resonancia magnética nuclear.	Estimar la permeabilidad Evaluar la distribución del tamaño poral. Entender la distribución de los fluidos porales.
Perfil de resistividad.	Identificar la naturaleza de los fluidos porales. Estimar TOC.	Perfil espectral de rayos gamma.	Identificar tipos de arcillas, y tipos de minerales presentes en la formación.
Perfil sónico dipolar.	Estimar las propiedades geomecánicas de las formaciones de interés.	Multi-probadores de formación.	Evaluar la presión de formación a diferentes profundidades, así como tomar muestras de fluidos de formación.

Pruebas rutinarias sobre núcleos de roca.	Calibrar las mediciones de los registros eléctricos.	Microsísmica.	Relacionar los eventos microsísmicos con las diferentes perforaciones.
Análisis fisicoquímicos de aguas de formación.	Estimar R_w y calibrar el modelo de saturación.	Historial de producción de pozos vecinos.	Ampliar el conocimiento del yacimiento.

Ya mencionadas las fuentes de información que serán consideradas en la aplicación del flujo de trabajo, el ingeniero deberá determinar con qué información cuenta y deberá validar como mínimo los siguientes puntos:

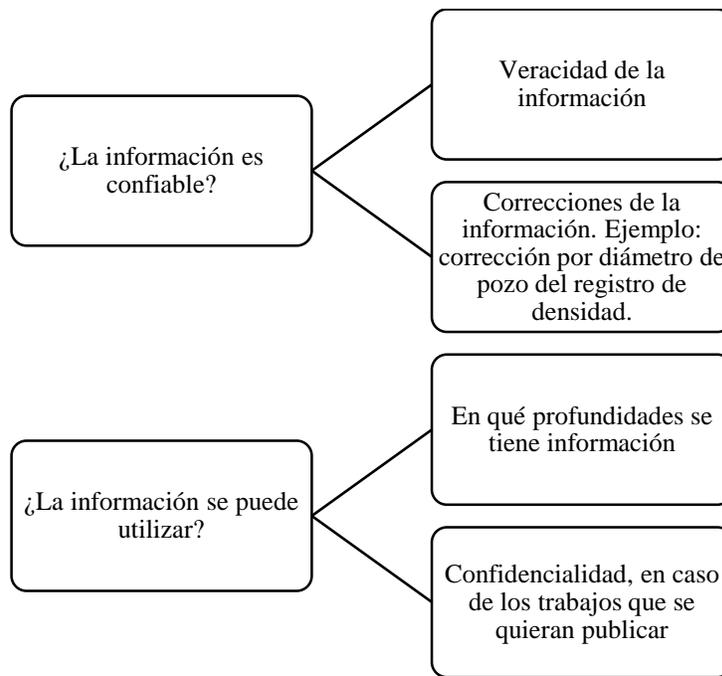


Figura 106. Validación de la información para el flujo de trabajo USCOFRAC-1.0.

Cabe resaltar que, en Colombia, El Ministerio de Minas y Energía (MinMinas 2014), según Resolución 90341 de 2014, por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, exige como mínimo la siguiente información:

- Para pozos exploratorios: núcleos de roca que cubran como mínimo un cinco por ciento (5%) del espesor total de la columna estratigráfica. Para el resto de la secuencia: testigos laterales (*sidewall core*) con intervalos de máximo veinte (20)

pies. Además, se debe tomar registro de los fluidos y gases contenidos en la secuencia, y tomar registros eléctricos, sínicos, de imagen de pared de pozo, radioactivos y térmicos.

- Para pozos horizontales: como mínimo se tomarán registros de rayos gamma y resistividad, lo cual será de ayuda para correlacionar los diferentes registros tomados en los pozos exploratorios.

3.2. Zonificación del pozo

La identificación de las zonas, la cual se realiza normalmente con la ayuda del perfil de rayos gamma, tiene como objetivo identificar paquetes litológicos dentro de una misma formación de interés, que cuenten con las mismas características mineralógicas. Normalmente, dentro de una misma formación en un pozo vertical o desviado, pueden existir varios paquetes que están separados por intercalaciones de otros paquetes litológicos totalmente diferentes, como es el caso de las zonas arcillosas separadas por secuencias de arena. Si se cuenta con registros de lodos (*mudlogging*) y con información de los rípios de perforación, se puede hacer una zonificación más detallada. A continuación, se resumen los pasos básicos para la identificación de las zonas.

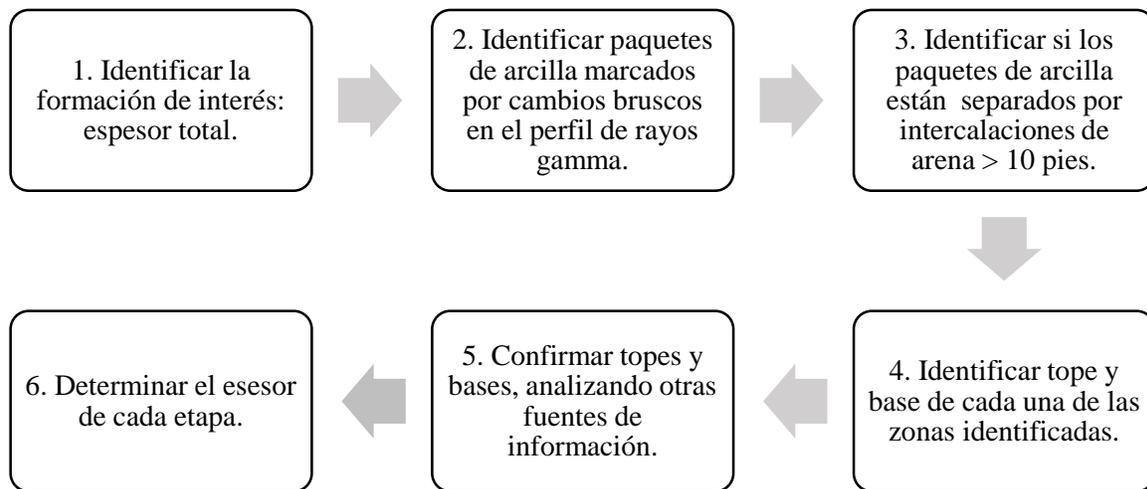


Figura 117. Zonificación en el flujo de trabajo USCOFRAC-1.0.

Fuente: autor.

Si se desea evaluar un pozo horizontal en el cual se registraron perfiles LWD, se recomienda utilizar el perfil de rayos gamma en conjunto con el perfil de resistividad, para la identificación de las zonas. En la figura 28, se observa el corte transversal típico de

geonavegación de un pozo horizontal y la localización de los segmentos identificados con base en los perfiles de geonavegación azimutales.

Nótese que, en este caso particular, algunos segmentos se encuentran hacia el tope de la formación, mientras que otros se encuentran hacia la base: estas posiciones son definidas durante la etapa de perforación y geonavegación del pozo. En estas circunstancias, la identificación de las zonas dependerá no solo de los cambios litológicos registrados en el perfil de rayos gamma, sino también del posicionamiento en la sección horizontal.

La optimización del posicionamiento del pozo por parte de los ingenieros LWD no será tema de discusión del presente proyecto pero constituye un punto fundamental a la hora de optimizar los tratamientos de estimulación hidráulica.

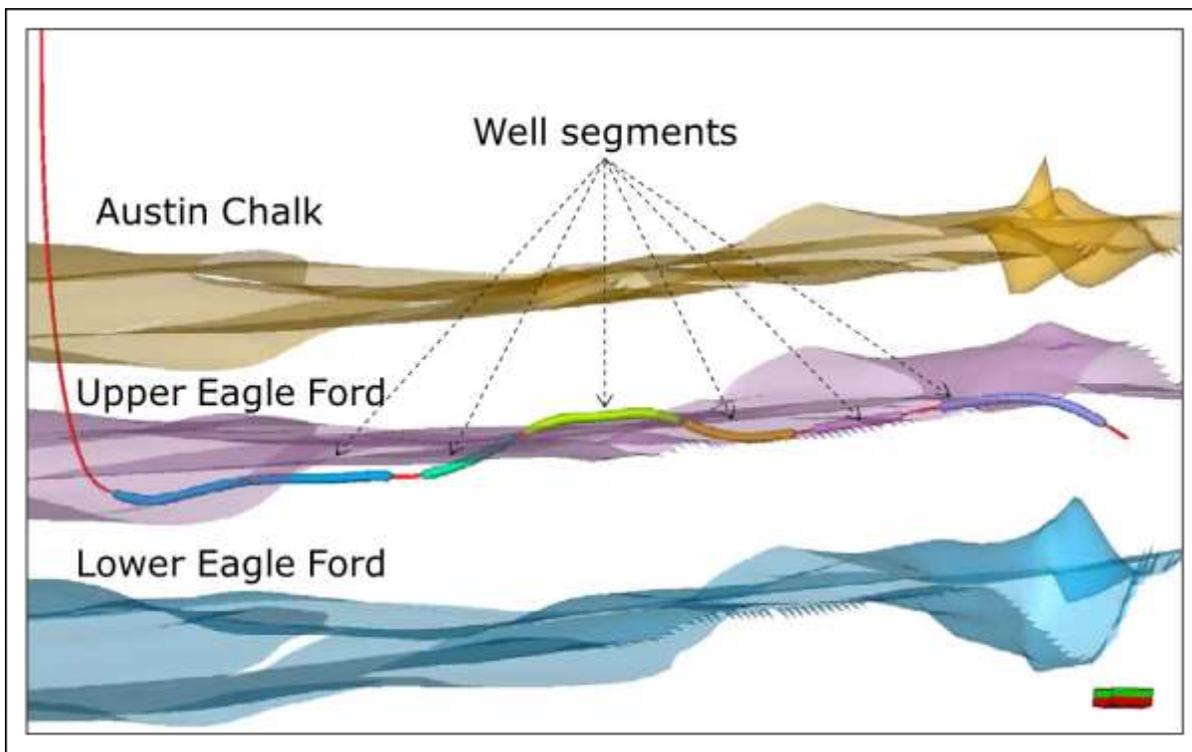


Figura 28. Corte transversal típico de geonavegación de un pozo e identificación de los segmentos de trabajo.

Fuente: Cipolla *et al.* (2011)

3.3. Identificación de las etapas de fracturamiento

Aunque la combinación de técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico en varias etapas ha demostrado ser la clave para la producción económica de hidrocarburos de muchos yacimientos de lutitas, la gran mayoría de los pozos resultan improductivos.

Determinar las zonas productivas de forma precisa en la evaluación de yacimientos de lutitas, resulta imposible si se usa un solo parámetro petrofísico o geomecánico. Para hacer esto posible Cipolla *et al* (2012) recomiendan integrar suficientes variables que describan dos aspectos importantes: la calidad del yacimiento y la calidad de terminación.

Con base en lo anterior, en el presente proyecto se propone la utilización de tres indicadores que permitirán optimizar el diseño de las etapas de fracturamiento y aumentar la productividad de estos pozos horizontales: índice de calidad del yacimiento (*RQI Reservoir Quality Index*), índice de calidad del completamiento (*CQI Completion Quality Index*) e índice de eficiencia del completamiento (*CEI Completion Efficiency Index*). A partir de estos tres indicadores se obtiene el índice compuesto de calidad (CsQuI CompoSite QUality Index), el cual permitirá determinar el número y la posición óptima de las etapas de fracturamiento.

3.3.1. Índice de calidad del yacimiento (RQI): propiedades petrofísicas.

La calidad del yacimiento hace alusión al potencial de hidrocarburos, es decir, la cantidad de hidrocarburos *in situ* y la capacidad de entrega de la formación. Si el yacimiento no tiene el volumen de hidrocarburos adecuado o no tiene la porosidad adecuada para permitir el almacenamiento de estos fluidos, entonces éste no será viable económicamente.

Con el objetivo de definir las zonas con mejores características petrofísicas, se utilizaron los parámetros de la tabla 17; estos parámetros se normalizaron en una escala de 1 a 100, y luego, de acuerdo a su factor de ponderación, es decir, la importancia de cada parámetro, se calculó el índice de calidad de yacimiento, utilizando la ecuación 38. Es necesario tener en cuenta que estos indicadores varían regionalmente en función de la heterogeneidad de las propiedades a lo largo del yacimiento, la cual es dictada por los procesos geológicos deposicionales y diagenéticos (Suárez *et al*, 2011).

Tabla 17. Factores de valoración y ponderación de los parámetros de calidad del yacimiento.

Parámetro	Valor	Factor de valoración (v)	Factor de ponderación (p)	Justificación
Vcl (%)	40.0 – 20.0	0.0 – 5.0	3.0	El alto contenido de minerales arcillosos confiere a la formación mucha ductilidad, lo cual es una dificultad a la hora de fracturar.
	20.0 – 10.0	5.0 – 10.0		
	< 10.0	10.0		

TOC (% wt)	0.0 – 1.0	0.0 – 2.0	3.0	Las lutitas son definidas como ricas en contenido orgánico si el TOC es mayor que 2.0. Por otro lado, si el TOC es mayor a 10, entonces la madurez de la materia orgánica no es suficiente.
	1.0 – 2.0	2.0 – 5.0		
	2.0 – 10.0	5.0 – 10.0		
	> 10.0	10.0		
Porosidad total (Phie %)	1.0 – 10.0	0.0 – 2.0	2.0	Es deseable una mayor cantidad de poros que contengan hidrocarburos producibles. Es poco común encontrar lutitas con porosidades efectivas mayores a 10%.
	10.0 – 20.0	2.0 – 5.0		
	> 20.0	5.0 – 10.0		
Saturación de agua (% Sw)	45.0 – 30.0	1.0 – 5.0	2.0	Es deseable una saturación de agua menor a 45%. Alta Sw se relaciona con poros mojables por agua.
	30.0 – 10.0	5.0 – 9.0		
	< 10.0	10.0		

Fuente: Autores

El índice de calidad del yacimiento RQI se calcula utilizando la siguiente ecuación, donde ‘v’ es el factor de valoración y ‘p’, el factor de ponderación de cada parámetro.

$$RQI = \frac{(v_{cl_v} \times v_{cl_p}) + (TOC_v \times TOC_p) + (Phie_v \times Phie_p) + (Sw_v \times Sw_p)}{v_{cl_p} + TOC_p + Phie_p + Sw_p} \quad (\text{ec. 38})$$

Los puntajes finales ponderados de RQI pueden variar entre 0 (Bajo) y 100 (Alto), obteniendo los rangos de índice de calidad presentados en la tabla 18. Las zonas con índices de calidad del yacimiento ‘Alto’ son las más propicias en términos de potencial para ser estimuladas hidráulicamente, mientras que las zonas con índice ‘Bajo’, son zonas que deben ser evaluadas con más detenimiento, pues representan zonas con menor potencial de hidrocarburos que no deberían ser estimuladas.

Tabla 18. Índice de calidad del yacimiento a partir del puntaje final ponderado.

Puntaje obtenido	Índice de calidad del yacimiento (RQI)
0 – 40%	Bajo
40 – 60%	Medio

60 – 100%	Alto
-----------	------

Para observar de mejor manera la distribución y la preferencia de cada uno de estos parámetros, se recomienda utilizar gráficas radiales (gráficas de araña), pues éstos permiten identificar las fortalezas y debilidades que ayuden a la toma de decisiones más acertadas durante el diseño del completamiento del pozo. En la figura 29 se representó y modeló los valores típicos de la lutitas de Barnett y Eagle Ford.

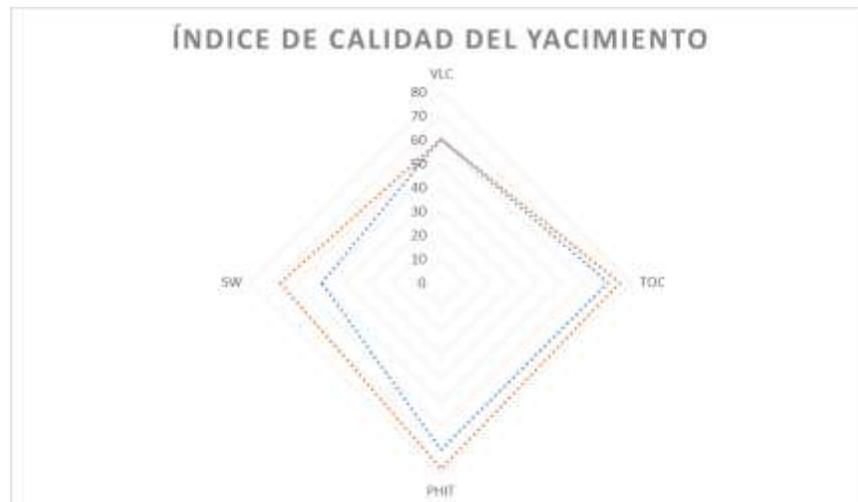


Figura 29. Gráfica radial que representa los parámetros del índice de calidad del yacimiento RQI.

Fuente: autores.

3.3.2. Índice de calidad del completamiento (CQI): propiedades geomecánicas

La calidad del completamiento hace alusión al potencial de estimulación de la formación, es decir, la capacidad de crear y mantener fracturas hidráulicas. En un contexto más amplio, la habilidad de generar y sostener una fractura hidráulica conductiva que permita el movimiento de los hidrocarburos desde la formación hasta el pozo es definida, en primera instancia, por el régimen de esfuerzos presentes tanto en la cara de la formación como en las lejanías de la formación.

Los esfuerzos en la lejanía del pozo impactan en la capacidad de contención de la fractura, así como su orientación y conductividad, mientras que los esfuerzos en la cara del pozo impactarán la eficiencia de las perforaciones y las dimensiones de la fractura, y otros aspectos de la producción como la producción potencial de finos; ambos regímenes de esfuerzos están

determinados por los esfuerzos tectónicos, la presión de poro y la presencia de fracturas naturales (Cipolla *et al.*, 2012).

Al igual que el índice de calidad del yacimiento (RQI), el índice de calidad del completamiento (CQI) se obtiene con base en los datos de la tabla 19.

Tabla 19. Factores de valoración y ponderación de los parámetros de calidad del completamiento.

Parámetro	Valor	Factor de valoración (v)	Factor de ponderación (p)	Justificación
Módulo de corte (G)	> 1.6E6	10.0	2.0	Formaciones con buena cementación, en contraste con mejor fragilidad por el contenido de cuarzo y feldespatos.
	<1.6E6	1.0		
Relación de Poisson (ν)	< 0.25	10.0	2.0	Valores bajos de relación de Poisson tienden a generar fracturas más profundas.
	> 0.25	1.0		
Módulo de Young E (MM psi)	> 3.0	10.0	2.0	Rocas con valores de modulo Young bajo, tienden a generar fracturas hidráulicas más anchas, mientras que altos valores de modulo Young tienden a generar fracturas más profundas.
	< 3.0	1.0		
Fragilidad (BI)	42.0 – 70.0	10.0	3.0	El alto contenido de minerales arcillosos confiere a la formación mucha ductilidad, lo cual es una dificultad a la hora de fracturar
	28.0– 42.0	8.0		
	< 28.0	1.0		

Fuente:Autores

El índice de calidad del completamiento CQI se calcula utilizando la siguiente ecuación, donde ‘v’ es el factor de valoración y ‘p’, el factor de ponderación de cada parámetro.

$$CQI = \frac{(v_v \times v_p) + (E_v \times E_p) + (BI_v \times BI_p) + (GF_v \times GF_p) +}{v_p + E_p + BI_p + GF_p} \quad (\text{ec.39})$$

Donde:

ν_v = Relación de Poisson; E_v = Módulo de Young; Bl_v = Fragilidad; GF_v = Módulo de corte

Los puntajes finales ponderados de CQI pueden variar entre 0 (Bajo) y 100 (Alto), obteniendo los rangos de índice de calidad presentados en la tabla 20. Las zonas con índices de calidad del completamiento ‘Alto’, son las más propicias en términos de creación de fracturas para ser estimuladas hidráulicamente, mientras que las zonas con índice ‘Bajo’, son zonas que deben ser evaluadas con más detenimiento, y que representan zonas con menor fracturabilidad cuyo rompimiento requiere más esfuerzos en superficie. Cuando existen zonas con RQI alto y CQI bajo, una buena solución sería implementar otros tipos de estimulación, como la estimulación hidráulica matricial o estimulación con nanofluidos.

Tabla 20. Índice de calidad del completamiento a partir del puntaje final ponderado.

Puntaje obtenido	Índice de calidad del completamiento (CQI)
0 – 40	Bajo
40 – 60	Medio
60 – 100	Alto

Existen otros parámetros, que pudieran incidir en la calidad del completamiento, los cuales pueden ser adoptados para cada caso particular por las compañías operadoras. La tabla 21 muestra otros parámetros que en la literatura se consideran importantes, pero que en el presente proyecto se adaptan específicamente para el diseño de los fluidos y agentes de sostén.

Tabla 21. Factores de valoración de parámetros usados en otras consideraciones del diseño de fracturamiento hidráulico.

Esfuerzo de cierre (EC)	Es importante para determinar la máxima presión de resistencia del apuntalante.
Gradiente fractura	Importante para evaluar el programa de fluidos. Concentraciones y caudales de inyección.
Presión de poro	Se prefieren zonas con sobrepresión. Este valor es importante para seleccionar el tipo de propante.

3.3.3. Índice de eficiencia del completamiento (CEI)

La ‘Eficiencia del Completamiento’ (*CE Completion Efficiency*), hace referencia a variables operacionales como el número óptimo de etapas, la separación mínima y máxima para cada etapa, la localización de las juntas de la tubería de revestimiento, el número óptimo de perforaciones y la separación entre cada uno, entre otras. Para lograr insertar el índice de eficiencia del completamiento CEI en el índice compuesto de calidad CsQuI, se tienen en cuenta los parámetros mostrados en la tabla 22.

Tabla 22. Factores de valoración y ponderación de los parámetros de la eficiencia del completamiento.

Parámetro	Valor	Factor de valoración (v)	Factor de ponderación (v)	Justificación
A. Largo de cada etapa (ft)	> 15	10.0	3	Etapas de mayor espesor garantizan mayor contacto con el kerógeno contenido en la formación.
	< 15	1.0		
B. ¿Presencia de juntas de tuberías?	SI	1.0	3	Las operaciones de disparos y fracturas en sitios de junta de las tuberías representa un riesgo para el aislamiento de las zonas.
	NO	10.0		
C. Espaciamiento entre etapas	> 15	10.0	2	La distancia optima entre cada etapa es de 15 pies (4.5 m). Con este espaciamiento, la productividad de las etapas no se ve afectada por los esfuerzos asociados a los tratamientos de fracturas de otras etapas.
	< 15	1.0		
D. ¿Presencia de fracturas naturales?	SI	10.0	3	Las fracturas naturales contribuyen al desempeño de las fracturas hidráulicas, ya que proporcionan medios de debilidad a la hora de fracturar la roca.
	NO	1.0		
E. Estabilidad del pozo	SI	10.0	2	La presencia de cavernas indica que la zona es poco estable. Se recomienda alejarse de estas zonas. Se puede evidenciar en el registro de diámetro del pozo (Caliper).
	NO	1.0		

El índice de eficiencia del completamiento CEI se obtiene, entonces, de la sumatoria de cada parámetro, así:

$$CEI = \frac{(A_v \times A_p) + (B_v \times B_p) + (C_v \times C_p) + (D_v \times D_p) + (E_v \times E_p)}{A_p + B_p + C_p + D_p + E_p} \quad (\text{ec. 40})$$

Donde:

A_v = Largo de cada etapa (ft); B_v = Presencia de juntas de tuberías; C_v = Espaciamiento entre etapas; D_v = Presencia de fracturas naturales; E_v = Estabilidad del pozo

Las zonas con índices de eficiencia de completamiento ‘Alto’, son las más propicias en términos operacionales para ser estimuladas hidráulicamente, mientras que las zonas con índice ‘Bajo’, son zonas que deben ser evaluadas con más detenimiento, y que representan zonas de riesgo ya sea por la posición de juntas de tuberías, longitud de la etapa de fracturamiento, etc.

Tabla 23. Índice de eficiencia del completamiento a partir del puntaje final ponderado.

Puntaje obtenido	Índice de eficiencia del completamiento (CEI)
0 – 40	Bajo
40 – 60	Medio
60 – 100	Alto

Para la obtención del CEI, primero se deben analizar las posibles etapas a partir de los índices de calidad del yacimiento (RQI) e índice de calidad del completamiento (CQI). Seguidamente, se determina si las etapas preestablecidas cumplen con los parámetros operacionales descritos anteriormente.

3.3.4. Índice compuesto de calidad (CsQuI)

Como se observa en la figura 30, el objetivo final es obtener una simple respuesta: completar o no completar. Para ello, se ha convertido la escala de 3 elementos de los índices RQI, CQI y CEI, a una escala de solo dos elementos.

Si el CsQuI está por encima del 55%, entonces se considera un índice de calidad Bueno; en caso contrario, se considera índice de calidad Malo. Lo anterior permite definir con claridad la localización y el número de etapas de cada zona o segmento del pozo.

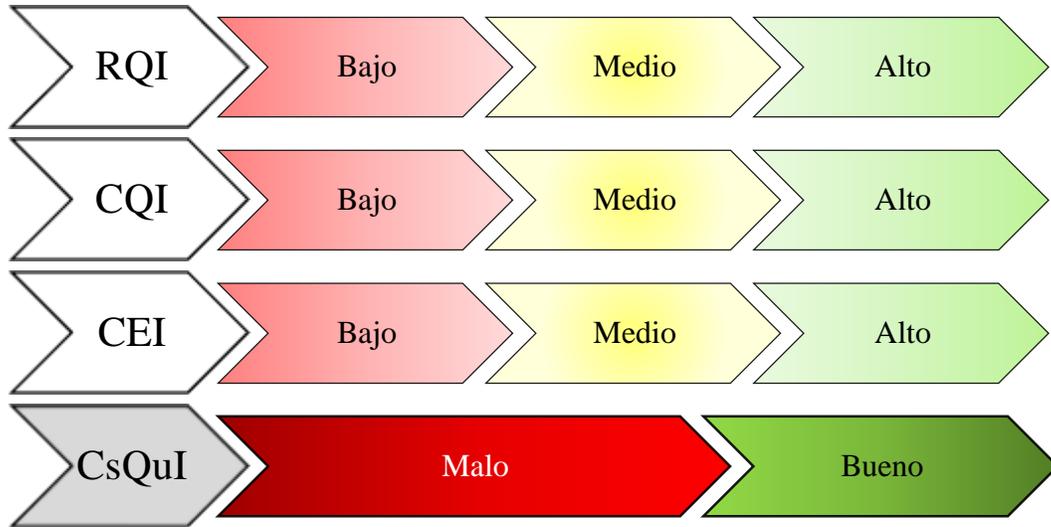


Figura 30. Obtención del índice compuesto de calidad.
Fuente: autores.

3.4. Diseño de la geometría de las fracturas

El objetivo principal de cualquier tratamiento de fracturamiento es maximizar la conectividad entre la formación y el pozo; esto se logra maximizando la longitud y el ancho de la fractura y reduciendo la presión de ruptura. La geometría de las fracturas se debe modelar con base en la información obtenida de las propiedades de la roca a lo largo del pozo; para ello, se recomienda usar modelos matemáticos, o usar un programa computacional de modelamiento de fracturas como SPANROCK, MROCK, entre otros, que predicen principalmente el ancho y la longitud de fractura, parámetros que permitirán evaluar posteriormente la elección del tipo de fluido y del agente de sostén.

Como el objetivo del presente proyecto es optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas, una vez identificadas las secciones del pozo que presenten mejor calidad se recomienda evaluar el ancho y la longitud de la fractura utilizando el siguiente procedimiento:

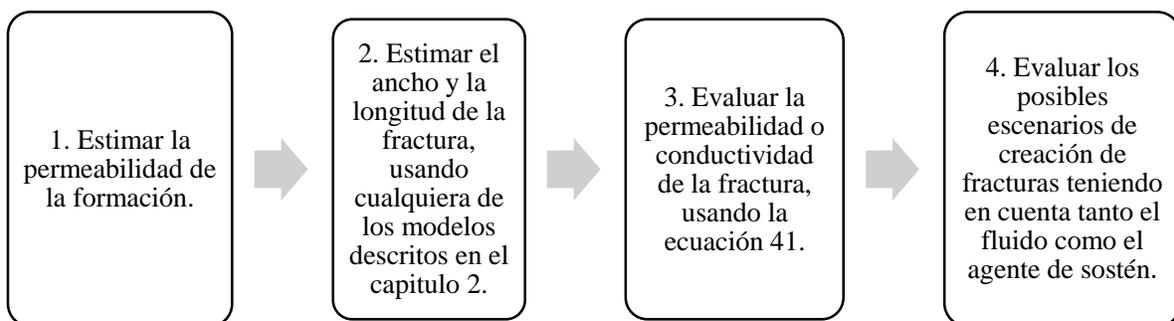


Figura 31. Diseño de la geometría de las fracturas.
Fuente: autores.

Las fracturas hidráulicas en las lutitas usualmente no toman forma de una sola fractura que crece longitudinalmente, por el contrario, se les conoce como redes que consisten en muchas fracturas de varias longitudes, alturas y anchuras. Para evaluar dicho comportamiento, se recomienda utilizar los modelos de 3 dimensiones, descritos en el capítulo 2.

La interacción entre las fracturas naturales y las fracturas hidráulicas tiene un gran impacto en la producción; su interacción puede ser tanto positiva como negativa, si se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- La presencia de fracturas maximiza el contacto con el yacimiento.
- La presencia de fracturas naturales en la formación dificulta el modelamiento del sistema de fracturas
- Es más complicado crear un sistema de apuntalantes que provea la conductividad hidráulica esperada cuando existe fracturas naturales e hidráulicas interconectadas, debido a que se debe variar el tamaño de partícula y su posicionamiento resulta muy complejo.

3.5. Diseño de las perforaciones

La perforación juega un papel clave en el éxito de la fracturación hidráulica. La fracturación hidráulica tiene dos pasos principales: creación de fractura mediante la aplicación de presión e inyección de apuntalante portador de fluido, que mantiene abiertas las fracturas para permitir la producción. Una vez que se crea la fractura, las perforaciones proporcionan la entrada a la fractura para el apuntalante.

Una vez determinado el número óptimo y la posición de cada etapa de fracturamiento, así como las secciones del pozo con mejores condiciones de crecimiento de la fractura, se ubicará el conjunto o ‘clúster’ de perforaciones a partir de los cuales se iniciarán las fracturas hidráulicas. Dado que el objetivo es localizar los sitios de disparo frente a zonas en las cuales la presión de fractura sea menor, se debe comparar la localización de las etapas de fracturamiento con el perfil de fragilidad. Lo siguiente es diseñar la estrategia de cañoneo, lo cual incluye la localización de las perforaciones teniendo en cuenta las secciones con mejor calidad, así como las restricciones operacionales, considerando los principales parámetros geométricos que determinan la eficiencia del flujo, estos son la densidad de disparo, el ángulo de fase, la penetración de la perforación en la formación y el diámetro de la perforación. Importante también considerar el tamaño de la zona aplastada, si la perforación se extiende más allá de la zona dañada y qué tan efectivamente se elimina la zona aplastada y los desechos de carga del túnel.

3.6. Diseño de los fluidos de fractura

3.6.1. Diseño del fluido de fracturamiento

La selección de los fluidos de fracturamiento se debe realizar con base principalmente en dos aspectos: la mineralogía de la formación y la tasa de bombeo necesaria para superar la presión de fractura. Otras consideraciones a tener en cuenta son las siguientes:

- Evitar la desestabilización de los minerales arcillosos
- Asegurar la degradación del fluido de fractura una vez posicionado el apuntalante, para que éste regrese a superficie sin dañar la formación
- Proveer el suficiente esfuerzo para crear las fracturas hidráulicas
- El volumen de fluidos, al igual que la concentración del apuntalante, se diseña con base en la geometría de las fracturas.

Se propone utilizar la siguiente matriz, que combina propiedades de los fluidos y propiedades de la roca, con el fin de escoger el mejor fluido de fractura. Nótese que, a medida que cambia la fragilidad de la formación, la permeabilidad y el tipo de fracturas esperadas, el fluido a seleccionar varía de manera significativa; así, lutitas dúctiles requieren fluidos de mayor viscosidad para transportar una mayor concentración de apuntalante con el fin de lograr conductividades adecuadas luego del cierre de la fractura.

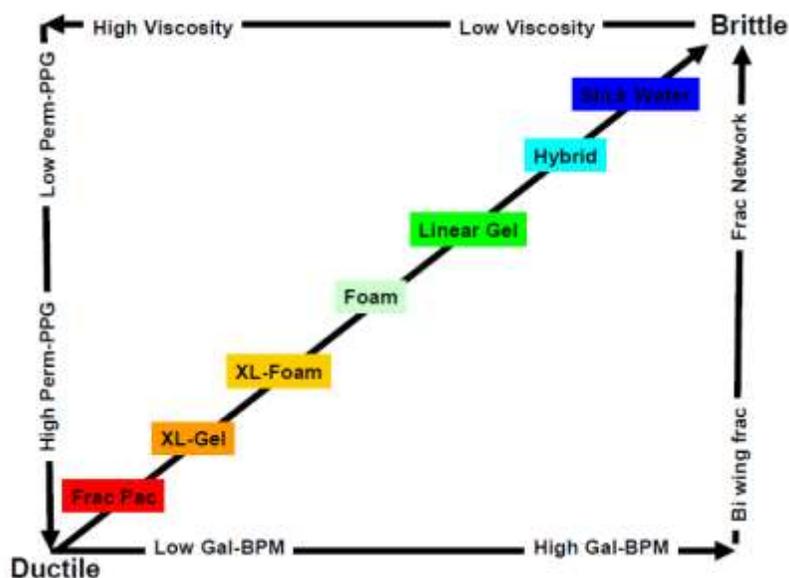


Figura 32. Matriz para la selección del fluido de fractura

Fuente: Passman, A., *et al.*, 2010

Una vez seleccionado el tipo de fluido más conveniente para realizar la estimulación hidráulica, y calculado el volumen de fluido necesario para crear las fracturas diseñadas, se debe diseñar un cronograma (*Schedule*) de los fluidos y volúmenes a utilizar.

El cronograma debe describir las etapas de bombeo, especificando como mínimo la siguiente información:

- Preparación del fluido
- Tipo de fluido usado en cada etapa de bombeo
- Volumen de fluido para cada etapa de bombeo
- Tiempos de remojo del fluido en la formación, si resultan necesarios.

Generalmente, altos caudales de inyección aumentan el ancho de la fractura. Igualmente, la longitud efectiva de la fractura depende de la capacidad que tenga el fluido de transportar el apuntalante.

3.6.2. Diseño del agente de sostén

En la selección del agente de sostén o apuntalante, se deben considerar tres parámetros fundamentales, que se resumen en los siguientes pasos:

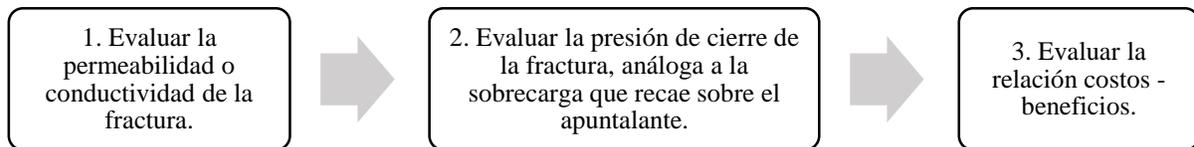


Figura 33. *Diseño de agente sostén.*

Fuente: autor.

1. La relación de conductividad adimensional de la fractura es definida como

$$C_{fa} = \frac{K_f w}{K X_f} \quad (\text{ec.41})$$

Fuente: Economides, M. & Nolte, K. G. (1989). NJ: Prentice Hall.

Donde:

$K_f w$: Conductividad de la fractura (md-ft)

K : Permeabilidad de la formación (md)

X_f : Longitud media de la fractura

Si se desean fracturas con altas permeabilidades, se debe escoger un tamaño de partícula uniforme, que varíe entre los 30 y 50 mesh, y que, además, tenga propiedades uniformes de esfericidad y selección. Además de lo anterior, es necesario tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- A mayor tamaño de partícula, mayor conductividad de la fractura. Es necesario tener en cuenta los requerimientos en superficie para poder transportar el apuntalante hasta la formación.
 - En pozos con potencial producción de fino, no es recomendable utilizar tamaños de partícula grandes (>50 mesh o >300 micras). Los finos se acumulan más fácilmente en estos ambientes, disminuyendo la conductividad.
 - A mayor tamaño de partícula y mayor densidad, mayor velocidad de asentamiento.
 - A mayor tamaño de partícula, mayor resistencia a la erosión debida a la migración de finos y a la producción misma.
 - A mayor concentración de apuntalante, mayor viscosidad del fluido de fractura. El tamaño de la red de fracturas disminuye al aumentar la viscosidad del fluido de fractura. La viscosidad ideal del fluido, según distintos investigadores es de 5 cp.
 - A menor tamaño del apuntalante, mayor la longitud de la fractura. A mayor tamaño del apuntalante, mayor ancho de fractura
2. Si se conoce el esfuerzo de cierre de la fractura, calculado a partir de la presión de sobrecarga, se puede escoger el mejor apuntalante con base en la siguiente figura:

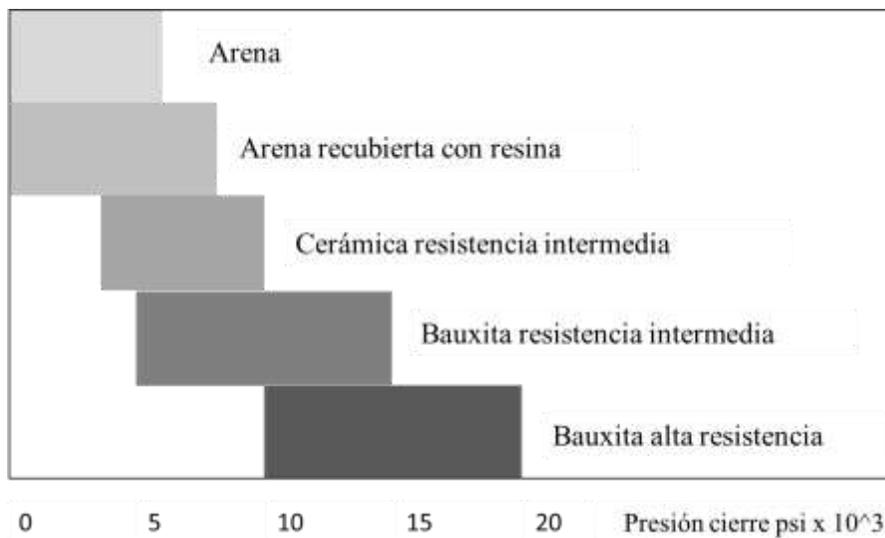


Figura 34. Selección del apuntalante en función de la presión de cierre.

Fuente: Modificado de Schlumberger (2011).

Cabe resaltar que a mayor resistencia a la presión, mayor gravedad específica tiene el apuntalante. Esto se debe tener en cuenta para el cálculo de los requerimientos de potencia en superficie. La tabla 24 muestra la gravedad específica de los apuntalantes arriba mencionados.

Tabla 24. Gravedad específica de los apuntalantes.

Tipo apuntalante	Gravedad específica
Arena	2.55
Arena cubierta con resina	2.65
Cerámica resistencia intermedia	2.72
Bauxita resistencia intermedia	3.15
Bauxita alta resistencia	3.70

Fuente: Passman, A., *et al.*, 2010

3. La relación costos – beneficios, la realizará la compañía operadora, de acuerdo a las propuestas económicas que le brinden las compañías de servicios.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En el presente capítulo se discuten los resultados de aplicación del flujo de trabajo propuesto en el capítulo anterior. Para la validación se usó información de registros de pozo y datos de laboratorio proveniente de un pozo vertical encontrado en la base de datos de libre acceso del “Kansas Geological Survey” de la Universidad de Kansas de Estados Unidos. El pozo utilizado recibe el nombre de pozo USCO-1. Como se observa en la figura 36, dicho pozo se encuentra ubicado en la formación Excello/Mulky, cuyas características geológicas y litoestratigráficas principales serán mencionadas más adelante.

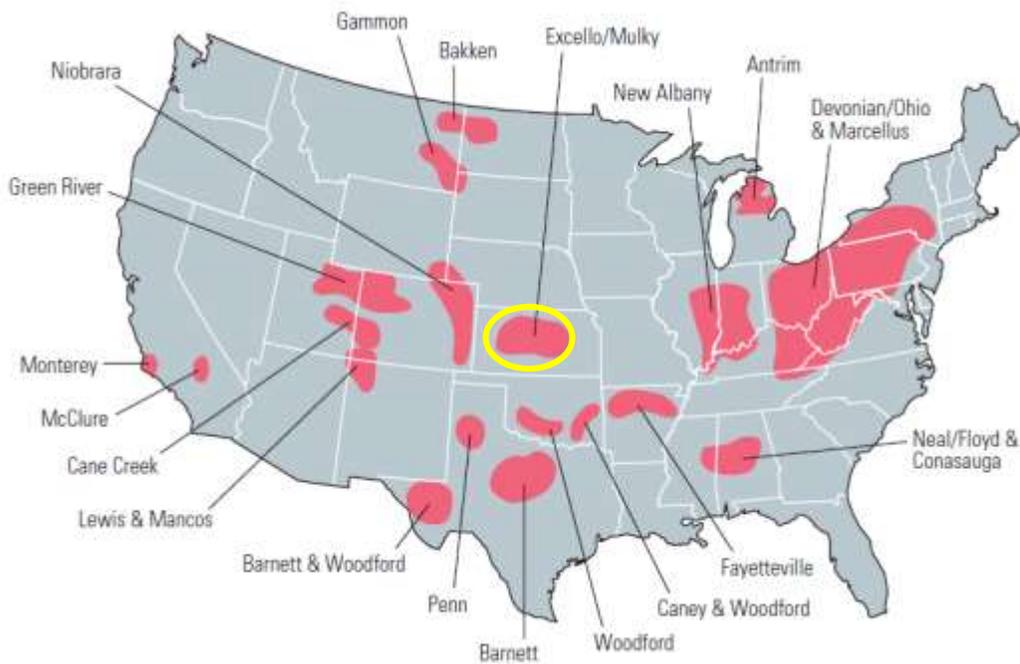


Figura 36. Ubicación del pozo USCO-1 en la formación Excello/Mulky.
Fuente: Cipolla *et al* 2011

En Colombia, las formaciones no convencionales reconocidas son la formación La Luna y Tablazo, en el Valle Medio del Magdalena (VMM) y Gachetá en la cuenca de los Llanos Orientales, las cuales se encuentran a profundidades de entre 7000 y 15000 pies. El flujo de trabajo propuesto en el presente proyecto es completamente aplicable a estos yacimientos debidos a que son similares en edad a los grandes yacimientos de shale de Eagle Ford y Niobrara en los EE.UU.

La formación Excello/Mulky es una formación de lutitas de edad cretácica, que consiste principalmente de lutitas negras con alto contenido de materia orgánica y pobre a intermedio

contenido de cuarzo y sílice. Las propiedades promedio de la formación son las siguientes: TOC = 2%, porosidad = 5%, Contenido de arcilla = 40%.

4.1. Pozo USCO 1

4.1.1. Identificación de la disponibilidad y calidad de la información de entrada

El pozo USCO-1 es un pozo estratigráfico que cuenta con información de registros de pozo, análisis de núcleos y muestras de fluidos de fondo, y que corresponde al pozo de observación de un clúster de 8 pozos horizontales. En la tabla 25 se muestra la información que fue utilizada del pozo para su evaluación. Se verificó que la información cumpliera con los parámetros de calidad pertinentes.

Tabla 25. Información de entrada.

PERFIL	PARÁMETROS CALCULADOS	CALIBRACIÓN
Rayos Gamma	Vcl	Corregido por efecto de pozo.
Resistividad	TOC, Sw	Corregido por invasión de lodo y por diámetro de pozo.
Densidad	Phit, Sw, TOC	Corregido por diámetro del pozo
Neutrón	Phit, Sw, TOC	Corregido por diámetro del pozo y litología.
Sónico	Módulo de Young, Relación de Poisson	Corregido por efecto de pozo.

4.1.2. Identificación de los segmentos

Los perfiles básicos utilizados en la identificación de las etapas de fracturamiento se muestran en la figura 37. Los perfiles se describen a continuación:

- El primer carril relaciona el perfil de rayos gamma, y, además, muestra la sobreexcavación de la formación, relacionando el registro del calibre del pozo, y el diámetro de la broca.
- En el segundo carril se muestran las resistividades profunda, intermedia y somera. Su análisis es de vital importancia a la hora de evaluar el contenido de materia orgánica de la formación de interés.
- El tercer carril muestra los perfiles de litología, que incluyen el perfil de densidad, el perfil neutrón, y el perfil del factor fotoeléctrico PEF; su interpretación es esencial para conocer la mineralogía de la formación.
- El cuarto carril muestra el perfil sónico compresional, cuyo análisis es fundamental para evaluar la geomecánica de la formación. Como no se contaba con un perfil

sónico dipolar, la curva del perfil sónico de corte (DTs) se dedujo a partir de una correlación que se ajusta a las características de la zona, y que será discutida más adelante.

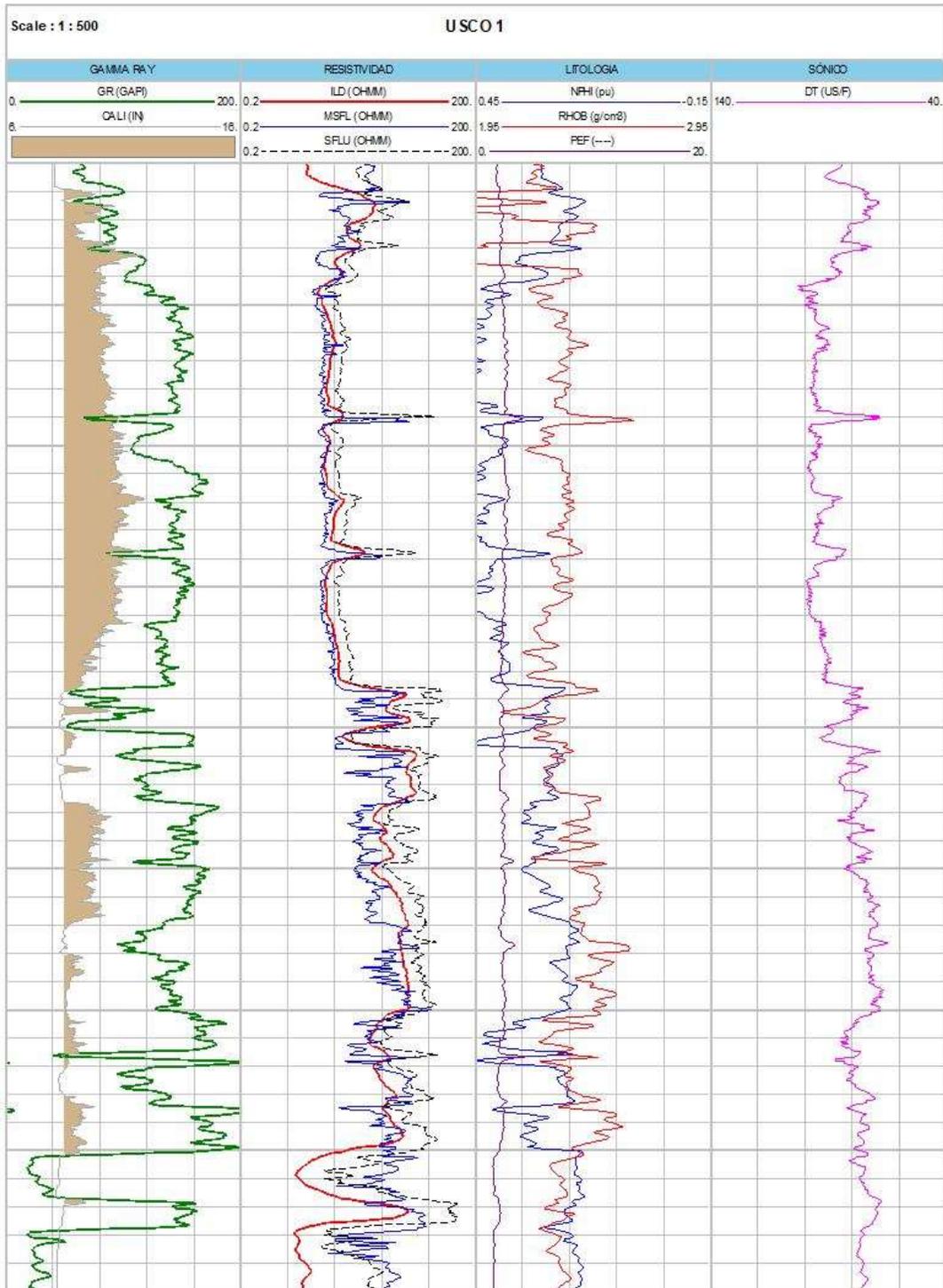


Figura 37. Perfiles básicos para la identificación de las etapas

Fuente: autor

4.1.3. Identificación de las etapas de fracturamiento

Inicialmente se realizó la interpretación petrofísica, utilizando los registros básicos mencionados anteriormente; el carril 1 relaciona el registro de rayos gamma que fue usado para identificar los paquetes de arcilla marcados por los cambios bruscos en la curva, se logran diferenciar 3 zonas: zona A, zona B y zona C, cada una con espesores de 93, 90 y 149 pies, respectivamente. Las zonas de arcilla también se exponen cuando el registro de densidad sobrepone el registro de porosidad neutrón (carril 2) y del mismo modo el perfil sónico mostrado en el carril 3 (Fucsia) permite reconocer y diferenciar las intercalaciones de arcilla reflejados cuando la velocidad de transito de la onda es más lenta.

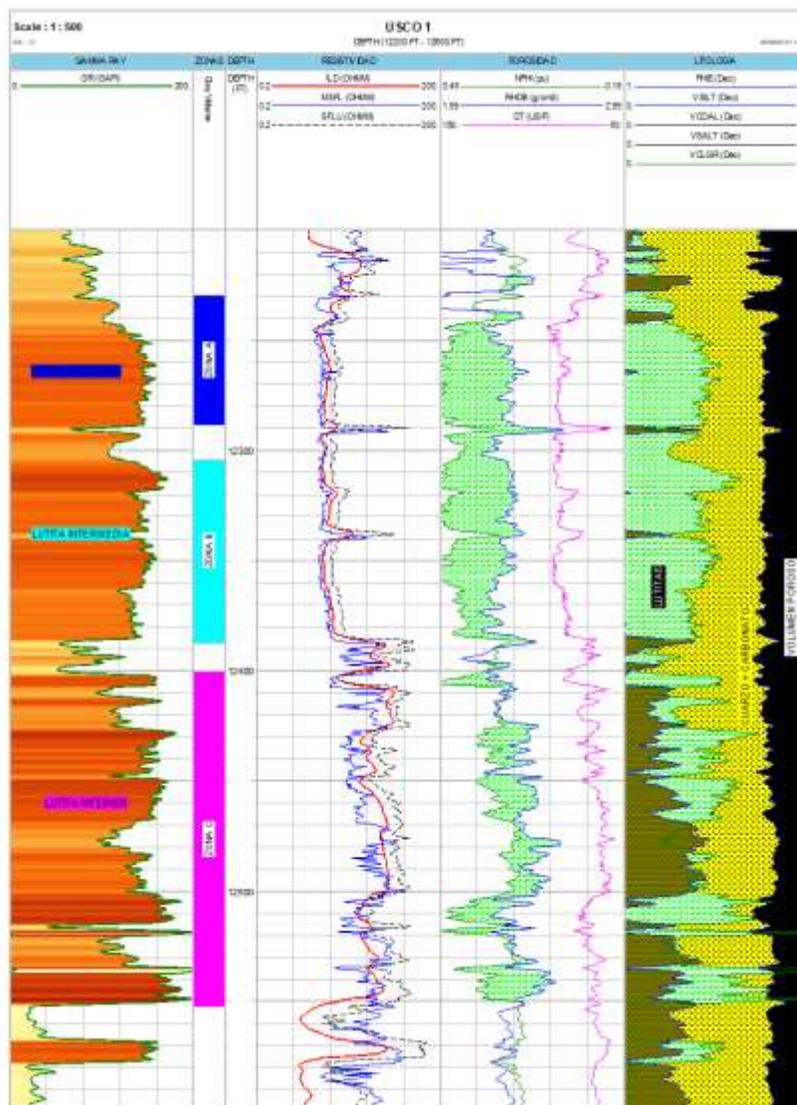


Figura 38. Perfil de interpretación petrofísica.

Fuente: autor

En cuanto a la mineralogía, el módulo de programación integrada en Interactive Petrophysics (Mineral Solver Module), que utiliza un sistema de ecuaciones para encontrar la litología y los fluidos más probables presentes a determinada profundidad para cada pozo. A través del perfil de densidad, porosidad neutrón y saturación permitió calcular los volúmenes probables de minerales (calcita, dolomita y arcilla) presentes en la zona arrojando como resultado una formación de lutitas con rico contenido de arcilla (40% – 50%), contenido medio de sílice (20%-30%) y bajo contenido de carbonatos (10%-20%). Lo que permite clasificar la zona de interés como ‘fangolitas arcillosas silíceas’, como se muestra en la figura 39.

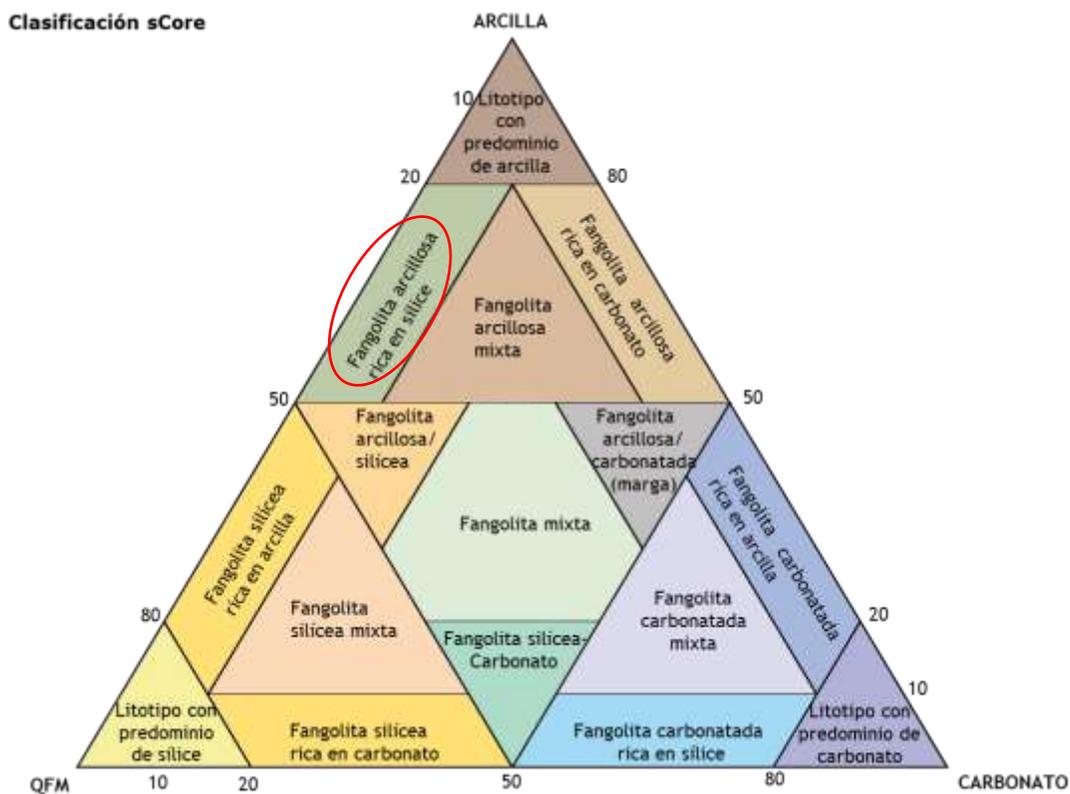


Figura 39. Clasificación mineralógica.

Fuente: autor

Siguiendo el flujo de trabajo, se calcularon las propiedades petrofísicas, geoquímicas y geomecánicas, que al final se unieron para dar lugar al índice compuesto de calidad. A continuación, se resumen los índices de calidad obtenidos

4.1.3.1. Índice de calidad del yacimiento

Para determinar el índice de calidad del yacimiento, se calcularon cada uno de los parámetros involucrados: Volumen de arcilla (Vcl) mostrado en el carril 2, Porosidad Total (PhiT) en el carril 3, saturación de agua en el carril 4 y TOC en carril 5, mediante los modelos expuestos en el capítulo 2 (Modelo de Archie para la saturación, metodología de Passey para el TOC) y mediante funciones de interpretación directas integradas en el programa utilizado. A continuación, se muestra la gráfica del índice de calidad del yacimiento, y cada uno de los parámetros calculados.

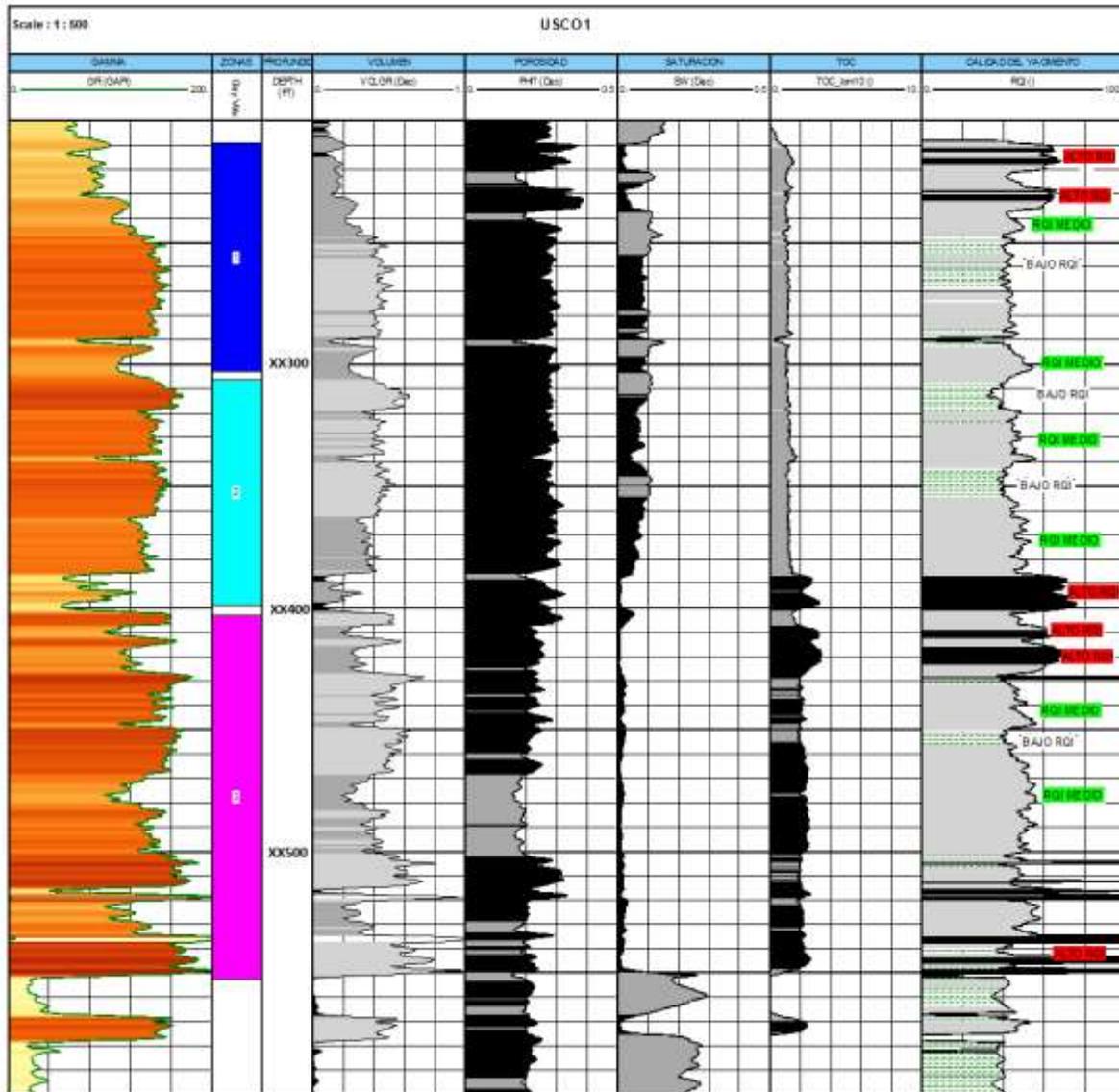


Figura 40. Perfil de índice de calidad del yacimiento.

Fuente: autor

4.1.3.2. Índice de calidad del completamiento

Los parámetros calculados para determinar el índice de calidad del completamiento fueron: módulos elásticos Modulo de Young y Relación de Poisson mostrados en el (carril 3), índice de fragilidad (carril4), módulo de corte (carril 2), presión de poro, presión de sobrecarga, presión de fractura; todos estos mediante los modelos y las ecuaciones presentadas en el capítulo 2. A continuación se muestra la gráfica del índice de calidad del completamiento, y cada uno de los parámetros calculados.

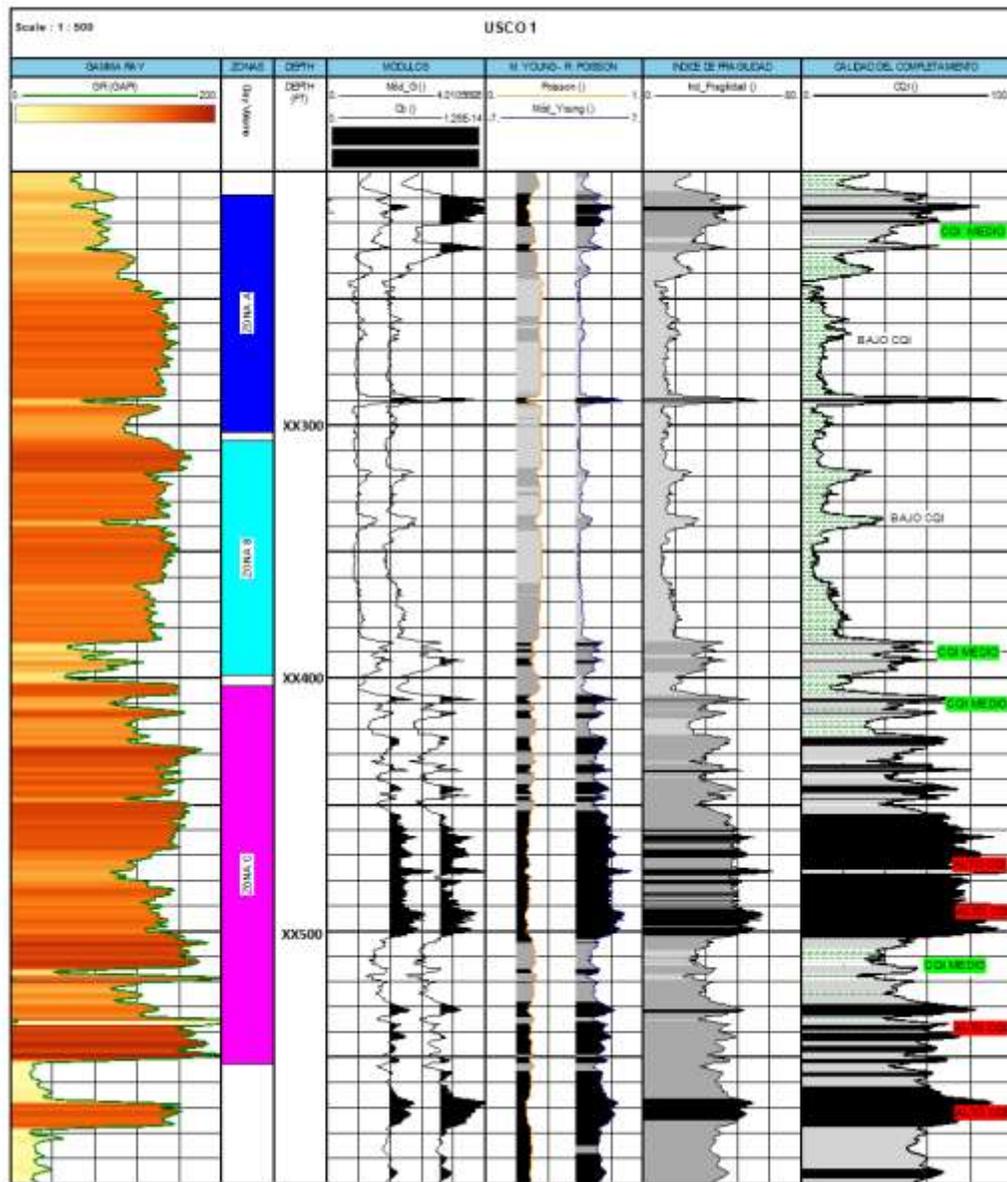


Figura 41. Perfil de índice de calidad del completamiento

Fuente: autor

La figura 42 muestra la relación entre el módulo de Young y la relación de Poisson, para estimar el índice de fragilidad. Nótese que los puntos en verde representan los valores de

módulo de Young superiores a 3 E6 psi y relación de Poisson por debajo de 0.25, indicando buen índice de fragilidad.

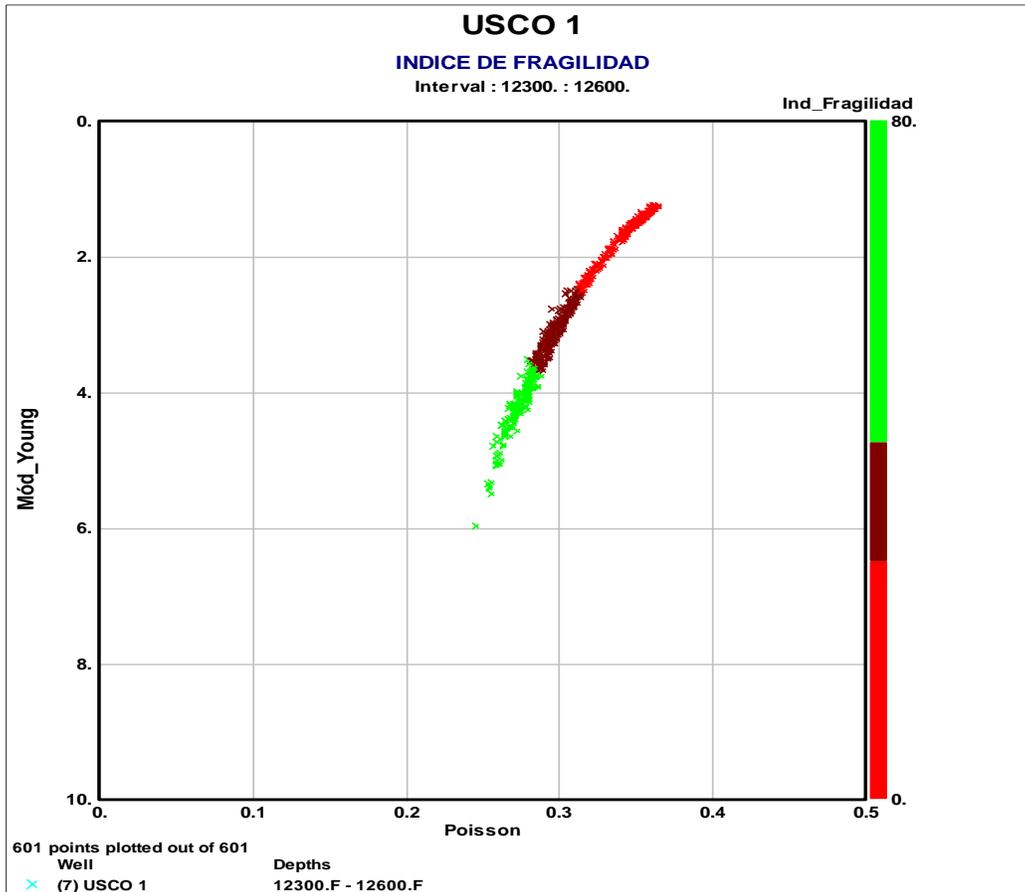


Figura 42. Índice de fragilidad del pozo USCO-1
Fuente: autor

4.1.3.3. Índice de eficiencia del completamiento

Como se mencionó en el capítulo 2, previo a definir el índice de eficiencia del completamiento, se analizan primero las posibles etapas obtenidas de combinar el índice de calidad del yacimiento y el índice de calidad del completamiento, estas posibles etapas son sometidas al análisis de los parámetros que determinan el índice de eficiencia y posteriormente se definen las zonas más adecuadas en cuestión de eficiencia del completamiento. La figura 43 muestra las posibles etapas combinando los índices de calidad del yacimiento y calidad del completamiento. En la zona A, B y C hay 3, 4 y 5 etapas de fracturamiento potenciales, respectivamente.

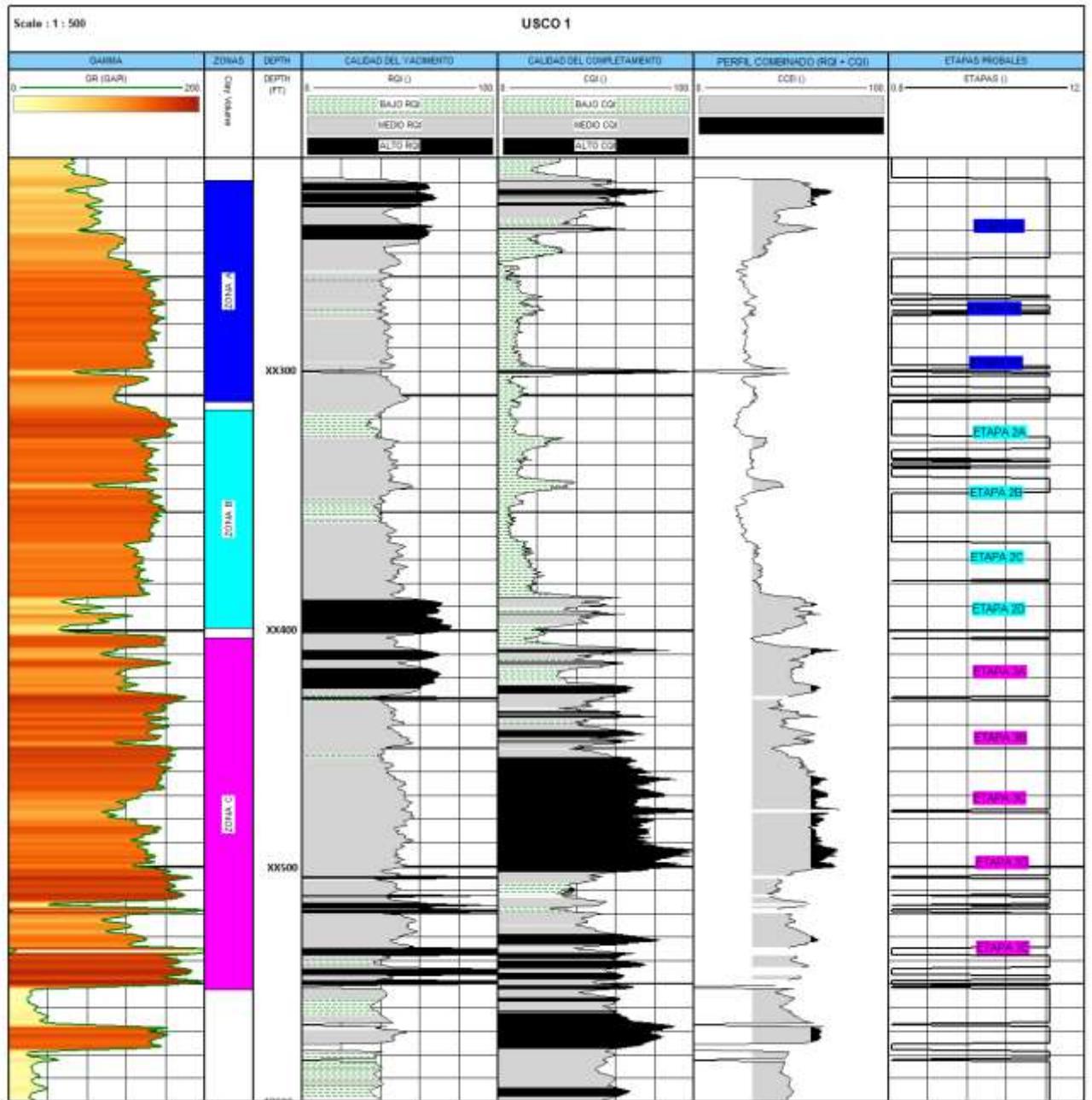


Figura 43. Identificación de las posibles etapas combinando el CQI y RQI

Fuente: autor

Teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo y algunas consideraciones especiales propias de la formación, se determinaron las etapas más óptimas para perforar según la eficiencia del completamiento. Las etapas de fracturamiento preliminares, son sometidas a análisis; los resultados se consignan en la tabla 26. Como no se contaba con perfil de imágenes de pozo, no fue posible evaluar la presencia de fracturas naturales; los demás parámetros

operacionales que se analizaron en conjunto con las etapas de fracturamiento preliminares, son mostrados en la figura 44.

Tabla 26. Etapas de completamiento preliminares.

ETAPAS	TOPE	BASE	ESPESOR	ESPACIAMIENTO	ESTABILIDAD	PRESENCIA DE JUNTAS	PUNTAJE PONDERADO
A1	12207	12242	10	10	10	10	73
A2	12257	12266	1	10	10	10	46
A3	12287	12303	10	10	10	10	73
B1	12318	12329	1	1	1	10	10
B2	12335	12341	1	10	1	10	28
B3	12363	12380	10	1	10	10	55
B4	12380	12404	10	1	10	10	55
C1	12404	12428	10	1	10	10	55
C2	12428	12462	10	1	10	1	52
C3	12466	12488	10	1	10	10	55
C4	12488	12516	10	1	10	10	55
C5	12521	12537	10	10	10	10	73

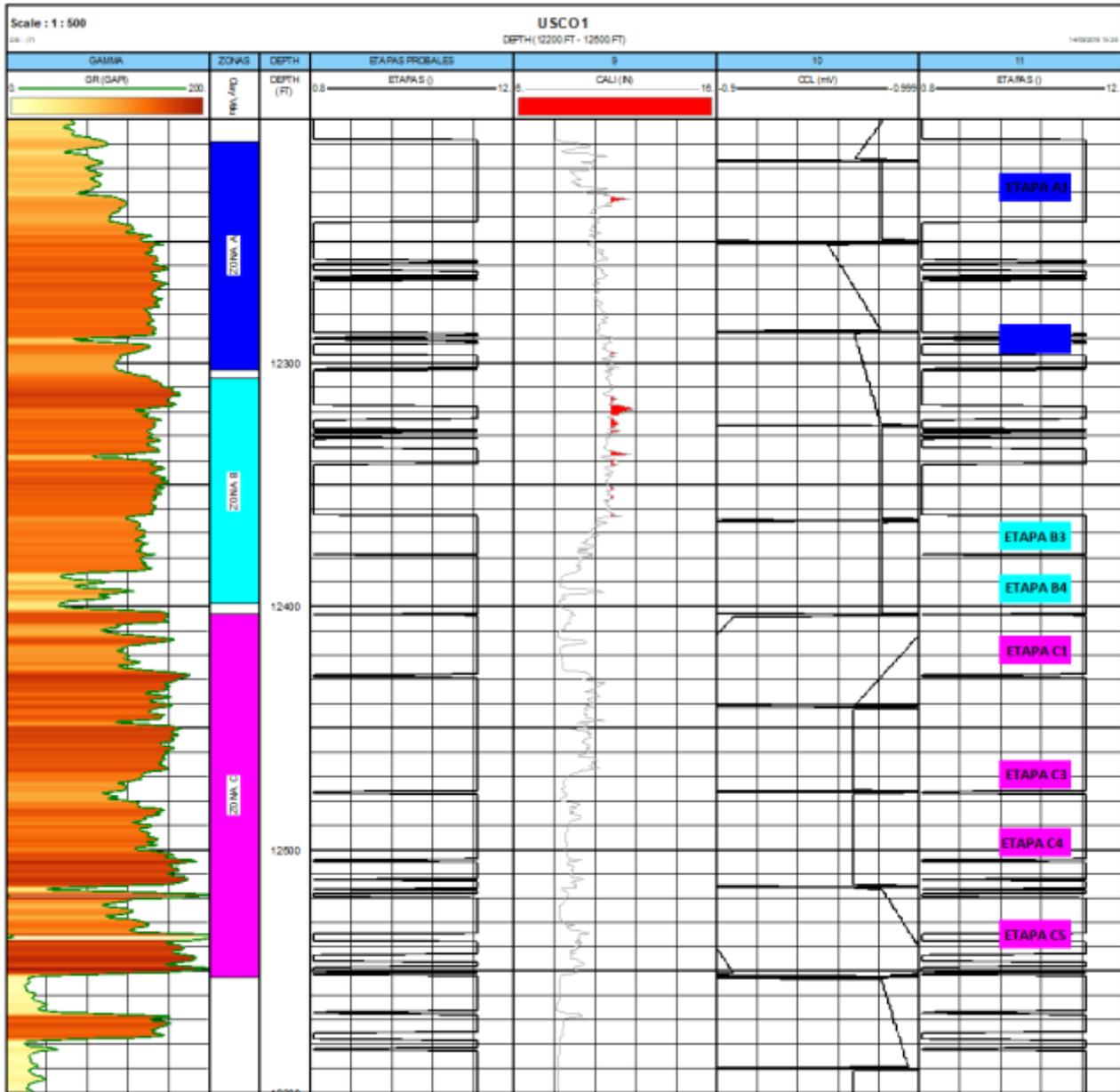


Figura 44. Identificación de las etapas más óptimas teniendo en cuenta los parámetros de CCE

Fuente: autor

4.1.3.4. Índice compuesto de calidad

Con base en los indicadores anteriormente mencionados, se determinó el índice compuesto de calidad, y a partir de este, se determinó el número y la posición exacta de las etapas de fracturamiento. Estas etapas de fracturamiento, son, con base en el flujo de trabajo, las más óptimas en términos de productividad y en términos operacionales. La figura 45 muestra los

índices de calidad individuales, y el índice compuesto de calidad, así como las etapas de fracturamiento seleccionadas.

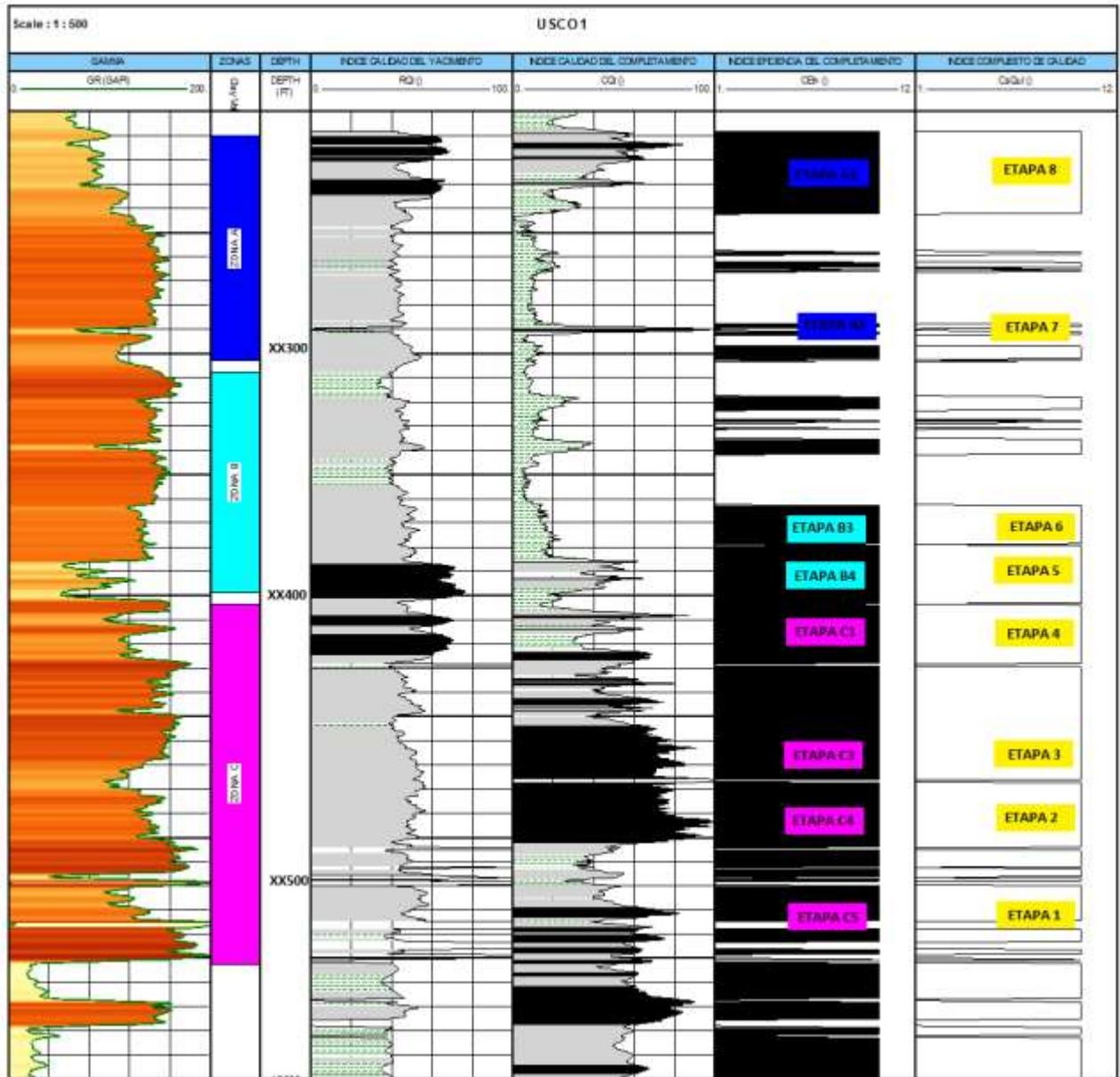


Figura 45. Identificación de las etapas más óptimas teniendo en cuenta los índices RQI, CQI y CEI en compañía de CsQul

Fuente: autor

En la tabla 27 se resume el promedio de cada uno de los parámetros calculados, para cada una de las etapas de fracturamiento identificadas.

Tabla 27. Promedio de los parámetros por etapa.

Parámetros	ETAPAS							
	1	2	3	4	5	6	7	8
TOC	2.128	2.219	2.417	2.742	2.112	1.268	1.055	1.1470
VCL	0.4001	0.4068	0.3501	0.3494	0.2394	0.3538	0.2913	0.1865
PHIE	0.2059	0.2279	0.1849	0.2445	0.2687	0.2867	0.2682	0.2728
SW	0.0245	0.0175	0.0161	0.0135	0.0300	0.0698	0.0964	0.0613
FRAGILIDAD	40.359	41.418	48.404	32.550	25.317	25.639	28.459	30.466

En la figura 46 se puede apreciar que tanto difiere la distribución de las etapas empleando el método geométrico en comparación al desarrollado óptimamente de acuerdo al flujo de trabajo.

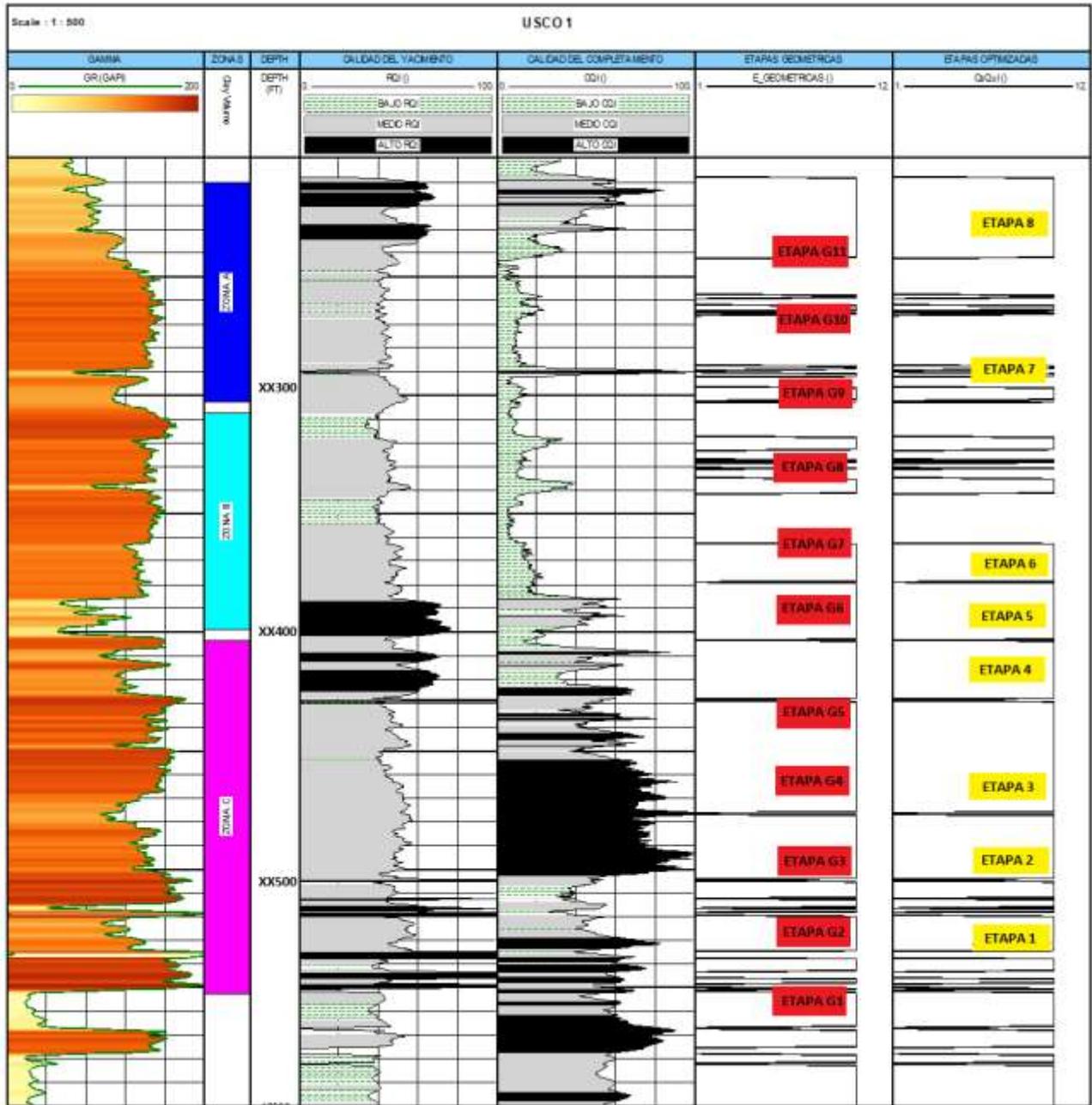


Figura 46. Comparación de etapas geométricas y optimizadas.

Fuente: autor

4.1.4. Diseño de la geometría

La simulación del sistema de fracturas comprende dos factores fundamentales: la evaluación de la distribución de los fluidos del medio poroso y la distribución de la presión del yacimiento a través del tiempo. Algunos programas computacionales como PETREL, ECLIPSE, CMG, entre otros, ya tiene incorporada la opción de simulación en este tipo de yacimientos no convencionales. Los resultados arrojados por la simulación, permitirán optimizar el diseño de las fases anteriores del flujo de trabajo, como la geometría de la fractura, los fluidos agentes de sostén, e incluso la localización de las etapas de fracturamiento.

El objetivo principal de cualquier tratamiento de fracturamiento es maximizar la conectividad entre la formación y el pozo; esto se logra maximizando la longitud y el ancho de la fractura y reduciendo la presión de ruptura. La geometría de las fracturas se debe modelar con base en la información obtenida de las propiedades de la roca a lo largo del pozo; para ello, se recomienda usar modelos matemáticos, o usar un programa computacional de modelamiento de fracturas como SPANROCK, MROCK, entre otros, que predicen principalmente el ancho y la longitud de fractura, parámetros que permitirán evaluar posteriormente la elección del tipo de fluido y del agente de sostén.

4.1.5. Diseño de las perforaciones

Para determinar el tipo de perforación y el sistema de cañoneo más adecuado para el pozo, un primer paso práctico es considerar la interacción general de la perforación y el yacimiento. En segunda medida es observar cómo varían los diseños de perforación para cada una de las tres principales terminaciones: natural, estimulado y control de la arena.

El éxito de la estimulación hidráulica depende en gran medida de qué tan bien la perforación permita la administración de fluidos de tratamiento y presiones de fractura en el yacimiento. Debido a que estos fluidos y las fracturas inducidas por presión están destinadas a moverse más allá de la perforación, la fase de disparo, la densidad y el diámetro del orificio son de mayor prioridad que la profundidad de penetración.

En este sentido un adecuado diseño de las perforaciones para un fracturamiento hidráulico debe considerar el ángulo de fase, la densidad del disparo, el diámetro de las perforaciones, la longitud de la penetración y espaciamiento entre los perforados.

La uniformidad del diámetro de perforación es esencial para determinar con precisión el área acumulativa de los orificios de entrada al pozo. Conocer esta área y la presión de bombeo permite calcular la velocidad de flujo en la formación, necesaria para controlar el progreso de la estimulación. La uniformidad y la suavidad del diámetro de la perforación también proporcionan asientos de tamaño constante para los selladores de bola.

Además, un factor importante a la hora de diseñar las perforaciones es la consideración del estado mecánico del pozo y las condiciones en superficie, entre estos límites económicos.

4.1.6. Elección del fluido de fracturamiento y agente de sostén

Con base en la mineralogía interpretada a partir de los registros litológicos y el contenido de arcilla en general, se evidencia que es necesario utilizar fluidos que inhiban la desestabilización de arcillas. Lastimosamente, no se cuenta con registros espectral de rayos gamma, para identificar los tipos de arcilla. Con base en la matriz propuesta en el capítulo 3 y considerando que todas las etapas presentan índice de fragilidad alto, se observa que la mejor opción es utilizar fluido Slick Water de baja viscosidad y alto gal- BPM.

Es importante considerar dentro del diseño de fluido los aditivos a utilizar, en este caso es necesario un estabilizador de arcillas para prevenir la precipitación en la formación, un inhibidor de corrosión para prevenir la oxidación de la tubería y un bactericida para controlar el crecimiento de bacterias, entre otros.

Por otro lado, para escoger el agente sostén más adecuado, se tuvieron en cuenta los esfuerzos horizontales y de sobrecarga, así como el ancho de la fractura; evidenciando que es necesario utilizar como agentes de sostén, cerámicas que tengan resistencia intermedia de 6500 psi. Para asegurar una buena conductividad del apuntalante se recomienda que la cerámica tenga una esfericidad y redondez mayor a 0.7 para la distribución uniforme de los esfuerzos. También se observa, según el registro caliper y teniendo en cuenta el diámetro de la broca que la formación tiende a ser estable, no presentar washout de consideración, el tamaño del apuntalante no representa mayor complicación, no se verá afectada por la migración de finos, ni problemas de taponamientos que reduzcan la permeabilidad.

5. CONCLUSIONES

Mediante la aplicación del flujo de trabajo en el pozo USCO-1 se lograron determinar 8 etapas que representan los puntos más óptimos para la ubicación de las perforaciones; teniendo en cuenta los parámetros del índice de calidad del yacimiento, índice de calidad del completamiento e índice de eficiencia del completamiento, estos puntos muestran las mejores condiciones para que las fracturas creadas sean más largas y conecten en mayor longitud al yacimiento con el pozo, también representan los puntos en los que el yacimiento puede aportar mayor cantidad de hidrocarburos para aumentar el factor de recobro. En caso de haber tenido distribución de las etapas geométricamente, se hubieran encontrado 11 etapas en las que algunas se ubican en zonas donde el contenido orgánico total es inferior al 2%, el contenido de arcilla supera el 40% y se localizan frente a juntas de tuberías, sin duda, fracturas que no aportarían a la producción.

El flujo de trabajo podrá ser aplicado para optimizar las estrategias de completamiento en yacimientos tanto convencionales como no convencionales asociados a lutitas ricas en materia orgánica, tanto en Colombia como en el mundo, la disponibilidad de información es fundamental a la hora de obtener resultados confiables. Se debe contar con una información mínima para diseñar etapas de fracturamiento que logren aumentar la productividad del yacimiento.

Los registros eléctricos y acústicos son herramientas fundamentales para la caracterización petrofísica y geomecánicas de los yacimientos, mediante el uso de estos, se logró determinar constantes elásticas que gobiernan la geomecánica de la formación, identificando los intervalos más productivos en términos de calidad del completamiento.

Es importante calibrar la información obtenida en el diseño de las etapas de fractura, con la información obtenida posteriormente al fracturamiento mediante análisis micro-sísmico. La elección tanto del fluido de completamiento como del agente de sostén, depende no solamente de las características mineralógicas y geomecánicas de la formación, sino también de los costos. Los costos terminan siendo la mayor desventaja a la hora de optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas.

Existen diferentes programas computacionales para modelar el diseño de la geometría de las fracturas, esto permitirá conocer con anticipación cual será el comportamiento que tome la fractura creada y hacer consideraciones pertinentes para optimizarlas.

6. RECOMENDACIONES

- a. Se recomienda añadir al flujo de trabajo propuesto la ejecución de los siguientes pasos para generar mayor efectividad en la optimización de las operaciones de fracturamiento hidráulico.
 - Modelamiento del tratamiento de fractura a través de un programa computacional antes y después de las operaciones.
 - Luego de las operaciones de fractura, calibrar el modelo con información microsísmica.
- b. El sistema de fracturas debe modelarse antes y después de realizada la operación de fracturamiento. Antes de la operación, se debe realizar una simulación para optimizar algunos detalles de la operación, como los caudales y presiones a utilizar en superficie, así como la concentración del propante, los volúmenes de fluido, y el comportamiento de la presión a lo largo de la vida del pozo. Una vez terminada la operación el modelamiento podrá ser calibrado con la información microsísmica y registros de producción (PLT), para evaluar la eficiencia del fracturamiento y optimizar la producción del pozo.
- c. Los programas computacionales comerciales más conocidos para simular las fracturas hidráulicas son: 'FracCADE' de Schlumberger, 'M-FRAC' de BJ y 'FracPro PT' de Halliburton. Cada uno de estos simuladores contiene varios modelos matemáticos. Cualquiera que sea el simulador utilizado, se deberá seleccionar el modelo según el comportamiento de la presión de fractura, por lo tanto, es indispensable conocer la geomecánica y petrofísica de la formación. Dentro de los modelos más utilizados en la simulación de fracturas se encuentran los modelos de fractura 2D 'PKN' y 'KGD', como se discutió en el apartado 3.5, o los modelos pseudo3D y 3D, introducidos en los distintos softwares arriba mencionados.
- d. Después de realizada la operación de fracturamiento, se evalúa la efectividad con la que se estimuló el pozo, utilizando distintas herramientas entre las que se destacan: 1) la calibración de las perforaciones con la información microsísmica, 2) las pruebas de contraflujo o pruebas de retorno, y/o 3) la producción inicial y registros de producción.
- e. Es importante recordar que el mapeo microsísmico provee mediciones esenciales para evaluar la efectividad de las fracturas hidráulicas realizadas, y también, para optimizar el diseño de las fracturas hidráulicas en pozos vecinos.

- f. Incorporar tecnologías de análisis de datos y redes neuronales, para optimizar los algoritmos utilizados en el flujo de trabajo.
- g. Evaluar la posibilidad de validar el flujo de trabajo, utilizando información propia de Colombia, cuyos yacimientos se espera sean explotados los próximos años.
- h. Se recomienda hacer un análisis exhaustivo de los requerimientos de equipos en superficie, de manera tal que la preparación del fluido, la potencia necesaria para crear las fracturas, y el equipo adecuado para transportar los cañones hasta fondo, sea el adecuado.
- i. Es importante evaluar distintos escenarios económicos, con base en los precios de alquiler de equipos, tiempos de operación y compra de materiales (fluidos y agentes de sostén). Con base en los resultados que arrojen dichos escenarios, sería posible rediseñar las fracturas hidráulicas propuestas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., & Symington, B. (2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), 4-15.
- Amer, A., Chinellato, F., Collins, S., Denichou, J. M., Dubourg, I., Griffiths, R., & Roberts, I. B. (2013). Navegación estructural: Un camino hacia la productividad. *Oilfield Review*, 25, 14-33.
- Avilés, I., Hua Liu, G., (2013). Estimulaciones en múltiples etapas de formaciones no convencionales ricas en hidrocarburos líquidos. *Oilfield Review*, 25.
- Atlas, D. (1979). Log interpretation charts: Houston, Texas, Dresser Industries.
- Bai, M. (2016). Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoirs. *Journal of Petroleum Engineering*, 1- 19.
- Biot, M. A. (1941). General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of applied physics*, 12(2), 155-164.
- Bejarano, A., IP, SPSOil, ACIPET; Ortiz, R. D. IP, INDEPENDIENTE; E. R. Pérez, Ecopetrol-ICP. (2017). Caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales a partir de registros de pozos: Nuevo modelo de evaluación e interpretación. ACIPET en Bogotá D.C
- Blanco A. & Vivas J., (2011). Shale Frac: Un acercamiento a esta nueva tecnología, Petrotecnica.
- Boyer, C., Kieschnick, J., Suárez-Rivera, R., Lewis, R. L., & Waters, G. (2005). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Review*, 18, 36-49.
- Buijs, H., & Ponce, J. (2018). An Engineered Approach to Hydraulically fracture the Vaca Muerta Shale. *SPE*, 189866.
- Castro, S., Camargo, J. (2016). Diseño de fracturamiento hidráulico no convencional en el pozo horizontal V2PH del campo Little Hoss de la formación Barnett Shale, ubicado en Texas, Estados Unidos. Bogotá: Universidad de Américas
- Camargo, J. (2008). *Introducción a la interpretación de registros de pozo a hueco abierto*. Neiva: Universidad Surcolombiana.
- Cander, H. (2012). PS What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability.

- Casero, A., Adefashe, H., & Phelan, K. (2013). Open Hole Multi Stage Completion System in Unconventional Plays: Efficiency, Effectiveness and Economics. *SPE*, 164009.
- Cipolla, C., Lewis, R., Maxwell, S., & Mack, M. (2012). Appraising Unconventional Resource Plays: Separating Reservoir Quality from Completion Effectiveness. *International Petroleum Technology Conference*, IPTC 14677.
- Cipolla, C., Weng, X., Onda, H., Nadaraja, T., Ganguly, U., & Malpani, R. (2011). New Algorithms and Integrated Workflow for Tight Gas and Shale Completions. *SPE*, 146872.
- Conway, M., Salter, G., Miller, R., & Hall, C. (2008). Choosing Drilling, Completion, and Stimulation Fluids for Shale Gas Completions. *Search and Discovery*, 40369 AAPG Annual Convention .
- Curcio, A. (2013). Valor de la información en reservorios no convencionales.
- Criado, J., & Llamas, J. (2015). Estudio de las tecnologías para la recuperación de shale gas.
- D.U. Deere, R.P. Miller. University of Illinois (1967), Engineering classification and index properties for intact rock, pagina 11.
- Economides, M., & Nolte, K. (2000). *Reservoir Stimulation 3rd Ed.* Texas: Wiley, Schlumberger.
- Economides, M. J., & Nolte, K. G. (1989). Reservoir stimulation (Vol. 2). Englewood Cliffs , NJ: Prentice Hall.
- Estrada, J. (2013). Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- Gale, J. (2008). Natural Fractures in Shales: Origins, Characteristics and Relevance for Hydraulic Fracture Treatments. *Search and Discovery*, 40338 AAPG Annual Convention.
- Greenberg, M. L., & Castagna, J. P. (1992). Shear-wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications 1. *Geophysical prospecting*, 40(2), 195-209.
- Gupta, J. K., Albert, R. A., Zielonka, M. G., Yao, Y., Templeton-Barrett, E., Jackson, S. K., ... & Choi, N. H. (2013, January). Integration of Fracture, Reservoir, and Geomechanics Modeling for Shale Gas Reservoir Development. In *SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.

- Halliburton (2013). Integrated Reservoir Characterization Eagle Ford, South Texas. Global unconventional reservoir.
- Huang, J., Ma, X., Shahri, M., & Safari, R. (2016). Hydraulic Fracture Growth and Containment Design in Unconventional Reservoirs. *American Rock Mechanics Association*, 16-412.
- Jaeger, J., Cook, N., & Zimmerman, R. (2007). *Fundamentals of Rock Mechanics 4th Ed.* Maldem, MA: Blackwell Publishing.
- Mangrove (2015). General descriptions of available fracture models insides Mangrove hydraulic fracture desing.
- Maxwell, S. C., Rutledge, J., Jones, R., & Fehler, M. (2010). Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*, 75(5), 75A129-75A137.
- McCarthy, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, C. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. *Oilfield Review*, Schlumberger, 23(2).
- Michael W. Conway, Greg Salter, Randy S. Miller, and Craig Hall., 2008. Choosing Drilling, Completion, and Stimulation Fluids for Shale Gas Completions. Core Lab, Houston, TX.
- Miller, C., Waters, G., & Rylander, E. (2011). Evaluation of Production Log Data from Horizontal Wells Drilled in Organic Shales. *SPE*, 144326.
- Ministerio de Minas y Energía (MinMinas). (27 de marzo de 2014). *Resolución 90341*. Bogotá D.C.: República de Colombia.
- Mirzaei, M., & Cipolla, C. (2012). A workflow for Modelling and Simulation of Hydraulic Fractures in Unconventional Gas Reservoirs. *SPE*, 153022.
- Montoya C., (2010). Diseño de fluidos de perforación para reducir el daño a la formación. Halliburton.
- Nolen-Hoeksema, R. (2013). Elementos de fracturamiento hidráulico. *Oilfield review*, 57-58.
- Oraon, B. and Bikash, A., (2015). Shale Reservoir Characterization & Well Productivity Analysis - Case Studies US Shale Plays (Eagle Ford and Niobrara)
- Passman, A., Terry, C., Chong KK., Mullen K., Grieser, B., Ramurthy, K. Shale development guidebook, a strategy for development. Halliburton.

- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J. y Stroud, D., 1979, A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin V.74, No.12 December 1990, p.1777-1794.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & Stroud, J. D. (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG bulletin, 74(12), 1777-1794.
- Rickman, R., Mullen, M., Petre, E., Grieser, B., & Kundert, D. (2008). A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. *SPE*, 115258.
- Rausseo U. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z – TROL 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Rutledge, J. T., Phillips, W. S., House, L. S., & Zinno, R. J. (1998). Microseismic mapping of a Cotton Valley hydraulic fracture using decimated downhole arrays. In SEG Technical Program Expanded Abstracts 1998 (pp. 338-341). Society of Exploration Geophysicists.
- Schlumberger. (1992, A). Cracking Rock: Progress in Fracture Treatment Design. *OilField Review*, 4 - 17.
- Schlumberger. (1992, B). Choosing a Perforation Strategy. *OilField Review*, 54 - 70.
- Schlumberger. (2011). Revolución del gas de lutitas. *OilField Review*, 40 - 56.
- Schlumberger. (2014). En busca del punto dulce: Calidad del yacimiento y calidad de la terminación en las lutitas orgánicas. *Oilfield Review*, 18 - 33.
- Scientia SAS. (2015). Curso básico operacional de fracturamiento hidráulico. Bogotá D.C, Colombia.
- Suárez, R., Deenadayalu, C., Chertov, M., Novalo, R., Gathogo, P., & Kunjir, R. (2011). Improving Horizontal Completions on Heterogeneous Tight Shales. *SPE*, 146998.
- Tissot, B., & Welte, D. (1984). *Petroleum formation and occurrence*. Berlin: Springer - Verlag.
- Veigal. R. and Dzelalija1. F., (2014). A Regional Overview of the La Luna Formation and the Villeta Group as Shale Gas/Shale Oil in the Catatumbo, Magdalena Valley and Eastern Cordillera Regions, Colombia*

- Vásquez Zuluaga, H. (2015). Definición del potencial de recursos no convencionales en shales para la Formación Gachetá, por medio de la caracterización y evaluación del contenido de materia orgánica, espesores y madurez térmica, a partir de registros de pozo e información geológica disponible para el Departamento del Casanare (Bachelor's thesis, Universidad EAFIT).
- Wang, F., & Gale, J. (2009). Screening Criteria for Shale-Gas Systems. *Gulf Coast Association of Geological Societies (GCAGS)*, 779–793.
- Weng, X., Kresse, O., Cohen, C., Wu, R., & Gu, H. (2011). Modelling of Hydraulic Fracture Network Propagation in a Naturally Fractured Formation. *SPE*, 140253.
- Yew, C., & Weng, X. (2015). *Mechanics of Hydraulic Fracturing 2nd Ed.* Texas: Elsevier.
- Zee, Y., & Holditch, S. (2016). *Geomechanics for Unconventional Reservoirs: Evaluation and Development.* Denver: Elsevier.
- Zee, Y., Moore, W., Kaufman, P., Wang, Y., Gurpinar, O., Luneau, B., & Gomez, E. (2014). Identifying Hydrocarbon Zones in Unconventional Formations by Discerning Simpson's Paradox. *SPE*, 169495.
- Zoback, M. D. (2010). *Reservoir geomechanics.* Cambridge University Press.