

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS PARÁMETROS GEOMECÁNICOS EN
PROCESOS DE ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS EN LA
FORMACIÓN LA LUNA (CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA)

JUAN DAVID ANTOLINEZ JIMENEZ
CAMILO ANDRÉS BOHÓRQUEZ ESPARZA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS PARÁMETROS GEOMECÁNICOS EN
PROCESOS DE ESTIMULACIONES HIDRÁULICAS MASIVAS EN LA
FORMACIÓN LA LUNA (CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA)

JUAN DAVID ANTOLINEZ JIMENEZ
CAMILO ANDRÉS BOHÓRQUEZ ESPARZA

Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
CESAR FABIAN LOPEZ
Ingeniero de Petróleos

Co-Director
MIGUEL ANGEL RODRÍGUEZ REYES
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018

Nota de aceptación (Subdirector Operativo de Investigación)

Miguel Rodríguez

Andrés Felipe Suárez

Laydy Paola Mora Parrado

Bogotá, D.C, Noviembre de 2018.

DIRECTIVAS UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Investigaciones.

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos.

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO

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

AGRADECIMIENTOS

Este proyecto investigativo es el resultado de la dedicación y esfuerzo de todos los ingenieros que de una u otra manera participaron en la elaboración del mismo, es por esto que queremos agradecer:

A Ecopetrol, por brindar el apoyo técnico necesario para la elaboración de este proyecto de grado.

A la Universidad de América por permitirnos hacer parte del semillero de Nuevas Tecnologías de Perforación, con el cual pudimos aprender sobre temas de investigación e innovación en la industria energética nacional e internacional.

Al ingeniero Cesar López de Equión Energía Limited, quien gracias a sus conocimientos e interés en los yacimientos no convencionales apoyó y fue participe en la elaboración de las bases y objetivo de este proyecto.

Al ingeniero Jonathan Diazgranados quien fue nuestro guía, director y asesor durante gran parte del proyecto de grado.

Al Dr. Franklin Yoris quien muy amablemente prestó sus conocimientos para el asesoramiento en temas geológicos en este proyecto de grado.

Al ingeniero Miguel Ángel Rodríguez, quien, gracias a su colaboración como director final del proyecto de grado, pudimos culminar este proyecto y nuestra carrera universitaria de la mejor manera.

A las geólogas Sandra Céspedes y Nelbett Marfisi de la Gerencia de Yacimientos no Convencionales de Ecopetrol, quienes fueron de gran ayuda en el suministro de la información clave para la culminación de todo este proceso.

Al ingeniero Andrés Noguera de Baker Hughes, por su acompañamiento continuo durante la etapa de simulación del proyecto

Y finalmente queremos agradecer profundamente a la ingeniera Nelly Rubio quien fue nuestra mentora y pilar de apoyo en el desarrollo geomecánico de nuestro proyecto. Gracias por compartir sus tantos conocimientos y enseñarnos la esencia de la geomecánica, sin esos conocimientos este proyecto no hubiera rendido sus frutos.

DEDICATORIA

Primero que todo a Dios, quien me ha permitido lograr lo que he conseguido gracias a su protección y bendición.

Quisiera dedicar este proyecto a mis papás quienes han sido ejemplo de vida y me han brindado un apoyo único e incondicional durante toda mi etapa universitaria.

A mis amigos de la universidad, quienes hicieron de mi vida en Bogotá durante los pasados cinco años una experiencia inolvidable.

A todos mis profesores durante la carrera, de los cuales aprendí los conocimientos necesarios para afrontar los retos de la industria del petróleo y del gas.

Y a todos aquellos quienes hicieron parte de este camino, gracias por sus consejos, por sus palabras, por su paciencia y por su apoyo, este proyecto se lo dedico a ustedes igualmente.

A finalmente quisiera expresar mis agradecimientos a mi compañero de grado y colega Camilo, quien me ha ayudado y aconsejado durante toda esta etapa investigativa.

Juan D. Antolinez

DEDICATORIA

Quiero agradecer inicialmente a Dios pues es él quien guía nuestro trascender por esta vida.

A mi mamá, **Patricia Esparza**, porque ha sido el apoyo incondicional y permanente en mi vida. Además, ha sido el pilar fundamental de todo lo que he logrado hasta el momento, incluyendo este valioso logro que no es solo mío sino de ella también.

A mi papá, **Gerardo Bohorquez**, porque de alguna u otra forma ha estado ahí en los momentos que he necesitado de su ayuda y sabiduría.

A mi abuelita **Adela**, Q.E.P.D, porque sé lo mucho que hubiera disfrutado ver a su nieto graduado. Gracias abuelita por las enseñanzas dadas para la vida.

A **Paola María**, mi primer amor, por haber sido ese apoyo invaluable en estos 5 años de carrera profesional. Infinitas gracias.

A mi compañero de tesis y ahora, colega, con el cual construimos este proyecto.

CAMILO ANDRÉS BOHÓRQUEZ ESPARZA

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	23
1. MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA Y DE LA FORMACIÓN DE ESTUDIO	24
1.1 GENERACIÓN DE LA CUENCA	25
1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	25
1.3 YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE SHALE	28
1.3.1 Shales apretados (<i>Tight Shales</i>)	29
1.3.2 Shales fracturados (<i>fractured shales</i>)	29
1.3.3 Shales híbridos (<i>hybrid shales</i>)	29
1.4 FORMACIÓN LA LUNA	30
1.4.1 Descripción de los miembros	31
1.4.2 Descripción Mineralógica	32
1.4.2.1 Miembro Salada	33
1.4.2.2 Miembro Pujamana	33
1.4.2.3 Miembro Galembo	34
1.4.3 Propiedades Petrofísicas	35
1.4.4 Propiedades Geoquímicas	36
2. GEOMECÁNICA APLICADA AL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	45
2.1 GENERALIDADES	45
2.2 MODELO GEOMECÁNICO	45
2.2.1 Estados de esfuerzos	46
2.2.1.1 Esfuerzo Vertical o de Sobrecarga	48
2.2.1.2 Esfuerzo horizontal mínimo	48
2.2.1.3 Esfuerzo horizontal máximo	50
2.2.2 Resistencia de roca	51
2.2.3 UCS (<i>Unconfined Compressive Strength</i>)	54
2.2.4 Resistencia tensil	54
2.2.5 Tipos de fallamiento	56
2.2.5.1 Falla por tensión	56
2.2.5.2 Falla por cizalla	56
2.2.5.3 Falla por compactación	58
2.2.6 Presión de poro	59
2.2.6.1 Gradiente de fractura	65
2.2.7 Propiedades mecánicas	66
2.2.7.1 Módulo de Young	67
2.2.7.2 Razón de Poisson	68

2.2.7.3 Módulo volumétrico (K)	70
2.2.7.4 Módulo de corte o de rigidez (G)	71
2.2.8 Propiedad poroelástica	72
2.2.8.1 Esfuerzo efectivo	74
2.2.9 Anisotropía	74
2.2.10 Fragilidad	76
3. ELABORACIÓN DEL MODELO GEOMECANICO 1D PARA LA FORMACIÓN LA LUNA	79
3.1 ADECUACIÓN DE LA DATA (DATA AUDIT).	82
3.2 ANÁLISIS DE EVENTOS DE PERFORACIÓN.	86
3.2.1 Gases presentes en la perforación	86
3.2.1.1 Gas de viaje (<i>Trip Gas</i>)	86
3.2.1.2 Gas de conexión (<i>Conection Gas</i>)	87
3.2.1.3 Gas de formación (<i>Formation Gas</i>)	87
3.2.2 Análisis de <i>cavings</i>	87
3.2.2.1 <i>Cavings</i> tabulares o laminados	88
3.2.2.2 <i>Cavings</i> angulares o blocosos	88
3.2.2.3 <i>Cavings</i> astillados o <i>splintered</i>	89
3.3 ESTRATIGRAFÍA MECÁNICA	92
3.4 CALCULO DEL ESFUERZO DE SOBRECARGA	92
3.5 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO	96
3.5.1 Predicción del gradiente de fractura	101
3.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS	103
3.7 ESTIMACIÓN DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES	106
3.8 ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES DE RESISTENCIA DE LA ROCA	109
4. EVALUACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MASIVO EN LA FORMACION DE ESTUDIO MEDIANTE UNA SIMULACION ANALÍTICA	112
4.1 SIMULACIÓN ANALITICA DE UNA FRACTURA	112
4.1.1 Condiciones iniciales	115
4.1.1.1 Agente apuntalante	115
4.1.1.2 Fluidos de tratamiento	115
4.1.1.3 Condiciones operativas para el fracturamiento hidráulico	116
4.1.2 Simulación de fractura en el intervalo 7683 ft- 7710 ft	116
4.1.3 Simulación de fractura en el intervalo 8597 ft-8627 ft:	118
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS	119
5. CONCLUSIONES	125
6. RECOMENDACIONES	126
BIBLIOGRAFÍA	127

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia.	24
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	27
Figura 3. Clasificación de los principales tipos de yacimientos de <i>shale</i> .	30
Figura 4. Paleo curva del nivel del mar a través de la historia geológica.	32
Figura 5. Clasificación de rocas carbonáticas según Dunham.	33
Figura 6. Distribución de litofacies para cada miembro de la Formación La Luna.	35
Figura 7. Distribución del contenido orgánico total (TOC) de la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	37
Figura 8. Mapa de isovalores promedio de la reflectancia de la vitrinita para la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	38
Figura 9. Gravedad API del crudo producido en la cuenca de estudio según concentración de azufre presente.	39
Figura 10. Pico S2 versus Índice de Hidrógeno registrado en pruebas de evaluación de pirolisis para formaciones generadoras VMM.	40
Figura 11. Diagrama de Van Krevelen para distintas muestras litológicas en formaciones generadoras de la cuenca en estudio.	41
Figura 12. Diagrama de Tmax versus Índice de Hidrógeno.	42
Figura 13. Diagrama del porcentaje de contenido orgánico total versus pico S2 obtenido en pruebas de pirolisis.	43
Figura 14. Índice de reflectancia a la vitrinita en términos de profundidad para 23 pozos de la cuenca en estudio.	44
Figura 15. Importancia de un modelo geomecánico en la vida de un campo.	46
Figura 16. Dirección de perforación segura en una formación anisotrópica.	49
Figura 17. Regímenes de falla según E.M Anderson.	50
Figura 18. Tipos de fallamientos según el esfuerzo aplicado.	51
Figura 19. Criterio de falla Mohr-Coulomb.	53
Figura 20. Valores promedio del esfuerzo a la compresión uniaxial para varios tipos de roca.	54
Figura 21. Efecto de la anisotropía en el comportamiento del esfuerzo compresivo confinado.	55
Figura 22. Modelo de falla de Mohr-Coulomb.	57
Figura 23. Línea de falla en un diagrama de esfuerzo normal versus esfuerzo por cizalla.	58
Figura 24. Reorientación de granos debido a la compactación.	59
Figura 25. Perfil de presión de poro en un yacimiento de roca generadora.	60

Figura 26. Perfil de registros en formaciones normalmente y anormalmente presurizadas.	64
Figura 27. Distribución de presiones a nivel de poro.	65
Figura 28. Ejemplo de una ventana de lodo.	66
Figura 29. Ejemplo de una prueba triaxial de destrucción de núcleo.	68
Figura 30. Razón de Poisson.	69
Figura 31. Valores promedio de Modulo de Young y Razón de Poisson para diferentes tipos de litologías.	70
Figura 32. Ejemplo de la disminución volumétrica de un cuerpo sólido.	71
Figura 33. Deformación de un cuerpo por cizalladura.	72
Figura 34. Valores típicos de los parámetros Thomsen para distintos tipos de rocas sedimentarias.	76
Figura 35. Curva esfuerzo-deformación para un material dúctil y un material frágil.	77
Figura 36. Estado mecánico Pozo CAFE-1.	80
Figura 37. Paso a paso para la elaboración de un modelo geomecánico 1D.	81
Figura 38. Configuración del registro sísmico Mono Delta T.	85
Figura 39. Configuración del registro sísmico Dual Delta T.	85
Figura 40. <i>Caving</i> tabular.	88
Figura 41. <i>Caving</i> angular.	89
Figura 42. <i>Cavings</i> astillados.	90
Figura 43. Resultados obtenidos para eventos de perforación.	91
Figura 44. Densidad de formación y esfuerzo de sobrecarga.	95
Figura 45. Ejemplo de línea de tendencia normal de compactación para un registro de porosidad y otro de velocidad.	98
Figura 46. Resultado final de la presión de poro calculada.	100
Figura 47. Resultado gradiente de fractura	102
Figura 48. Resultados obtenidos para el modulo de corte y volmétrico.	104
Figura 49. Resultados obtenidos para el módulo de Young y la razón de Poisson en estado dinámico y estático.	106
Figura 50. Dirección del esfuerzo máximo horizontal en la Cuenca Valle Medio del Magdalena.	107
Figura 52. Resultados obtenidos para el esfuerzo mínimo y máximo horizontales.	108
Figura 53. Resultados obtenidos para las propiedades de resistencia de roca.	110
Figura 54. Modelo geomecánico del pozo CAFE-1.	111
Figura 55. Zonas seleccionadas a simular	114
Figura 56. Resultados de geometría de fractura simulada en el intervalo 8266-8366 ft.	117
Figura 57. Resultados de geometría de fractura simulada en el intervalo 8597-8627 ft.	118

Figura 58. Comportamiento de la longitud de fractura vs. módulo de Young.	120
Figura 59. Comportamiento de la altura de fractura vs. Módulo de Young.	120
Figura 60. Comportamiento de la permeabilidad de fractura vs. módulo de Young.	121
Figura 61. Comportamiento de la permeabilidad de fractura vs. módulo de Young.	121
Figura 62. Comportamiento del ancho de fractura vs. razón de Poisson.	122
Figura 63. Comportamiento del ancho de fractura vs. módulo de Young.	122

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Valores de propiedades petrofísicas para los tres miembros de la Formación La Luna.	36
Cuadro 2. Registros disponibles por sección del pozo.	82
Cuadro 3. Registros que aportan a la construcción del modelo geomecánico 1D.	84
Cuadro 4. Puntos escogidos para ajuste de datos mediante interpolación.	93
Cuadro 5. Propiedades de los intervalos a fracturar.	113
Cuadro 6. Propiedades Liteprop 108.	115
Cuadro 7. Geometría y propiedades de la fractura hidráulica simulada en el intervalo 7683-7710 ft:	117
Cuadro 8. Geometría y propiedades de la estimulación hidráulica simulada.	119

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Tensor de nueve componentes de un cuerpo isotrópico.	47
Ecuación 2. Esfuerzo vertical.	48
Ecuación 3. Esfuerzo mínimo horizontal.	49
Ecuación 4. Esfuerzo máximo horizontal.	50
Ecuación 5. Esfuerzo de cizalla.	52
Ecuación 6. Esfuerzo a la compresión uniaxial.	53
Ecuación 7. Criterio de falla por tensión.	56
Ecuación 8. Criterio de falla por cizalla.	57
Ecuación 9. Criterio de falla de Tresca.	58
Ecuación 10. Presión de poro.	63
Ecuación 11. Esfuerzo vertical o de sobrecarga según Terzaghi.	65
Ecuación 12. Módulo de Young.	68
Ecuación 13. Razón de Poisson	69
Ecuación 14. Módulo volumétrico.	70
Ecuación 15. Esfuerzo por cizalladura.	71
Ecuación 16. Deformación por cizalladura.	71
Ecuación 17. Módulo de corte.	72
Ecuación 18. Coeficiente de Biot en función del Módulo Volumétrico.	73
Ecuación 19. Coeficiente de Biot en función de la variación de volumen en una prueba triaxial.	73
Ecuación 20. Esfuerzo efectivo.	74
Ecuación 21. Parámetros anisotrópicos adimensionales de Thomsen.	75
Ecuación 22. Fragilidad en función de propiedades elásticas.	77
Ecuación 23. Índice de fragilidad.	78
Ecuación 24. Extrapolación de la densidad de formación.	93
Ecuación 25. Correlación de Gardner para densidad de formación.	94
Ecuación 26. Gradiente de esfuerzo de sobrecarga.	96
Ecuación 27. Presión de poro mediante el método de Eaton.	99
Ecuación 28. Gradiente de fractura.	101
Ecuación 29. Razón de Poisson por encima de 4999 ft.	101
Ecuación 30. Razón de Poisson por debajo de 5000 ft.	101
Ecuación 31. Modulo de corte dinámico.	103
Ecuación 32. Modulo volumétrico dinámico.	103
Ecuación 33. Módulo de Young en estado dinámico	104
Ecuación 34. Razón de Poisson en estado dinámico.	105
Ecuación 35. Resistencia a la compresión uniaxial.	109

ABREVIATURAS

Las abreviaturas acá expuestas aplicarán para todo el documento de aquí en adelante.

Bbls: Barriles.
CALIP: Caliper.
CBL: Cement-bond logs.
CCL: Casing Collar Locator.
CCS: Confined Compressive Strength.
Cl: Arcilla.
cm: Centímetros.
CSG: Casing.
Dec: Decimal.
Dol: Dolomita.
DSI: Dipole Shear Sonic Imager.
DTC: Onda Sónica Compresiva.
DTS: Onda Sónica de Cizalla.
E: Módulo de Young.
EWOR: End of well report.
FIT: Formation Integrity Test.
Ft.: Pies.
GPa: Gigapascales.
GR: Gamma Ray.
GR.E: Gamma Ray Espectral.
HST: Highstand System Tract.
in.: Pulgadas.
ITTT: Tiempo de tránsito total integrado.
K: Permeabilidad.
Km: Kilómetros.
Km²: Kilómetros cuadrados.
Lbs: Libras.
Lm: Caliza.
LOT: Leak-Off Test.
LPG: Libras por Galón.
M: Metros.
M.a: Millones de años.
mD: Milidarcys.
MD: Profundidad Medida.
MDT: Mono Delta T.
mm: Milímetros.
MPa: Megapascales.
MPsi: Megalibras por pulgada cuadrada.
MSFL: Registro micro esférico enfocado.
MW: Densidad de lodo.

NCTL: Normal Compaction Trend Line.
NPHI: Neutron.
NW: Noroeste.
OBG: Gradiente de sobrecarga.
PE: Potencial eléctrico.
PHIE: Porosidad efectiva.
PHIT: Porosidad Total.
POOH: Pull out of hole.
Pp: Presión de poro.
Ppg: Libras por Galón.
Psi: Libras por pulgada cuadrada.
Q: Cuarzo.
RHOB: Densidad.
Ro: Resistividad del petróleo.
RT: Resistividad total.
SH: Esfuerzo máximo horizontal
Sh: Esfuerzo mínimo horizontal
SP: Potencial Espontáneo.
Sv: Esfuerzo de Sobrecarga.
SW: Saturación de agua.
TD: Profundidad Total.
TOC: Total Organic Carbon.
TVD: Profundidad vertical verdadera.
UCS: Unconfined Compressive Strength.
V: Razón de Poisson.
VMM: Valle Medio del Magdalena.
Vp: Onda Acústica Compresiva.
VSH: Volumen de arcilla.
Wt: Porcentaje por peso.
YNC: Yacimiento No Convencional
ZDEN: Densidad de roca.

GLOSARIO

ANISOTROPÍA: cualidad de una propiedad física o petrofísica de variar su magnitud al variar la dirección de medición.

CALIZA: roca sedimentaria compuesta principalmente de carbonato de calcio en forma de calcita.

CAVING: pedazos de roca que han sido desprendidos debido a acciones ajenas a la perforación de un pozo, generalmente la forma de estos indica el tipo de falla ocurrido.

CUENCA: depresión geológica en la cual se depositan sedimentos y material orgánico a lo largo del tiempo, los cuales, si llegase a presentarse las condiciones necesarias darían origen a acumulaciones de hidrocarburos.

DENSIDAD: es la propiedad de una sustancia o material que relaciona su masa con el volumen que ocupa.

ESFUERZO: se define como la fuerza que actúa sobre un área unitaria, puede existir de tres tipos: compresivo tensil o de cizalla.

FALLA: es una fractura planar presente en un cuerpo rocoso, en la cual hay un desplazamiento notorio debido al movimiento de las placas tectónicas.

FRACTURA: rompimiento de la roca debido a la acción de un esfuerzo mecánico aplicado. Esta discontinuidad se diferencia de una falla en que en estas no se presenta movimiento relativo entre las caras de la roca.

FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO: proceso de estimulación de pozo en el cual se bombea un fluido a altas presiones con el fin de fracturar una formación de interés y así aumentar la permeabilidad y la conductividad.

FRAGILIDAD: es una propiedad cualitativa que indica la tendencia o preferencia que tiene un material de romperse en vez de doblarse. Es controlada por la fábrica y textura de los minerales presentes en la roca.

GEOMECÁNICA: ciencia que estudia el comportamiento, predicción y manejo de las rocas bajo el efecto de esfuerzos.

GEOQUÍMICA: ciencia que aplica los conocimientos químicos para la solución de problemas geológicos como la generación de hidrocarburos.

KERÓGENO: materia orgánica compleja de alto contenido molecular la cual es encontrada en rocas sedimentarias y es insoluble en solventes orgánicos.

MODELO GEOMECÁNICO: es la representación numérica de las propiedades del reservorio en una, dos o tres dimensiones. El modelo geomecánico (MEM, por sus siglas en inglés) debe contener datos relacionados con los mecanismos de falla de la roca, esfuerzos in-situ, presión de poro, propiedades geomecánicas y parámetros de resistencia de la roca.

MÓDULO DE YOUNG: Es una medida de rigidez de un material. Físicamente se define como la razón de cambio entre el esfuerzo uniaxial y la deformación uniaxial.

PERMEABILIDAD: -Es una propiedad que mide la facilidad con la cual una roca deja atravesar un fluido. Su unidad es el darcy o el milidarcy.

PETROFISICA: es la ciencia que estudia las rocas de un yacimiento y los fluidos contenidos en ella mediante el uso de registros de pozo y análisis de recortes de perforación y núcleos.

POROELASTICIDAD: es el término usado para describir la interacción entre el flujo de un fluido y la deformación mecánica que sufre un material sólido poroso.

POROSIDAD: es la medida de la fracción del volumen vacío dentro de una roca. También, se le conoce como la capacidad de almacenamiento de fluidos en una roca.

PRESIÓN DE PORO: es la presión que ejercen los fluidos almacenados dentro del espacio poral de una roca.

RAZÓN DE POISSON: es la fracción de la deformación axial que es transmitida a la dirección radial cuando una fuerza F es aplicada.

REGISTRO DE POZO: es la medida de las propiedades de la roca, de los fluidos de formación o simplemente del hueco como tal.

ROCA GENERADORA: son rocas sedimentarias que cumplen una serie de requisitos y características especiales para la generación de hidrocarburos.

SATURACIÓN DE AGUA: fracción del espacio poral ocupado por agua.

SHALE: es la roca sedimentaria que se presenta en mayor proporción a nivel terrestre. Está compuesta principalmente (>67%) por partículas de tamaño arcilloso (<1/256 mm) con cierto porcentaje de partículas de tamaño de limo.

SIMULACIÓN: es la representación o imitación de un proceso o un sistema a través de un programa computacional diseñado para este propósito.

SUBCOMPACTACIÓN: es un fenómeno que ocasiona una sobrepresión en cuencas deltaicas con altas tasas de sedimentación y bajas tasas de expulsión de líquido atrapado en el espacio poral de las rocas.

SWEET SPOT: es el punto de un yacimiento de petróleo que producirá a un caudal relativamente alto debido a unas porosidades y permeabilidades bastante favorables.

TECHLOG: es un software computacional creado por la compañía Schlumberger capaz de integrar toda la data correspondiente a registros de pozo para realizar una interpretación más acertada de estos.

YACIMIENTO NO CONVENCIONAL: se define como un yacimiento al que se le debe aplicar procedimientos y técnicas que superan a las convencionales en términos económicos debido a las condiciones tan complejas en las que se encuentran entrampados los fluidos dentro del espacio poral de las rocas.

RESUMEN

El presente proyecto investigativo inicia con el estudio de las generalidades de la cuenca del Valle Medio del Magdalena para así, posteriormente, poder determinar características o propiedades de yacimientos no convencionales. En esta parte se describió su ubicación geográfica, su historia evolutiva y su estratigrafía mediante la columna estratigráfica para de esta manera establecer un marco geológico en el cual se enfocó el estudio. Seguido a esto, se procedió a definir un yacimiento no convencional de *shale* gracias a la definición tomada de la bibliografía consultada. A partir de esta definición, se inicia a describir las características geológicas, petrofísicas y geoquímicas de la Formación La Luna y de cada uno de sus miembros haciendo uso de los resultados publicados por la ANH e INGRAIN en su estudio de Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos tomados en el pozo Infantas-1613.

Posteriormente se realiza el estudio geomecánico. En primera instancia se definió qué es un modelo geomecánico y cuáles son los pilares que lo conforman, los cuales consisten en estados de esfuerzos, parámetros de resistencia de la roca, presión de poro y las propiedades mecánicas de las rocas. Seguido a esta descripción teórica, se procede a la elaboración del modelo geomecánico, con la recepción de los datos suministrados por la gerencia de yacimiento no convencionales de la compañía estatal ECOPETROL S.A.

Al finalizar la construcción del modelo geomecánico se procede a realizar la simulación del fracturamiento hidráulico en dos intervalos de roca de la formación de estudio. Finalmente, con los resultados de esta simulación se pudo evaluar cuál era el impacto cuantitativo que tenían los parámetros geomecánicos en la generación y geometría de las fracturas hidráulicas modeladas.

Palabras clave: geomecánica, fracturamiento hidráulico, registros eléctricos, Modelo geomecánico, simulación, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, shale, yacimiento no convencional, Formación La Luna, geomecánica.

INTRODUCCIÓN

En Colombia, la autosuficiencia energética con cierre al 2016 se situaba en 6,8 años¹, esto implicó que el estado representado por Ecopetrol S.A iniciara la tarea de incorporar nuevos volúmenes de reservas a las ya existentes. Gracias a la mejora de los precios del barril de crudo a nivel mundial y al éxito de nuevos proyectos, se pudo aumentar el periodo de autosuficiencia energética nacional a 7,1 años². Sin embargo, la estatal petrolera continúa en aras de buscar nuevas fuentes de hidrocarburos las cuales permitan extender este tiempo; es por esto, que inicia la evaluación en la explotación de los recursos en yacimientos que típicamente no eran viables (pasar de buscar sistemas petrolíferos convencionales a acumulaciones económicamente rentables).

De esta idea surge el de deseo de explotar y extraer los hidrocarburos que no pudieron migrar y que actualmente se encuentran entrampados en las formaciones que en el sistema petrolífero tradicional considerábamos generadoras. Según la EIA³ la relación de abundancia existente entre recursos no convencionales y convencionales es de 1:4 aproximadamente.

No obstante, estos recursos de roca generadora presentan para la industria global un desafío técnico y económico importante debido a que estos se encuentran entrampados bajo condiciones poco comunes lo que permite denominarlos yacimientos no convencionales que requieren de la implementación de procesos y actividades que tradicionalmente no se realizan.

Uno de los mayores desafíos que se enfrenta al momento de explotar los yacimientos de roca generadora es sin lugar a duda la permeabilidad pues presenta valores del orden de los nanodarcys. Esta propiedad conforma la movilidad lo cual influye directamente en la cantidad de hidrocarburo que se puede recuperar del sistema roca fluido. Según esto, el aumento de esta propiedad es uno de los retos para una explotación y extracción viable.

Para sobre llevar este reto, a este tipo de yacimientos se les explota comercialmente con pozos horizontales los cuales en su proceso de completamiento se les aplica fracturamiento hidráulico masivo en la sección horizontal, esto con el fin de aumentar la permeabilidad y mejorar la conectividad entre el pozo y la formación, así mismo, conectar las fracturas naturales con las fracturas generadas.

¹ ARTGAR. Reservas de petróleo retroceden al nivel de hace nueve años. En: EL TIEMPO. Bogotá. Mayo 18 de 2017.

² EL TIEMPO. Reservas de Ecopetrol subieron 3,8 % en el 2017; En: ECONOMÍA Y NEGOCIOS. Bogotá, Colombia. Febrero 19 de 2018.

³ U.S Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, DC: U.S Department of Energy, 2013. p. 46.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la Formación La Luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena).

OBJETIVO ESPECÍFICOS

- Recopilar las características geológicas y petrofísicas del “yacimiento no convencional de *shale*” de estudio.
- Describir los parámetros geomecánicos que afectan las operaciones de estimulación hidráulica.
- Elaborar un modelo geomecánico para la Formación La Luna.
- Realizar una simulación analítica del comportamiento de una fractura hidráulica estableciendo la relevancia de los parámetros que afecten la operación de estimulación hidráulica en la Formación La Luna.
- Analizar el impacto de los parámetros geomecánicos que influyeron en el resultado de la simulación analítica en la generación de fractura para la Formación La Luna.

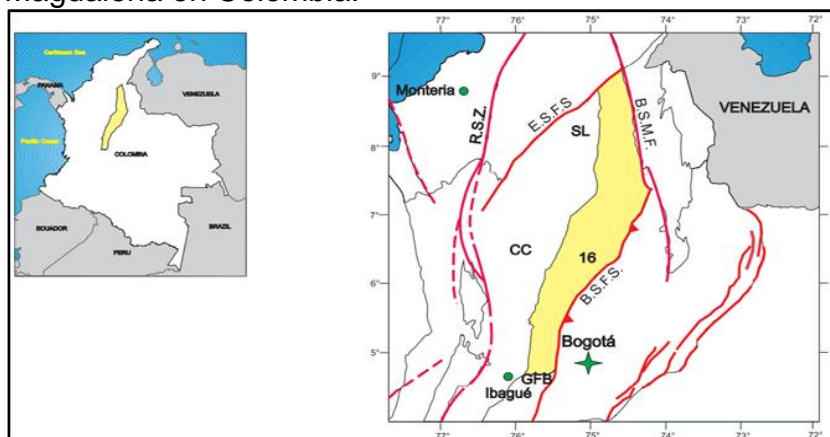
1. MARCO GEOLÓGICO DE LA CUENCA Y DE LA FORMACIÓN DE ESTUDIO

En el capítulo a continuación se describen las características generales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena mencionando la creación y evolución de ésta. Seguido de esto, se realiza una descripción geológica, geoquímica y petrofísica de cada uno de los miembros de la formación sobre la cual se trabajará; con esto se podrá distinguir las zonas con mayor prospectividad para la generación y acumulación de hidrocarburos.

Según L. Sarmiento⁴ la cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca de tipo intramontana ya que se encuentra a lo largo de la zona central del país, comprendida entre la cordillera Central al occidente y la Cordillera Oriental colombiana al este. Obtiene su nombre debido a que es el lugar por donde fluye el río Magdalena de sur a norte. Cuenta con una extensión de 32.000 km² y se encuentra comprendida entre los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, Tolima, Caldas, Norte de Santander, Bolívar y Cesar.

Según el reporte realizado por Sarmiento, a la cuenca se le han asignado límites que corresponden a rasgos geológicos importantes como lo son el sistema de fallas de Bituima y La Salina al suroriente, el sistema de fallas de Espíritu Santo al norte, el levantamiento de sedimentos del Neógeno sobre la serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central al occidente, el Cinturón de Plegamiento de Girardot al sur y por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta al nororiente. (Véase la Figura 1).

Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia.



Fuente: BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia, 2007. p. 54.

⁴ SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia-Middle Magdalena Basin. Medellín, Colombia: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2011. p. 62.

1.1 GENERACIÓN DE LA CUENCA

De acuerdo con J. Mojica⁵ y L. Sarmiento, la generación de la cuenca se encuentra intensamente ligada a la formación andina colombiana. Durante el periodo jurásico tardío al cretácico temprano se dio un proceso distensivo en respuesta a un rifting lo que ocasionó que se formaran *grabens* y *horsts*, aunado a esto debido a la separación de la placa suramericana y norteamericana se formó un *aulacógeno* en dirección noroeste-sureste. Con la creación de estos grabens el mar cretácico, nombrado así por el tiempo geológico, procedió a ingresar e inundar parte de la esquina noroccidental de Suramérica iniciándose el desarrollo de un proceso de depositación de sedimentos calcáreos de origen fluvial en los grabens.

Después, conforme transcurría el Berriasiano-Valanginiano (Cretáceo temprano), se produjo una depositación de sedimentos marinos someros en las dos subcuencas de rift formadas previamente como resultado de los esfuerzos tectónicos, estas estaban separadas por el alto del paleomacizo de Foresta-Santander. Luego, empieza un periodo de alta subsidencia con alta depositación hasta que cesa en el Aptiano (Cretáceo temprano); las dos cuencas (los dos grabens generados al inicio) se unen formando una macrocuenca.

Según el reporte de integración geológica realizado por La ANH⁶ La cuenca presentó una sedimentación post-rift desde el Turoniano-Coniaciano hasta finales del Cretáceo, momento en el cual se generan esfuerzos compresivos con respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental provocando un cambio en los patrones sedimentarios por lo que se generan pantanos y llanuras de inundación. A partir del Paleoceno tardío hasta el Oligoceno se produjo una sedimentación ocasionada principalmente por el levantamiento de la cordillera central generando el desarrollo de facies clásticas arenosas en el oeste de la cuenca. Según Valentín et al⁷, desde el Oligoceno medio hasta el presente se está llevando a cabo el levantamiento de la cuenca.

1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

Según ECOPETROL S.A, la columna estratigráfica está conformada de la siguiente manera (de base a tope) por la Formación Tablazo compuesta por calizas negras fosilíferas; Formación Simití compuesta por lutitas negras calcáreas; Formación El Salto compuesta por calizas sin foraminíferos; Formación

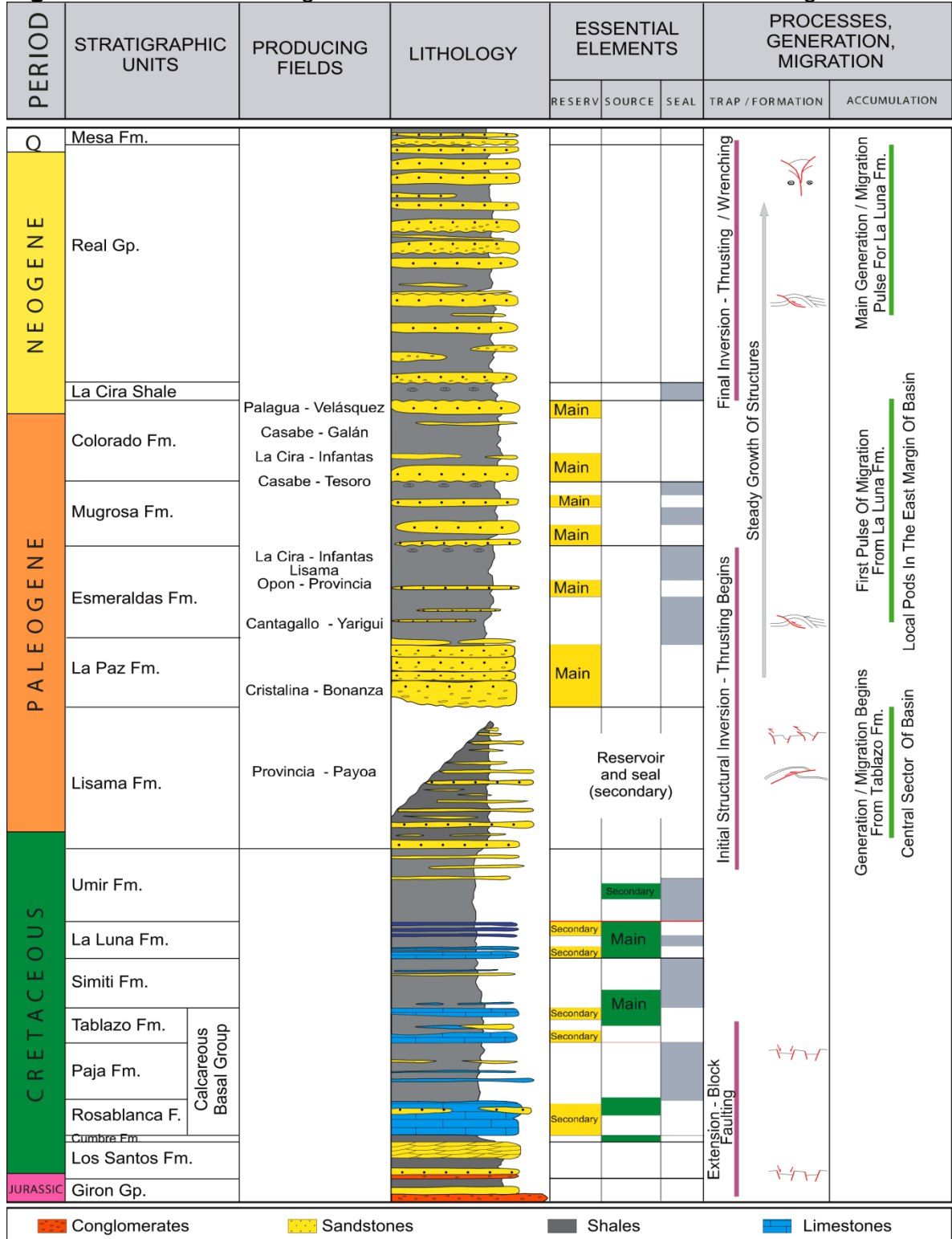
⁵ MOJICA J *et al.* Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. p. 43.

⁶ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613, Colombia: 2012. p.10.

⁷ MALAGON ROJAS, F.E., VALENTÍN NAVARRETE, D.A., CORDOBA ORTIZ, F. 2001. Evaluación del Potencial Generador de Hidrocarburos de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis Universidad Nacional de Colombia. p.74.

La Luna, la cual es una secuencia compuesta por *shales*, calizas y *chert* según sea el miembro; Formación Umir compuesta por Lodolitas fósiles gris oscuro con limolita y en la parte superior por arenisca de grano fino; Formación La Paz compuesta por cuarzoarenitas con intercalaciones de limolita y *shale*; Formación Esmeralda compuesta por sublitoarenitas feldespáticas que se alternan con *shales* grises oscuros; Formación Mugrosa compuesta por cuarzo arenitas muy arcillosas las cuales contiene los yacimientos convencionales más importantes y finalmente se encuentra la Formación Real compuesta por arenisca cuarzosa a conglomerática. Véase la Figura 2.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia: 2007. p.126.

1.3 YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE SHALE

El término *Yacimiento no convencional de shale* al que se hace referencia comúnmente corresponde a aquella formación rocosa de muy baja permeabilidad, la cual, haciendo analogía con en el sistema petrolífero convencional, actúa como roca generadora.

Esta formación rocosa posee ciertas propiedades favorables para la generación y existencia de hidrocarburos como lo son la cantidad de materia orgánica total presente y el índice de reflectancia a la vitrinita. Sin embargo Y. Zee⁸ indica que el término “yacimiento no convencional” se ha usado de manera ambigua y errónea ya que existen formaciones lutíticas con alto contenido de materia orgánica que debido a su composición mineralógica y a la presencia de fracturas naturales, no deberían tratarse como yacimientos no convencionales; es por esto que Zee propone cambiarles el nombre a “yacimientos con recursos no convencionales de roca generadora”. Cabe aclarar que el autor al decir “no convencionales” se refiere a que alguna de sus condiciones sobrepasa los límites técnicos o económicos convencionales.

Según Ahmed, U. *et al*⁹ un *shale* es una roca clástica sedimentaria laminada y fisible cementada por lodo la cual está mayormente conformada por cuarzo, calcita, limos y minerales de arcilla. Geológicamente está definido según su tamaño de grano (grano menor a 1/126 mm de diámetro) y su composición hace que este tipo de roca sea catalogada como un tipo de caliza lodoza (mudstone).

En la industria, se habla generalmente de yacimientos de *shale oil* los cuales son intercalaciones de capas laminadas continuas de lutitas y limolitas o carbonatos que ocupan grandes extensiones areales y que además, poseen acumulaciones importantes de petróleo entrampado en la matriz de la roca. Sin lugar a duda, uno de los mayores desafíos al momento de desarrollar este tipo de yacimientos no es el hecho de encontrar recursos fácilmente explotables como sucede con los yacimientos convencionales sino el de encontrar los “sweet spots” o puntos en los cuales se presentan las mejores condiciones para obtener la mejor producción y recobro con una menor inversión.

⁸ MA, Y. Zee. Unconventional Resources from exploration to production. En: MA, Y. Zee and HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. US: Gulf Professional Publishing, 2016. p. 52.

⁹ AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan, et al. Characteristics of Unconventional Oil and Gas Resources. En: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan, et al. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development & nbsp; 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016. p. 243.

Según la clasificación de yacimientos de petróleo presentes en formaciones lutíticas (*shale oil*) dada por Jarvie, D¹⁰ y mostrada en la Figura 3, los yacimientos de *shale* pueden ser divididos en tres grandes categorías según su litología y contenido de materia orgánica; a continuación, se detallan cada uno de los tipos.

1.3.1 Shales apretados (*Tight Shales*). Son calizas lodosas ricas en materia orgánica de muy baja permeabilidad que contienen fracturas selladas por minerales de calcio y cuya composición consta de alto contenido de arcilla y bajo contenido de carbonato; para la explotación de este tipo se requiere la aplicación obligatoria de tecnologías avanzadas como lo son la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico, esto con el fin de aumentar al máximo el contacto areal entre el pozo y la formación y aumentar el recobro de fluidos de yacimiento.

1.3.2 Shales fracturados (*fractured shales*). Son formaciones rocosas de calizas lodosas ricas en materia orgánica con contenido alto de fracturas naturales abiertas. Son consideradas de excelente potencial productivo debido a que no se requiere obligatoriamente la ejecución de un fracturamiento hidráulico ya que para la explotación de estos yacimientos se basta con conocer el azimuth del sistema de fracturas para de esta forma poder perforar el pozo horizontal orientado a estas y así contactar la mayor cantidad de fracturas.

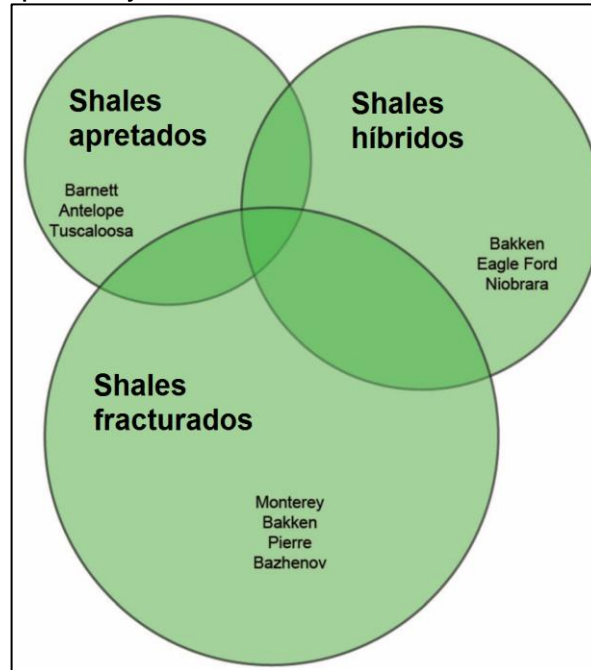
1.3.3 Shales híbridos (*hybrid shales*). Según Welte, D¹¹ los *shales* híbridos son aquellos yacimientos de petróleo en roca generadora que tienen intercalaciones de intervalos de roca con alto contenido de materia orgánica (calizas lodosas) e intervalos con pobre contenido de materia orgánica (rocas carbonatadas) haciendo parte de la misma formación. En este tipo de yacimiento de roca generadora se puede hablar de dos tipos de migración: migración primaria y secundaria. Como primer objetivo la extracción de hidrocarburo se realiza a partir del intervalo de materia orgánica pobre debido a que reduce los efectos de adsorción ligados al cuarzo aumentado así el factor de recobro, además, permite un mejor desempeño en las operaciones de fracturamiento al poseer una mayor fragilidad.

Es válido aclarar que una formación puede estar en dos categorías a la vez debido a la heterogeneidad que se presenta en la extensión areal de la misma. A causa de esto, los campos que explotan una formación de *shale* requerirán técnicas y análisis diferentes.

¹⁰ JARVIE, Daniel. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-Oil Resource Systems. En: BREYER, J. ed. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa, OK: AAPG, 2012. p. 89-93.

¹¹ WELTE, D. H., and D. Leythaeuser, 1984, Geological and physicochemical conditions for primary migration of hydrocarbons: Naturwissenschaften, v. 70, p. 90.

Figura 3. Clasificación de los principales tipos de yacimientos de *shale*.



Fuente: Modificado de JARVIE, Daniel. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-Oil Resource Systems. En: BREYER, J. ed. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa, OK: AAPG, 2012. 89-93 p.

1.4 FORMACIÓN LA LUNA

La Formación La Luna, acuñada originalmente como “La Luna Limestone” por Morales *et al*¹² es la principal roca generadora de hidrocarburos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y data del Cretácico tardío. Esta formación ha despertado gran interés recientemente debido a los resultados obtenidos a partir de análisis geológicos, mineralógicos, geoquímicos y petrofísicos realizados los cuales posibilitan la explotación de esta formación como yacimiento no convencional de *shale* típico.

¹² MORALES, L. G. PODESTA, D. J., HATFIELD, W. C., TANNER, H., JONES, S. H., BARKER, M. H., O'DONOGHUE, D. J., MOLER, C. E., DUBOIS, E. P., JACOBS, C., AND GOSS, C. R., 1958, General geology & oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia: Habitat of Oil. Symposium, America Association of Petroleum Geologists. p. 641-695

Spickert¹³ sugiere considerar la Formación La Luna como un yacimiento híbrido en vez de un yacimiento de roca generadora netamente no convencional ya que se ha detectado la presencia de calizas naturalmente fracturadas dentro del miembro Pujamana la cual actúa como yacimiento secundario convencional en los campos Buturama, Totumal y Tisquirama, situados al norte de la cuenca (Cordoba et al¹⁴, Veigal y Dzelalijal¹⁵); esta característica permitiría realizar trabajos de extracción utilizando procesos convencionales. Es por esto, que para efectos del presente trabajo se llamará a los recursos existentes en la formación y al yacimiento de estudio como *recursos no convencionales de roca generadora y yacimiento de roca generadora*, respectivamente.

La historia geológica y sedimentológica de la cuenca inicia en el periodo Cretáceo en el cual se presentaron ciclos de transgresión-regresión donde hubo primeramente un aumento relativo del nivel tectono-eustático del mar durante el Aptiano, seguido de una caída relativa del nivel tectono-eustático comprendida entre el Albiano al Cenomaniano temprano. Después, en las edades del Cenomaniano, Turoniano y hasta el Coniaciano ocurrió el aumento máximo del nivel del mar (*HST: highstand system tract*) de toda la Era Mesozoica, por ende, el mar inundó toda la esquina noroccidental de Suramérica, depositando durante este tiempo los sedimentos que conformarían las rocas generadoras desde Venezuela hasta Perú ¹⁶.

Durante el Cenomaniano tardío hubo un periodo de aumento relativo del nivel tectono-eustático del mar lo que ocasionó que se desarrollara una depositación que favoreció los ambientes donde se depositaron los *shales* calcáreos negros laminados y las calizas micríticas en facies pelágicas ricas en materia orgánica con contenido fosilífero; esto constituye estratigráficamente a la Formación La Luna. Para un mejor entendimiento del cambio del nivel relativo del mar a través de las edades geológicas véase la Figura 4.

1.4.1 Descripción de los miembros. Se considera a la Formación La Luna como una unidad estratigráfica dividida en tres miembros, los cuales son, de base a tope: Salada, Pujamana y Galembó (Reyes et al¹⁷, Rangel et al¹⁸).

¹³ SPICKERT, A. Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America. :Seattle,USA: University of Washington, 2014. p. 240.

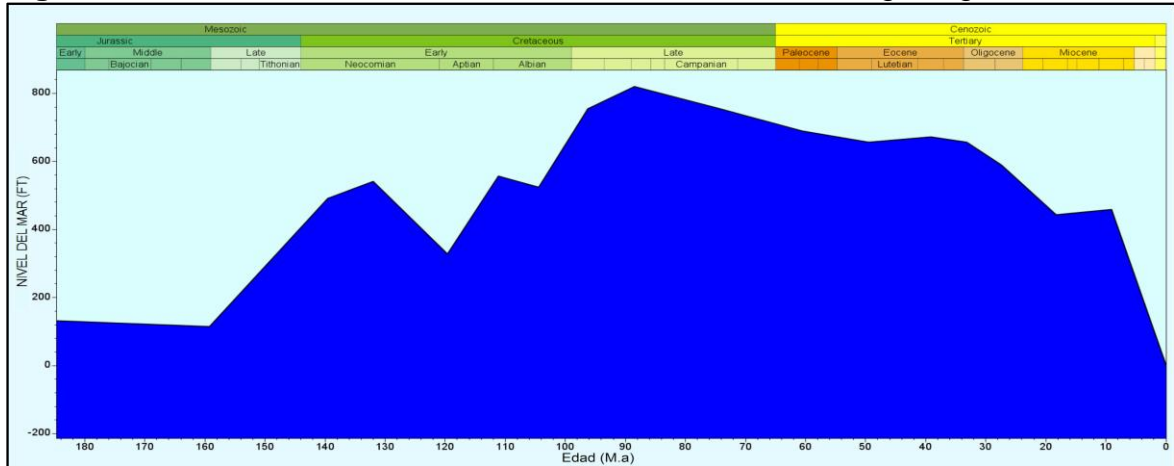
¹⁴ CORDOBA, F., et al. Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera. :Bogotá, Colombia: Ecopetrol, 2001. p.

¹⁵ VEIGAL, R. and DZELALIJA, F. 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, :American Association of Petroleum Geologists, 2014. p.124

¹⁶ THÉRY, J. M. Constitution du Nord-Ouest du continent sud-américain avant les tectoniques andines. En: UNIV. BORDEAUX. p.42

¹⁷ REYES SANTOS, J.P., A.F. Díaz, M.M. Monsalve, and M. Barragán, M., 2000, Secuencia calcárea del Cretáceo del Valle Medio del Magdalena, Colombia, una nueva frontera exploratoria:, VII Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Caracas, Venezuela, Memorias 1, p. 426-442.

Figura 4. Paleo curva del nivel del mar a través de la historia geológica.




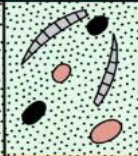
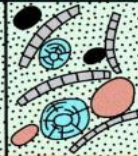

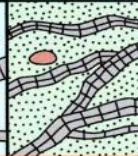
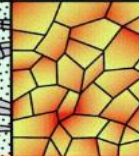
Fuente: Adaptado de Gómez, E., T. E. Jordan, R. W. Allmendinger, and N. Cardozo, 2005, Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes, Geological Society of America Bulletin, Data Repository #2005148, Volume 117, Number 9-10, p. 1272-1292.

1.4.2 Descripción Mineralógica. Los yacimientos de roca generadora poseen una clasificación según sus litofacies, la cual se divide en tres: calizas lodosas silíceas (*siliceous mudstone*), calizas lodosas calcáreas (*calcareous mudstone*) y calizas lodosas con contenido orgánico (*organic mudstone*).

Para la descripción mineralógica de cada uno de los miembros se utilizarán los términos de la clasificación de Dunham, la cual se puede observar en la Figura 5.

¹⁸ RANGEL, A., J. M. Moldowan, C. Niño, P. Parra, and B. N. Giraldo, 2002, Umir Formation: Organic geochemical and stratigraphic assessment as cosouce for Middle Magdalena basin oil, Colombia, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Volume 86, Issue 12. p. 2069-2087.

Figura 5. Clasificación de rocas carbonáticas según Dunham.

Textura deposicional reconocible					Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no unidos durante la sedimentación				Componentes originales unidos durante el desarrollo de una bioconstrucción	
Con barro micrítico		Esqueleto clasto-soportado sin barro micrítico			
Esqueleto matriz-soportado	Esqueleto grano-soportado				
< 10 % granos	> 10 % granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina
					

Fuente: DUNHAM, R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Classification of Carbonate Rocks (Ed. W.E. Ham), Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., 1. p.108–121.

1.4.2.1 Miembro Salada. Este miembro es rico en materia orgánica, se compone principalmente de calizas lodosas y laminaciones de calizas de color gris a negro con intercalaciones de *wackestones* y *packestones* con contenido de foraminíferos (*Globigerinas*) y pellets fecales¹⁹. Una característica importante de este miembro es el contenido de laminaciones de ceniza volcánica y de nódulos de pirita que presenta²⁰.

Según la ANH²¹, el miembro Salada está compuesto principalmente por calizas de color marrón a negro con intercalaciones lutíticas y calcáreas y abundantes trazas de pirita. Hacia el tope de la secuencia se compone de intervalos de lutitas duras, que varían de calcárea a muy calcárea.

1.4.2.2 Miembro Pujamana. Según Torres et al²² y la ANH²³ el Miembro Pujamana se compone de arcillolitas, calizas calcáreas y lutitas grises físis con concreciones y nódulos. En cuanto a la composición mineralógica del miembro,

¹⁹ GALVIS-PORTILLA, H., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. :Unconventional Resources Technology Conference, 2014. ISBN 9781-613993606. p.152.

²⁰ TORRES, Emilio J., et al. Unconventional Resources Assessment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. : AAPG, 2015.p.18.

²¹ ANH.Op.cit, p.45

²² TORRES. Op. Cit., p. 20

²³ ANH.Op.cit, p.46

Pacheco-Sintura et al²⁴ comprobaron que en éste se encuentran principalmente calcita y cuarzo en un 80%, con predominio de calcita.

Según Galvis *et al*²⁵ el miembro Pujamana se caracteriza por su baja cantidad de materia orgánica y alto contenido de minerales de arcilla (15- 45%) en comparación con los otros miembros. Está formado por lutitas delgadas de color gris a negro calcáreas, lodolitas no calcáreas y laminaciones grises a negras de material silíceo y arcilloso. En ciertas partes de este miembro se puede encontrar limolitas y areniscas de grano muy fino con glauconie e intercalaciones muy finas de calizas lodosas fosilíferas (Wackestones).

1.4.2.3 Miembro Galembo. Es un miembro con contenido de materia orgánica que consiste en lodolitas cuarzosas laminadas con coloraciones que van del gris al negro. También posee algunas intercalaciones de calizas lodosas (*mudstones*) y silíceas con *wackestones* y *packestones* con alto contenido de material foraminífero. Estas rocas son duras, densas y cristalinas. Pacheco-Sintura *et al*²⁶ comprobaron que el contenido de cuarzo y carbonato para este miembro representa más del 80% del contenido mineral total.

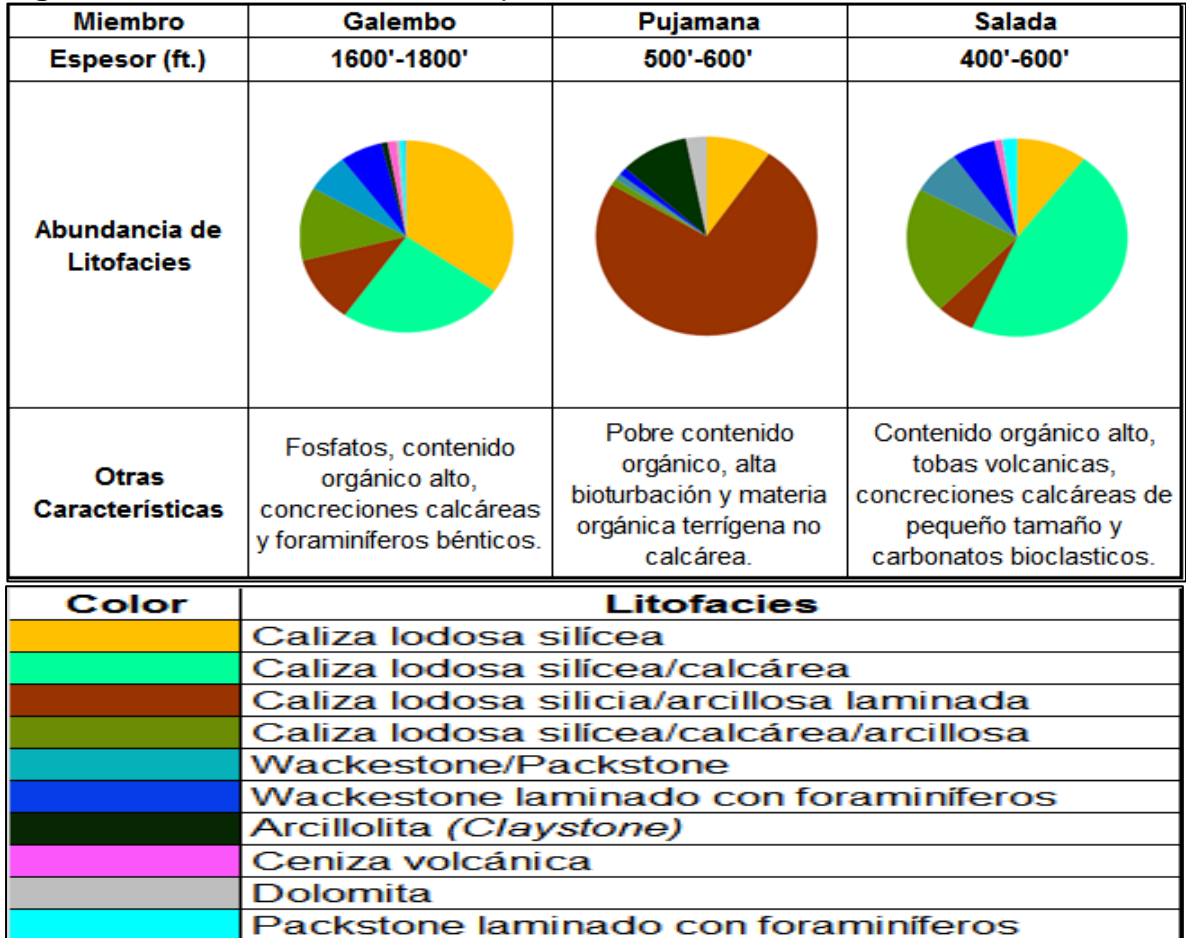
En la Figura 6, se puede observar la composición mineralógica para cada miembro

²⁴ PACHECO SINTURA, Paula Andrea; CARDONA MOLINA, Agustín and CORTÉS, Farid B. Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. En: BOLETÍN DE CIENCIAS DE LA TIERRA. May 8,.no. 37, p. 45-53

²⁵ GALVIS-PORTILLA. Op.cit.,p25

²⁶ PACHECO SINTURA, Op.cit., p. 45-53

Figura 6. Distribución de litofacies para cada miembro de la Formación La Luna.



Fuente: Modificado de GALVIS-PORTILLA, H., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. Unconventional Resources Technology Conference, 2014. ISBN 9781-613993606. p.152.

1.4.3 Propiedades Petrofísicas. Para la recopilación de las propiedades petrofísicas se tendrá en cuenta el informe realizado por la ANH²⁷ titulado *Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos* realizado en el año 2012 para el pozo Infantas-1613 en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Este estudio fue realizado gracias al suministro por parte de la ANH a INGRAIN de núcleos de diferentes longitudes y diámetros, los cuales fueron digitalizados mediante un tomógrafo de energía dual de rayos-X a una resolución de 625 micras/voxel. Adicional a las imágenes tridimensionales obtenidas, se produjeron registros de densidad (RHOB) y número atómico (Zeff) a lo largo de los núcleos.

²⁷ ANH. Op.cit.,p.55

Estas medidas directas de las propiedades físicas de las rocas fueron hechas gracias a las tecnologías propias de la compañía INGRAIN.

En el Cuadro 1 se muestra los valores hallados para las propiedades petrofísicas de cada uno de los miembros de la Formación La Luna. Es importante mencionar que se consideró un corte de SW<30%, PHIE>2%, VSH<30% para estimar los espesores netos (NET PAY).

Cuadro 1. Valores de propiedades petrofísicas para los tres miembros de la Formación La Luna.

MIEMBRO	GROSS (ft)	NET RES (ft)	NET/GROSS	NET PAY (ft)	PHIE (dec)	SW (dec)	VSH (dec)	K (mD)
Galembo	918	379	0.413	0	0.042	0.988	0.17	0.117
Pujamana	688	13	0.019	0	0.045	1	0.59	0.074
Salada	467	310	0.664	150	0.048	0.215	0.14	0.058

Fuente: ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613: Colombia: 2012. p.82

Donde:

PHIE: Porosidad efectiva.

SW: Saturación de agua.

VSH: Volumen *shale*.

K: Permeabilidad.

1.4.4 Propiedades Geoquímicas. En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se ha encontrado que la Formación La Luna se caracteriza por valores relativamente altos de %TOC (*Total Organic Carbon*) (Contenido orgánico total), madurez moderada y adecuada profundidad y espesor²⁸. Se ha encontrado que la Formación La Luna tiene kerógeno tipo II (Tissot et al, 1987) lo que la hace ser una roca generadora de hidrocarburos.

El contenido de %TOC varía de miembro a miembro. Según Zumberge²⁹ y Rangel³⁰ se tiene que los valores en porcentaje para los tres miembros son:

- Miembro Salada: 4.5% wt
- Miembro Pujamana: 3.5% wt
- Miembro Galembo: 2.4% wt

²⁸ VEIGAL, R. and DZELALIJA, F. 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, :American Association of Petroleum Geologists, 2014. p.21

²⁹ ZUMBERGE, J.E., 1984. Source rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia, in J.G. Palacas, ed., Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks: AAPG Studies in Geology no. 18, p. 127-133.

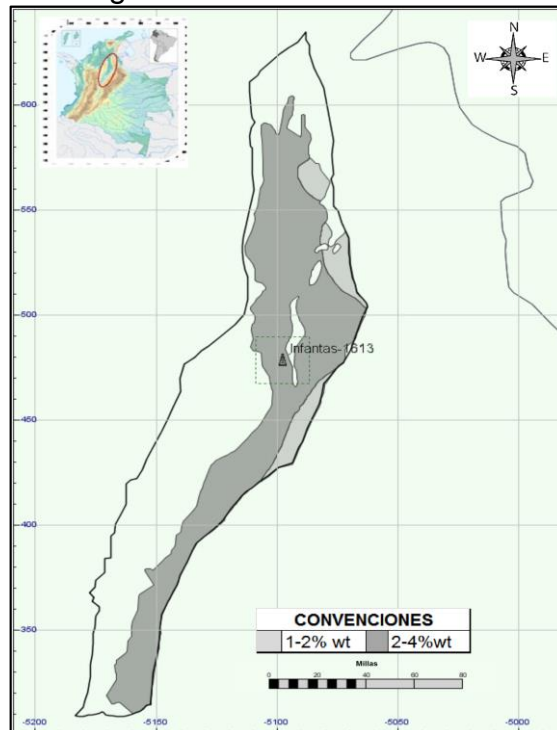
³⁰ RANGEL. Op.cit., p. 2072.

Por otro lado, la ANH³¹ reporta los siguientes valores para el contenido orgánico total:

- Miembro Salada: 6.5% wt
- Miembro Pujamana: 2.7% wt
- Miembro Galembó: 2.7% wt

Sarmiento³² reportó valores de contenido orgánico total que varían entre 0.3 a 12.25% pero la mayoría de los valores se encuentran entre 1.0 y 6.4%. Asimismo, reportó un promedio de 2.6% TOC lo cual corresponde a una roca generadora muy buena o excelente. Gráficamente, se puede ver cómo es la distribución del contenido orgánico total en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en la Figura 7.

Figura 7. Distribución del contenido orgánico total (TOC) de la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



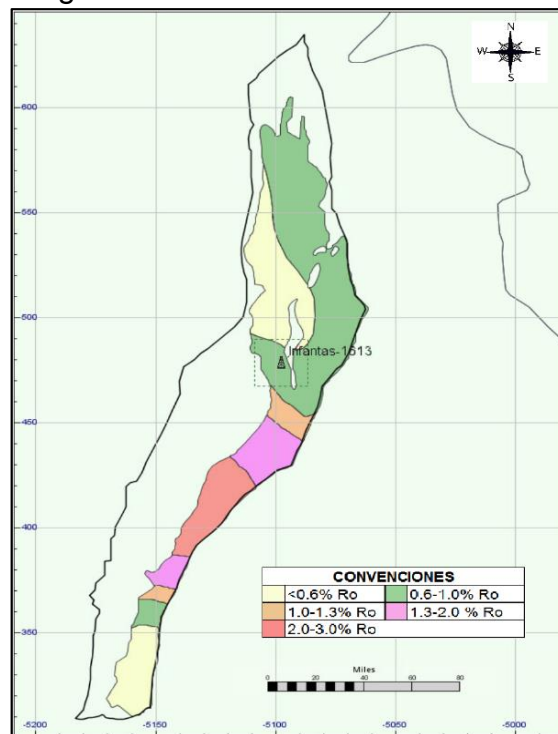
Fuente: SPICKERT, A. Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America. : Seattle, USA: University of Washington, 2014. p.64.

³¹ AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. vol. 14, p. 114-122

³² SARMIENTO. Op. Cit., p 10

En cuanto a la madurez termal Veiga *et al*³³ reportan valores promedio para la Formación La Luna entre 0.5 y 1.3 % Ro. En la Figura 8 se puede observar la distribución de la madurez que tiene esta formación dentro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Según la figura 8 las secciones de color verde y naranjas serían las zonas con mayor prospectividad en cuanto a este indicador pues se encuentra en la ventana de generación de petróleo.

Figura 8. Mapa de isovalores promedio de la reflectancia de la vitrinita para la Formación La Luna en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: SPICKERT, A. Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America. Seattle, USA: University of Washington, 2014. p.65.

Según la ANH³⁴, con la información obtenida a partir de los estudios realizados con los núcleos del pozo Infantas-1613, se ubica a la Formación La Luna como potencial generador de aceite debido a que se encontró en ella Kerógeno tipo II

³³ VEIGAL.Op.cit., p.21

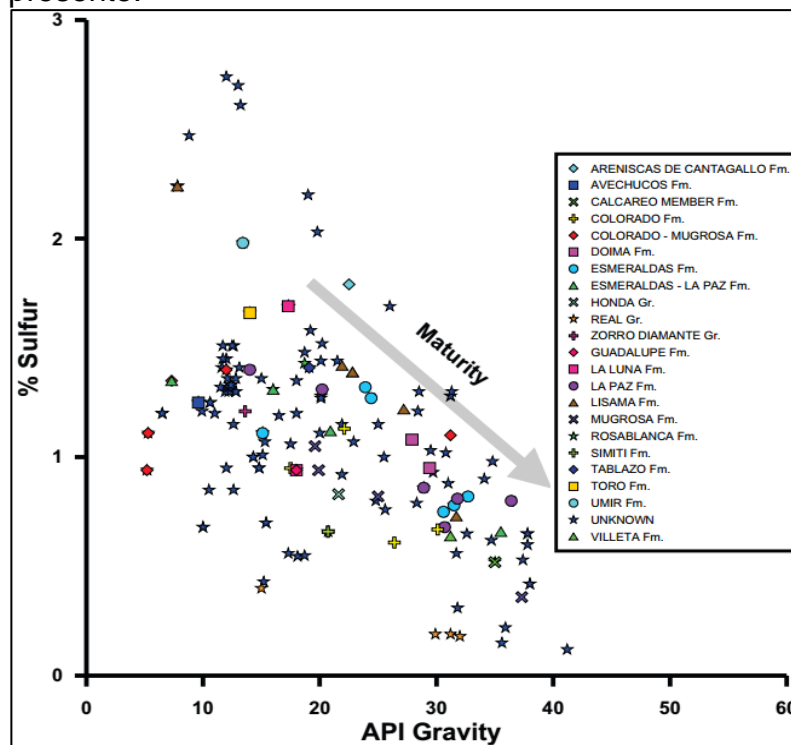
³⁴ AGUILERA,Roberto, et al. Op.cit., p113

principalmente. Autores como Galvis-Portilla et al³⁵ encontraron que valores obtenidos para la reflectancia de la vitrinita estaban en el rango de 0.6-1.0% incrementando hacia el sureste, con prominencia de kerógeno tipo II, lo cual confirma que la formación además de estar en ventana de generación de aceite posee un kerógeno apropiado para la obtención de aceite.

Los valores citados por la ANH fueron obtenidos por los estudios geoquímicos realizados a 646 muestras de 23 pozos distribuidos a lo largo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena los cuales se encuentran publicados en el Organic Geochemistry Atlas of Colombia³⁶.

Como medida de calidad de crudo se evaluó el porcentaje de azufre presente en en las muestras de ciertos pozos los cuales arrojaron los siguientes resultados mostrados en la Figura 9.

Figura 9. Gravedad API del crudo producido en la cuenca de estudio según concentración de azufre presente.



Fuente. AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. vol. 14, p. 114-122.

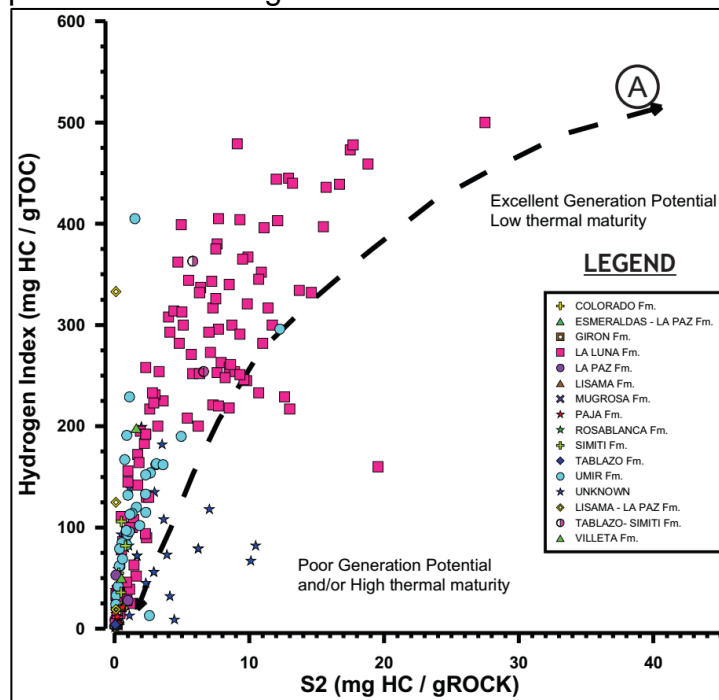
³⁵ GALVIS-PORTILLA.Op.cit., p30

³⁶ AGUILERA,Roberto, et al. Op.cit., p113

En esta se puede observar porcentajes de presencia de azufre con variación del 0 al 3% en muestras de crudo liviano y pesado con gravedades API que varían entre los 5 a 40°. También se vio que a medida que la gravedad API y la madurez termal del crudo aumentan, disminuye la concentración de azufre. No obstante, se encontró que existen crudos de la misma gravedad API con distinto contenido de azufre lo cual podría deberse a procesos como la biodegradación.

Según los datos obtenidos en las evaluaciones por pirólisis realizadas a las muestras de las principales formaciones productoras de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se vio que el índice de hidrogeno y el pico S2 (el cual expresa la cantidad de hidrocarburo por generar) para la formación La Luna fue de $HI > 200 \text{ mg/g TOC}$ y $S2 > 5 \text{ mg HC/g Roca}$. Por otro lado, se evidencio que las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado tenían un potencial de generación bajo con un Índice de hidrógeno $< 200 \text{ mg HC/g TOC}$ y un pico $S2 < 5 \text{ mg/g Roca}$. Véase la Figura 10.

Figura 10. Pico S2 versus Índice de Hidrógeno registrado en pruebas de evaluación de pirólisis para formaciones generadoras VMM.

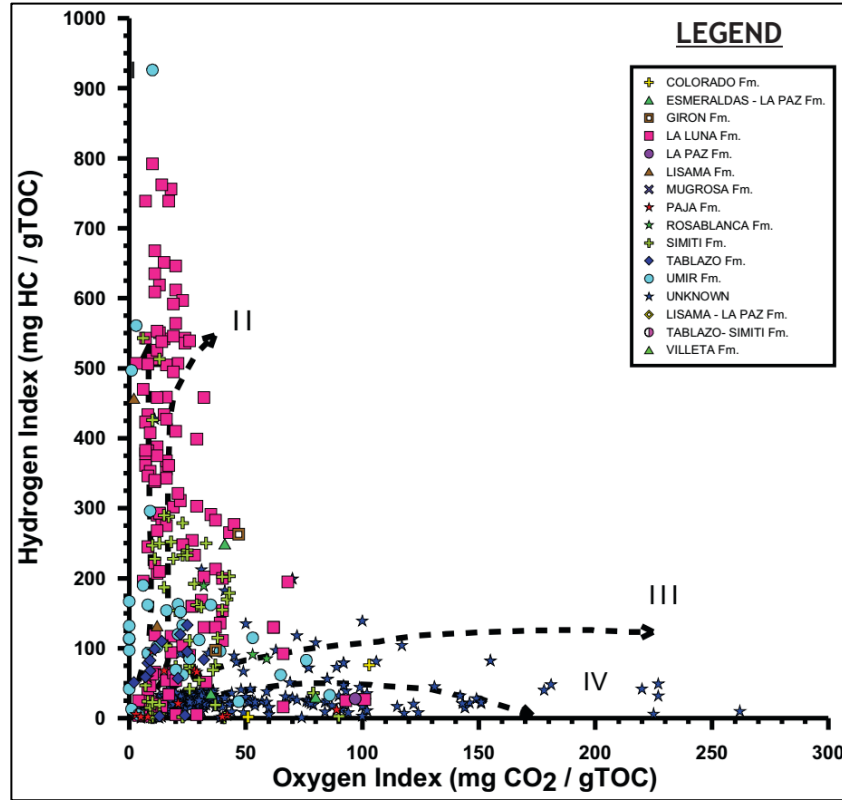


Fuente. AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. vol. 14, p. 114-122.

Según el diagrama de Índice de oxígeno vs. Índice de hidrógeno (Diagrama de Van Krevelen) se comprobó que las rocas cretácicas provenientes de la

Formación La Luna, Simití y Umir mostraron un kerógeno tipo I y II, los cuales son potenciales generadores de aceite en la cuenca. Vease la Figura 11.

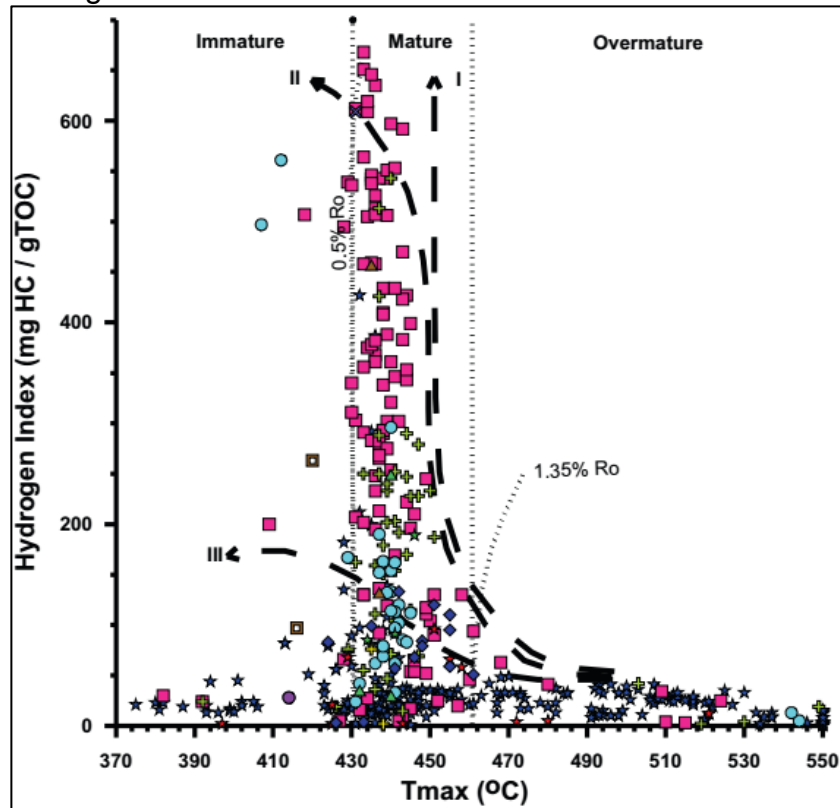
Figura 11. Diagrama de Van Krevelen para distintas muestras litológicas en formaciones generadoras de la cuenca en estudio.



Fuente. AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. Vol. 14, p. 114-122

También se vio que el parámetro de madurez Tmax vs. Índice de Hidrógeno (Figura 12) mostró que varias muestras del Cretáceo previamente mencionadas han alcanzado condiciones de madurez para la generación de hidrocarburos líquidos en la cuenca.

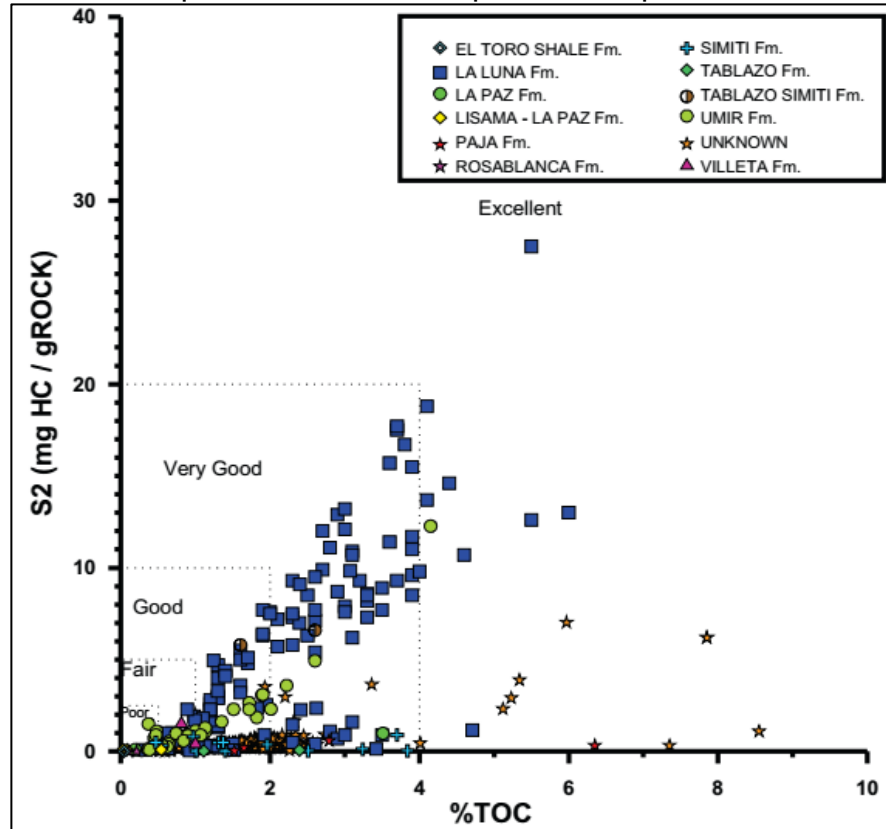
Figura 12. Diagrama de Tmax versus Índice de Hidrógeno.



Fuente. AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. vol. 14, p. 114-122

Tal como se muestra en la Figura 13, se encontró que las formaciones del Cretáceo (Formación La Luna, Simití y Umir) cuentan con un potencial de generación de aceite bueno a excelente (S2 hasta 30 mg HC/g roca y %TOC hasta 6), en comparación con las formaciones del Cenozoico las cuales indican una pobre generación de aceite con valores de S2 < 5mg HC/g roca.

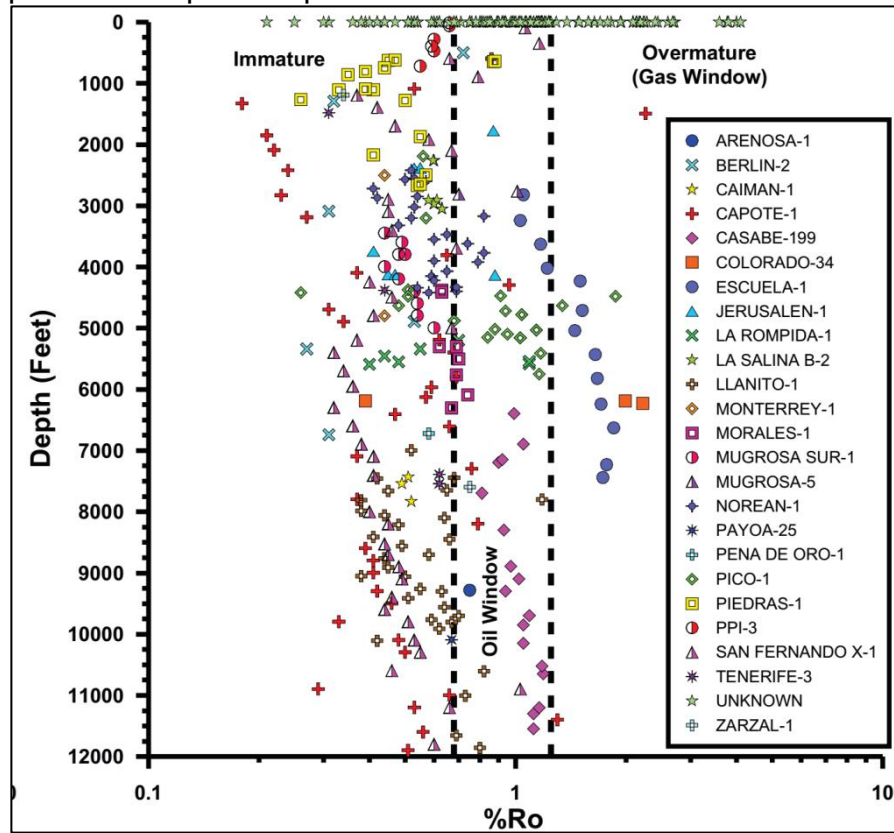
Figura 13. Diagrama del porcentaje de contenido orgánico total versus pico S2 obtenido en pruebas de pirolisis.



Fuente. AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. vol. 14, p. 114-122

Basado en el estudio de índice de reflectancia a la vitrinita realizado a los 23 pozos de la cuenca se encontró que la madurez de las formaciones generadoras dependía de su ubicación estructural en la cuenca, encontrándose que el grado de madurez aumentaba al centro-oriente de la cuenca. Véase la Figura 14.

Figura 14. Índice de reflectancia a la vitrinita en términos de profundidad para 23 pozos de la cuenca en estudio.



Fuente. AGUILERA, Roberto, et al. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. En: EARTH SCIENCE RESEARCH JOURNAL. vol. 14, p. 114-122

En resumen, según Aguilera et al³⁷ que las mejores rocas generadoras de hidrocarburos, de potencial bueno a excelente en la cuenca, corresponden a las formaciones La Luna y Umir; según lo mostrado anteriormente.

³⁷ AGUILERA, Roberto, et al. Op.cit., p112

2. GEOMECÁNICA APLICADA AL DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

En este segundo capítulo se abordará la temática necesaria para la construcción de un modelo geomecánico el cual será aplicativo en operaciones de estimulación hidráulica en un yacimiento de roca generadora. Inicialmente, se definirán conceptos básicos y se dará una breve introducción al tema de geomecánica, de igual manera se explicará cuáles son las ventajas de aplicar esta ciencia al desarrollo de recursos no convencionales y la importancia que tiene la construcción e interpretación de modelos geomecánicos. Seguido de esto, se tratará a fondo los componentes geomecánicos que se ven involucrados en el fracturamiento hidráulico.

2.1 GENERALIDADES

La palabra geomecánica proviene del griego “geo” que significa tierra y del latín “*mechanica*” que significa máquina o ingenio. La geomecánica es, ingeniería y ciencia, la rama de estudio que se encarga de evaluar y analizar el comportamiento del suelo y las rocas bajo diferentes tipos de esfuerzos. La importancia de esta ciencia en el desarrollo de Yacimientos no Convencionales radica en la necesidad de generar una red artificial de fracturas que aumenten la permeabilidad con el fin de drenar las formaciones, esto se logra mediante el correcto fallamiento tensional y de cizalla durante una estimulación hidráulica. Adicional a la importancia que tiene esta ciencia en la obtención de fracturas artificiales, esta también ayuda a predecir problemas de estabilidad de pozo y a optimizar las técnicas de direccionamiento de los mismos al conocer y analizar los estados de esfuerzos en las formaciones rocosas.

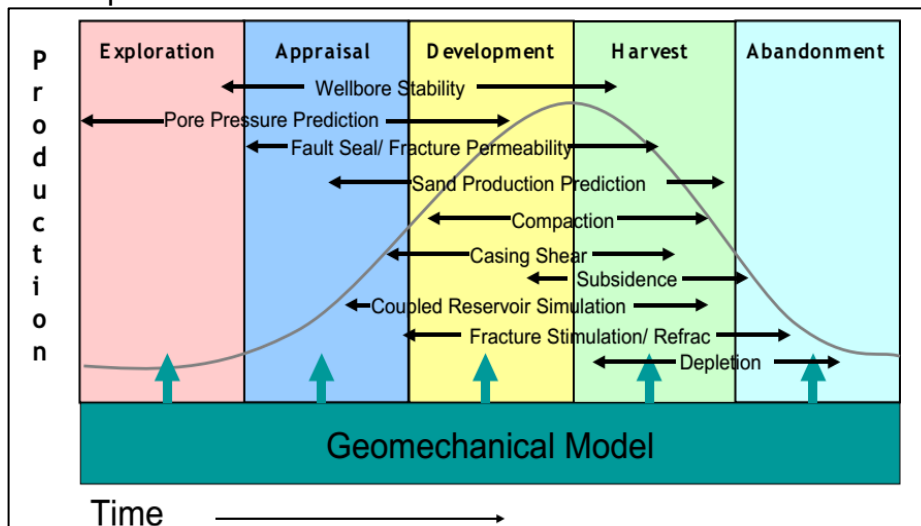
2.2 MODELO GEOMECÁNICO

La mejor forma de aplicar la geomecánica en los procesos de explotación en roca generadora es mediante la creación de un modelo geomecánico, el cual, según Plumb et al³⁸ es una representación numérica de las propiedades de la roca, la presión de poro, los parámetros de resistencia al fallamiento y de los estados de esfuerzos a los que se ven sometidas las formaciones bajo tierra.

Estos modelos ayudan a diseñar un posible comportamiento de la red de fracturas que se generara haciendo posible conocer la orientación, su propagación, y dimensiones, principalmente; aunque es bien sabido que estos poseen otras ventajas y usos como bien lo muestra la Figura 15 en la que se puede notar que un modelo geomecánico es indispensable en el desarrollo de cualquier tipo de actividades, desde la fase exploratoria de un campo hasta su abandono.

³⁸ PLUMB, Richard, *et al.* The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects. Society of Petroleum Engineers, 2000. p.243.

Figura 15. Importancia de un modelo geomecánico en la vida de un campo.



Fuente: ZOBACK, Mark. Determination of the State of Stress With Applications to Wellbore Stability and Fracture Flow in Reservoirs. :California, USA: Stanford University, 2011. p.24.

En términos de dimensiones espaciales, los modelos geomecánicos pueden ser de una dimensión (1D) siguiendo la trayectoria de un pozo, o pueden llegar a ser multidimensionales, los cuales generalmente modelan superficies y volúmenes complejos. De igual manera, pueden ser tan básicos o tan complejos como se quieran ya que dependen de la información con que se cuente al momento de planearlo y de la precisión de la misma. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el nivel de exactitud de modelamiento aumenta considerablemente según la cantidad de variables a tener en cuenta y de las buenas prácticas operativas con que se llevaron a cabo las mediciones de estos, esto repercutirá en la buena ejecución y efectividad de las operaciones.

A continuación, se expondrá con más detalle cada uno de los componentes básicos que se consideran en un modelo geomecánico.

2.2.1 Estados de esfuerzos. Acudiendo a la definición de Fox et al³⁹ y la de Zoback⁴⁰, definen un esfuerzo como un tensor que describe la densidad de fuerzas en las tres dimensiones espaciales que actúan sobre las superficies de un cuerpo dado. En términos de mecánica, los esfuerzos que actúan sobre un cuerpo isotrópico pueden ser representados por un tensor de segundo orden mediante

³⁹ FOX, Amy, *et al.* Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs. MicroSeismic, 2013. p.34.

⁴⁰ ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. paperback ed. ed. Cambridge. Cambridge Univ. Press, 2010. p. 254.

nueve componentes que representan las tres dimensiones, tal como se ve en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Tensor de nueve componentes de un cuerpo isotrópico.

$$S = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix}$$

Fuente: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. paperback ed. ed. Cambridge. Cambridge Univ. Press, 2010. p.232.

Como se ve, se tienen nueve componentes que representan la dirección en la que actúa la fuerza, inicialmente no se posee un eje de coordenadas establecido lo cual genera que cada componente contenga un valor en magnitud y al momento de su utilización esta sea compleja. Zoback afirma que se debe realizar una transformación de tensores, lo cual refiere a alterar el eje de coordenadas de tal forma que únicamente queden tres componentes ortogonales (S_{11} , S_{22} y S_{33}) esto con el fin de poder evaluar correctamente los esfuerzos en cualquier sistema de coordenadas (sean cartesianas, geográficas o coordenadas de pozo). En este trabajo no se explicará de manera detallada el procedimiento algebraico, se debe tener en cuenta el estado de esfuerzos determinado en el presente trabajo ya se presentan con la corrección algebraica.

La deformación (*strain*) se define como la respuesta de un objeto ante un esfuerzo aplicado. Esta respuesta se ve reflejada en el cambio de volumen, longitud, ancho y forma del objeto. Este parámetro es de carácter adimensional ya que solo es un indicador observable del esfuerzo.

El estudio de los esfuerzos es de vital importancia para llevar a cabo operaciones de perforación y completamiento de pozos en yacimientos de petróleo y gas en roca generadora. Estos determinan la dirección de la sección horizontal de los pozos y la propagación, dirección y espaciamiento de fracturas en un proceso de fracturamiento hidráulico.

En un modelo geomecánico se debe tener en cuenta los tres principales esfuerzos in situ ortogonales, es decir, que actúan perpendicularmente entre sí. Estos esfuerzos son el esfuerzo vertical σ_v , también conocido como esfuerzo de sobrecarga de roca suprayacente y los dos esfuerzos horizontales, el esfuerzo horizontal máximo σ_H y el esfuerzo horizontal mínimo σ_h .

Antes de comenzar cualquier operación de fracturamiento hidráulico, se debe conocer la magnitud y orientación del esfuerzo mínimo y dependiendo de si este es vertical u horizontal la geometría de fracturas creadas variará. Se ha comprobado que si la dirección del esfuerzo mínimo es horizontal y la del esfuerzo máximo es vertical (esfuerzo de sobrecarga) se crearán fracturas verticales. Por el

contrario, si se tiene que el esfuerzo mínimo es vertical y el máximo es horizontal, se crearán fracturas horizontales (o una combinación de fracturas verticales y horizontales, como las geometrías en forma de T).

2.2.1.1 Esfuerzo Vertical o de Sobrecarga. Es el esfuerzo que es ejercido por la masa de roca que subyace al punto de estudio. Se calcula mediante la resolución de la Ecuación 2.

Ecuación 2. Esfuerzo vertical.

$$\sigma_v(Z_0) = \int_0^{Z_0} \rho_b g dz$$

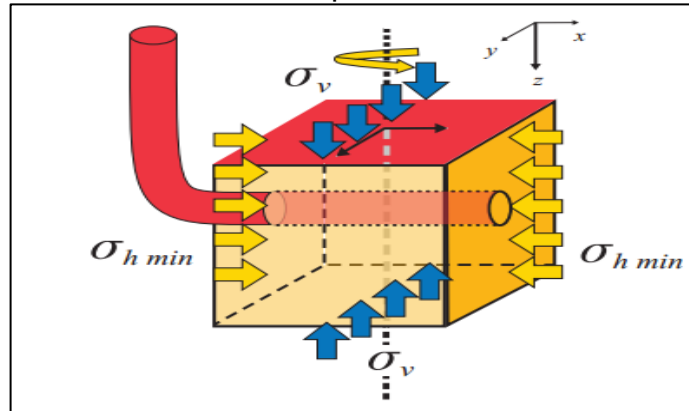
Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier. ISBN 0128022388, 2016. p.199-211 p.

Donde σ_v (o S_v) corresponde al esfuerzo vertical o de sobrecarga, ρ_b corresponde a la densidad de roca que se calcula mediante el uso de registros de densidad desde el punto de interés Z_0 hasta la superficie y g es la aceleración de la gravedad.

2.2.1.2 Esfuerzo horizontal mínimo. Tiene una influencia directa sobre la dirección, propagación y contención de fracturas, asimismo juega un papel importante en el cálculo de las presiones de bombeo de fluido fracturante.

La determinación de la dirección y magnitud del esfuerzo mínimo horizontal es clave en el diseño de fracturas hidráulicas ya que se debe perforar el pozo en dirección a este esfuerzo tal como lo muestra la Figura 16 con el fin de conseguir fracturas complejas no planares perpendiculares al pozo y así tener una mejor interconexión entre el yacimiento y el pozo. (El esfuerzo mínimo horizontal opone menos resistencia que el esfuerzo máximo horizontal al ser menor su magnitud).

Figura 16. Dirección de perforación segura en una formación anisotrópica.



Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development & nbsp; 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Este parámetro se calcula con las pruebas *Leak-Off* (LOT), prueba diagnóstica de inyección en fracturas (DFIT) o pruebas de microfracturas (minifrac tests) en donde se bombea un fluido fracturante a la formación con el fin de crear pequeñas fracturas y medir la presión con la que estas se fracturan, BreakDown, y se cierran, ISIP-presión de cierre-; este último, teóricamente posee la misma magnitud del esfuerzo mínimo horizontal.

Se puede conocer la dirección de estos esfuerzos reconociendo en los registros de imagen de pozo las fracturas por tensión inducida en la perforación o los breakouts.

Se debe considerar que los tres esfuerzos normales presentan magnitudes diferentes; es importante que la diferencia entre los esfuerzos horizontales normales sea notable para que se genere una anisotropía de esfuerzos y por ende, una dirección establecida en la propagación de factura. Para una formación anisotrópica, el esfuerzo mínimo horizontal viene dado por la Ecuación 3.

Ecuación 3. Esfuerzo mínimo horizontal.

$$\sigma_h - \alpha_h P_p = \frac{E_{horz}}{E_{vert}} \frac{\nu_{vert}}{1 - \nu_{horz}} (\sigma_v - \alpha_v P_p) + \frac{E_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \varepsilon_h + \frac{E_{horz} \nu_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \varepsilon_H$$

Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. ISBN 0128022388. p.199-211.

Donde σ_h es el esfuerzo mínimo horizontal, P_p es la presión de poro, ε_h y ε_H son las deformaciones, E_{horz} es el Módulo de Young horizontal, E_{vert} es el Módulo de Young vertical, ν_{horz} es la Razón de Poisson horizontal, ν_{vert} es la Razón de Poisson vertical y α_h y α_v son los coeficientes de Biot horizontal y vertical respectivamente.

2.2.1.3 Esfuerzo horizontal máximo. Compone uno de los esfuerzos normales principales. Se puede obtener por fracturas inducidas o iniciación de fractura en pruebas de microfracturas en pozo abierto. Su magnitud se reconoce como el Breakdown de la prueba. Matemáticamente, viene dado por la Ecuación 4.

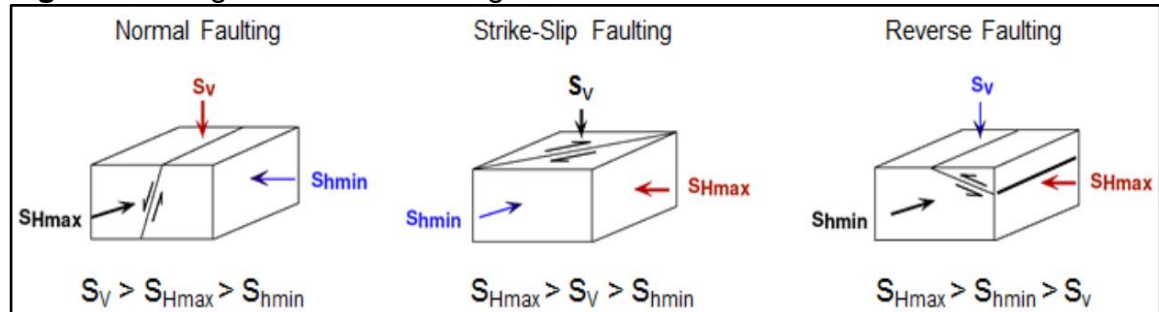
Ecuación 4. Esfuerzo máximo horizontal.

$$\sigma_H - \alpha_h P_p = \frac{E_{horz}}{E_{vert}} \frac{\nu_{vert}}{1 - \nu_{horz}} (\sigma_V - \alpha_v P_p) + \frac{E_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \varepsilon_H + \frac{E_{horz} \nu_{horz}}{1 - \nu_{horz}^2} \varepsilon_h$$

Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. ISBN 0128022388. p.199-211

Ahora bien, la relación de magnitud entre los esfuerzos anteriormente mencionados se divide comúnmente en tres tipos de comportamientos o regímenes. Estos estados de esfuerzos, ilustrados en la Figura 17, se conocen como regímenes de falla y se basan en la teoría de falla desarrollada por E.M Anderson.

Figura 17. Regímenes de falla según E.M Anderson.



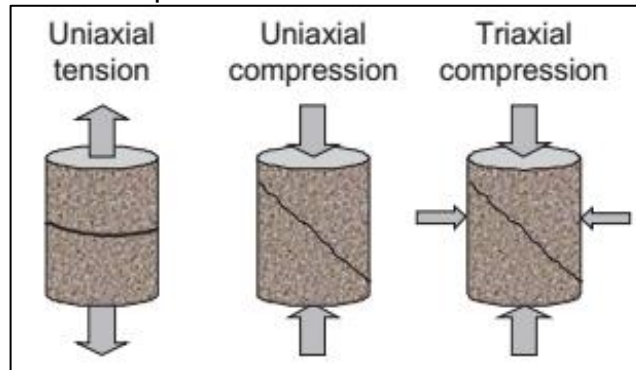
Fuente: FOX, Amy, et al. Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs. MicroSeismic, 2013. p.26

Se debe considerar que tipo de régimen está presente en el yacimiento no convencional pues de este dependerá el buen desarrollo y propagación de fractura. Si el régimen de esfuerzos presente en la formación es inverso (*reverse faulting*) se hace imposible la generación de fracturas verticales a través del pozo

horizontal; siendo este escenario el no deseado en el fracturamiento hidráulico en formaciones de baja permeabilidad.

2.2.2 Resistencia de roca. Generalmente en la literatura analizada se habla acerca de la resistencia mecánica que tiene la roca, pero, muy pocas veces se explica con detalle de donde proviene o como se puede interpretar esta propiedad. Se dice que la resistencia de la roca puede ser definida como la capacidad del material en soportar el esfuerzo diferencial (esfuerzo axial menos esfuerzo confinante) al que se debe llegar para que se produzca el fallamiento. Este esfuerzo, el cual se obtiene con pruebas estáticas destructivas de laboratorio, puede ser de tipo tensil, compresivo o de cizalladura. Según sea el tipo de esfuerzo aplicado al núcleo de prueba, se pueden generar tres tipos distintos de fallamiento, tal como se muestra en la Figura 18.

Figura 18. Tipos de fallamientos según el esfuerzo aplicado.



Fuente: SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. 257 p. ISBN 0444537961

En el presente trabajo se adoptará la definición de resistencia de roca (*rock strength* en inglés) dada por Fjær *et al*⁴¹ quien afirma que esta propiedad corresponde al nivel de esfuerzo al cual una roca típicamente falla. Claramente, el “nivel de esfuerzo” no es un parámetro definido ni tampoco lo es la resistencia. Por lo tanto, la resistencia de la roca es más bien un parámetro característico y representativo solo cuando se especifica el tipo de prueba de laboratorio usada para crear este fallamiento. La resistencia de roca se especifica en términos de resistencia a la tensión, resistencia a la compresión, resistencia a la cizalla y resistencia de impacto. En términos de creación de fracturas, solamente se tiene en cuenta la resistencia a la tensión pues es la propiedad de resistencia que influye en la creación de estas.

⁴¹ FJÆR, E., *et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd ed. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier, 2008.

Según Higgins-Borchardt *et al*⁴², los parámetros de resistencia de roca claves a tener en cuenta para realizar un modelo geomecánico son la resistencia a la compresión uniaxial (UCS), la resistencia tensil (T_0), la cohesión (C_o) y el coeficiente interno de fricción (ϕ). Estos parámetros son obtenidos generalmente en pruebas de laboratorio, las cuales usan núcleos de roca de la formación; también pueden ser estimados mediante datos de campo (registros de pozo) usando correlaciones empíricas. Los valores en las pruebas múltiples de deformación y destrucción de núcleos, parten de la premisa que el esfuerzo de cizalla necesario para fallar la roca se incrementa con la presión confinante normal. Esto se determina a partir de la Ecuación 5

Ecuación 5. Esfuerzo de cizalla.

$$\tau = c_o + \tan \phi \cdot \sigma_n$$

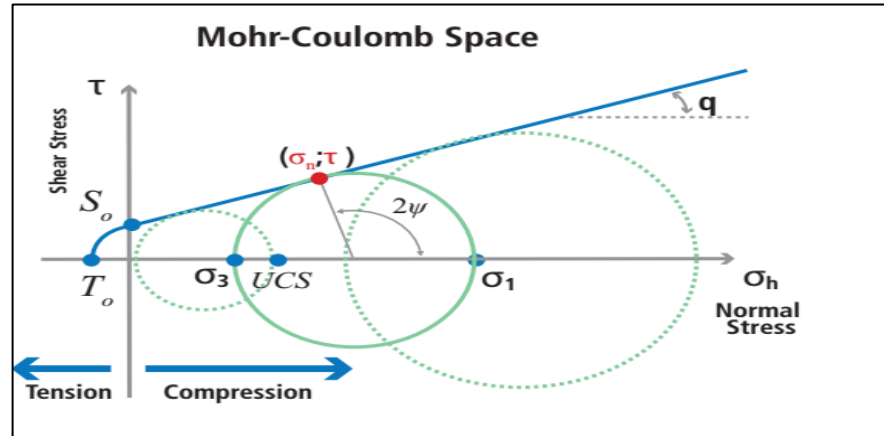
Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources & nbsp; Exploitation and Development. 1st ed. Boca Raton: CRC Press, 2016. 9-11 p. ISBN 9781498759403

En la Ecuación 5 se ve que el esfuerzo de cizalla (τ) depende de la cohesión del material (C_o), el esfuerzo normal aplicado (σ_n) y el coeficiente de fricción interna ($\mu = \tan(\phi)$).

Este criterio de falla se representa gráficamente generando los Diagramas de Mohr-Coulomb, Figura 19, con los cuales se puede analizar el comportamiento que la roca va a tener al recibir cierta carga de compresión antes de fracturarse.

⁴² HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. 199-211 p.

Figura 19. Criterio de falla Mohr-Coulomb.



Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development ; 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Los ejes de un Diagrama de Mohr-Coulomb son: esfuerzo normal (σ_n) en el eje horizontal y esfuerzo de cizalla (τ), en el eje vertical. En el diagrama, los *end-points* de los semicírculos corresponden al esfuerzo normal aplicado al cual la roca falló por esfuerzo cortante. La envolvente de falla (línea azul) es la línea tangente a todos los semicírculos y es el resultado de la linealización que realizó Coulomb a la curva resultante. El intercepto en el eje Y representa la cohesión (C_0) la cual es la fuerza de unión entre las partículas o superficies que componen la roca, es una propiedad física no medible. La resistencia tensil (T_0) se lee en el intercepto negativo del eje X tomando la magnitud más no el signo pues éste refiere a tensión. Cuando se dibuja un semicírculo con inicio en esfuerzo normal de cero se representa la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) pues esta prueba no tiene esfuerzo de confinamiento, sino solamente un esfuerzo aplicado de manera axial. La pendiente de la envolvente linealizada equivale al valor del coeficiente de fricción interna (q) y ψ es el ángulo de fricción interna el cual es el mismo ángulo al cual se desarrollará la fractura.

Por lo general la forma de expresar la resistencia de la roca está dada por Ecuación 6, la cual relaciona la cohesión (C_0) y el valor de UCS (C_0) en términos del coeficiente de fricción interna (μ).

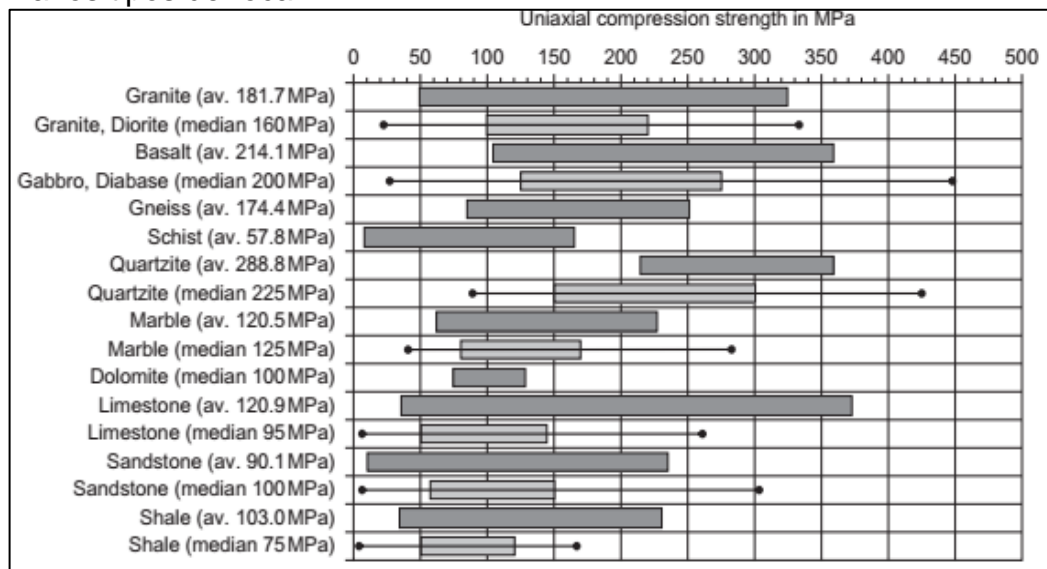
Ecuación 6. Esfuerzo a la compresión uniaxial.

$$C_0 = 2S_0 \left[(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu_i \right]$$

Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources & nbsp; Exploitation and Development. 1st ed. Boca Raton: CRC Press, 2016. 9-11 p. ISBN 9781498759403

2.2.3 UCS (Unconfined Compressive Strength). Es también llamado esfuerzo a la compresión uniaxial. Este parámetro es un indicador cualitativo de esfuerzo, se calcula mediante la aplicación de una prueba de compresión en la que el único esfuerzo compresivo que se le aplica al núcleo es axial, el valor del esfuerzo soportado antes de la fractura se le conoce como UCS; no se tienen esfuerzos aplicados de manera horizontal. En la Figura 20 se puede observar el rango de valor de UCS de ciertos materiales.

Figura 20. Valores promedio del esfuerzo a la compresión uniaxial para varios tipos de roca.



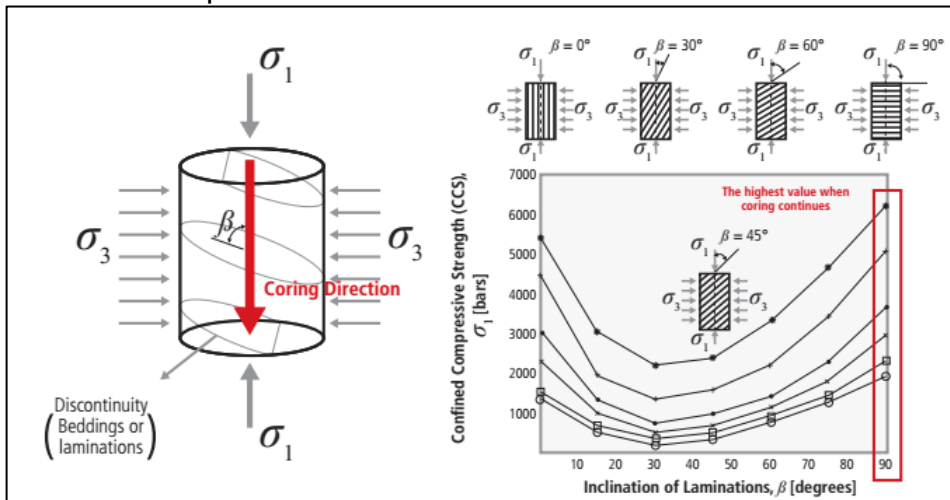
Fuente: SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. 257 p. ISBN 0444537961

2.2.4 Resistencia tensil. La resistencia tensil (T_o) es la máxima resistencia del material al ser sometido a tensión hasta el punto en el que este falle. Es importante conocer su magnitud pues de este depende el esfuerzo para fracturar la roca. Este parámetro puede ser deducido mediante mediciones con muestras de núcleos, también se obtiene de forma directa mediante una prueba tensil con un Brasil test.

Una prueba tensil o Brasil test es una prueba en la cual se busca determinar la resistencia a la tensión uniaxial. La generación de falla en las pruebas de tensión difiere por el montaje. La prueba tensil ubica el núcleo vertical aplicando un esfuerzo de tensión y genera fallamiento en el centro del núcleo, mientras el Brazilian test realiza un montaje horizontal del núcleo y aplica una fuerza a compresión por este motivo esta prueba es indirecta. Se dice que en los *shales* y areniscas el TS es aproximadamente del 3 al 10% del UCS.

Autores como Donath⁴³ y Pei⁴⁴ han estudiado la anisotropía de propiedades mecánicas y de resistencia para distintos tipos de roca con análisis de núcleos bajo pruebas de compresión de tipo triaxial. En estos estudios, los científicos han demostrado la influencia que posee el ángulo de laminación de la muestra (Beta) con respecto a la dirección del esfuerzo de compresión axial ejercido por la celda (Sigma 1). Al evaluar a distintos valores de resistencia compresiva confinada (CCS, por sus siglas en inglés) y a distintos ángulos de laminación, se ha comprobado que la resistencia máxima de la roca se obtiene cuando el esfuerzo es aplicado a un ángulo de 90 grados con el plano de laminación, es decir, perpendicular al esfuerzo de compresión axial y es mínima cuando el ángulo de laminación es de 30 grados, tal como lo muestra la Figura 21. Como se puede observar, el análisis de la anisotropía intrínseca en rocas tipo *shale* tiene un efecto importante en la resistencia de la roca dependiendo del ángulo de laminación.

Figura 21. Efecto de la anisotropía en el comportamiento del esfuerzo compresivo confinado.



Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development ; 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Según Schön⁴⁵ las propiedades de resistencia de roca son controladas por:

- El tipo y la calidad de unión mecánica existente entre los componentes sólidos de las rocas como ocurre con la cristalización para las rocas ígneas, la cementación para rocas sedimentarias clásticas consolidadas, la cohesión para

⁴³ DONATH, F. A. Strength Variations and Deformational Behaviour in Anisotropic Rocks. En: W.R. Judd ed. State of Stress in the Earth's Crust. American Elsevier Publishing Co, 1964. 281-298 p.

⁴⁴ PEI, Jianyong. Strength of transversely isotropic rocks. MIT, 2008.

⁴⁵ SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. 257 p. ISBN 0444537961

arcillas y la fricción para sedimentos no cohesivos como lo son las arenas y las gravas.

- La presencia, distribución y orientación de fracturas y fisuras naturales.
- La estructura interna de la roca: fábrica, laminación y anisotropía.

2.2.5 Tipos de fallamiento.

2.2.5.1 Falla por tensión. El fallamiento de una roca por tensión ocurre cuando el esfuerzo tensil efectivo en algún plano de la roca excede un límite crítico. Este límite crítico se llama resistencia a la tensión o *tensile strength* en inglés, y se simboliza con T_0 y tiene la misma unidad que tienen los esfuerzos, tal como se vio en la sección 2.2.2 del presente trabajo. Esta propiedad corresponde a la fuerza de tracción que se requiere para romper una roca dividida por el área de sección transversal de la muestra. La resistencia a la tensión es una propiedad característica de la roca y en la mayoría de las rocas sedimentarias a nivel mundial, como los *shales*, se presentan valores típicamente bajos para esta propiedad del orden de unos cuantos MPa; de hecho, una aproximación estándar para varias aplicaciones asume que la resistencia a la tensión para este tipo de rocas es cero o 0.1 veces la resistencia a la compresión, por lo cual, es más probable que una roca falle por tensión que por compresión.

El criterio de falla por tensión, el cual especifica la condición de esfuerzos para que este tipo de falla ocurra y de igual forma, identifica la ubicación de la superficie de falla en el espacio de esfuerzos está dada por la Ecuación 7.

Ecuación 7. Criterio de falla por tensión.

$$\sigma' = T_0$$

Fuente: SCHÖN, Jürgen H. *Physical Properties of Rocks*. Amsterdam. Elsevier, 2011. 60 p. ISBN 0444537961

Donde σ' corresponde al esfuerzo efectivo y T_0 al esfuerzo tensil necesario para hacer fallar una roca.

2.2.5.2 Falla por cizalla. La falla por cizalla es un tipo de falla que se da cuando el esfuerzo de este tipo sobrepasa el límite máximo y esto hace que se cree un plano de falla en donde las dos superficies se muevan en un proceso de fricción simultáneamente. Es bien conocido que para que dos superficies causen fricción entre sí, debe existir una fuerza que produzca este fenómeno. Es por esto que se considera que el esfuerzo crítico de cizalla o la carga por cizalla viene dada en función del esfuerzo normal aplicado sobre el plano de falla tal como se ve en la Ecuación 8.

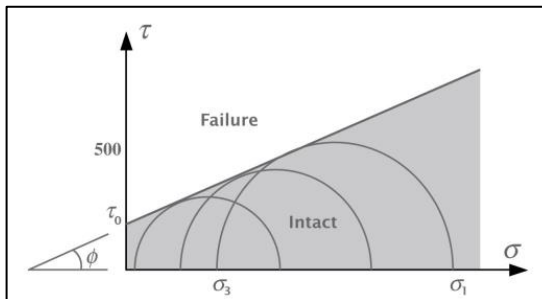
Ecuación 8. Criterio de falla por cizalla.

$$|\tau_{max}| = f(\sigma')$$

Fuente: SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. 60 p. ISBN 0444537961

Esta ecuación describe la hipótesis de Mohr, la cual afirma, que en el plano τ - σ' existe una línea hipotética que separa una región segura de una región en donde se produciría una falla por cizalla inevitablemente. Esta línea generalmente se llama línea de falla o *failure envelope* en inglés. En la Figura 22 se puede observar esta línea limite que define la zona para la cual cualquier combinación de valores τ - σ' ocasionarían un plano de falla en la roca.

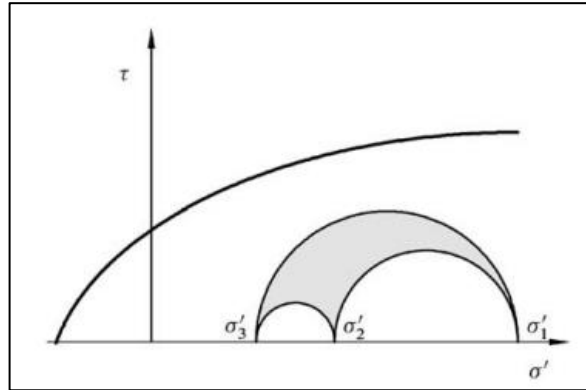
Figura 22. Modelo de falla de Mohr-Coulomb.



Fuente: LOOYEH, Reza and AADNØY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. ed. Amsterdam. Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. 97 p. ISBN 9780123855466.

En la Figura 23 se ve claramente un diagrama en el cual se presentan los tres esfuerzos principales, $\sigma'1$, $\sigma'2$ y $\sigma'3$, en un régimen de tipo normal. Como se ve, la envolvente de falla se encuentra muy por encima de los semicírculos suscritos en la figura y por esta razón, al no tocar estos la envolvente, la probabilidad de ocurrencia de una falla por cizalla es mínima, o nula. Sin embargo, si se llegase a aumentar el esfuerzo $\sigma'1$, el semicírculo suscrito entre $\sigma'3$ y $\sigma'1$ aumentaría, llegando a tocar la envolvente de falla, incurriendo así en la creación de un plano de falla en la muestra de roca. Es importante tener en cuenta que el esfuerzo $\sigma'2$ al encontrarse en medio del semicírculo de Mohr, no afecta para nada en la creación de fallas. Es por esto que el criterio de falla por cizalla, definido por la hipótesis de Mohr depende del esfuerzo $\sigma'1$ y del $\sigma'3$, y no del esfuerzo intermedio.

Figura 23. Línea de falla en un diagrama de esfuerzo normal versus esfuerzo por cizalla.



Fuente: FJÆR, Erling; HOLT, R. M. and RAAEN, A. M. Petroleum Related Rock Mechanics. Second ed. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science, 2008. 84 p.

Se han podido escoger diferentes formas para el criterio de falla por corte, siendo la forma más simple de estas la generada por Tresca, la cual asume que la falla en la roca ocurre solo cuando el esfuerzo de cizalla aplicado alcanza un nivel crítico. Esta viene dada por la ecuación 9.

Ecuación 9. Criterio de falla de Tresca.

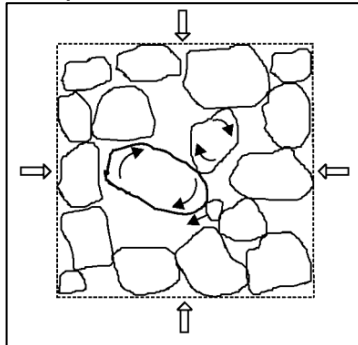
$$\tau_{max} = \frac{1}{2}(\sigma'_1 - \sigma'_3) = S_0$$

Fuente: SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. 60 p. ISBN 0444537961

Donde S_0 representa la cohesión del material. En un plano τ - σ' , el criterio de falla por cizalla obtenido por Tresca, aparece simplemente como una línea recta horizontal.

2.2.5.3 Falla por compactación. Este tipo de falla ocurre generalmente en rocas con alta porosidad, tal como en las calizas de creta o en las areniscas, debido a que el fluido presente dentro del espacio poral causa una falla por colapso de poros debido a la carga hidrostática. Cuando se aplica una compresión a este tipo de rocas, los granos son mecánicamente comprimidos y esto hace que se suelten y rellenen y empaqueten los espacios porales abiertos, o también, pueden reorientarse si el espacio lo permite, tal como se muestra en la Figura 24:

Figura 24. Reorientación de granos debido a la compactación.



Fuente: FJÆR, Erling; HOLT, R. M. and RAAEN, A. M. Petroleum Related Rock Mechanics. Second ed. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science, 2008. 137 p.

En primera instancia, se debe tener en cuenta que debido a que los resultados de las pruebas de fracturamiento realizadas a los núcleos provenientes de la miembro C no fueron totalmente concluyentes, se optó por no considerar a éste durante la simulación del comportamiento fracturas hidráulicas mediante el software.

2.2.6 Presión de poro. Se define a la presión de poro (P_p) como la presión que ejercen los fluidos almacenados en el espacio poral de una roca. La medición de este parámetro en yacimientos no convencionales es bastante compleja debido a las permeabilidades y porosidades tan bajas con que cuentan este tipo de rocas, pero aun así, esta presión debe ser estimada ya que posee una influencia directa sobre el estado de esfuerzos, sobre las tasas de producción y sobre la estabilidad de los pozos al momento de la perforación; la P_p determina cual es el mínimo peso de lodo de perforación a usar, si no se controla el pozo puede presentarse influjos o patadas de pozo.

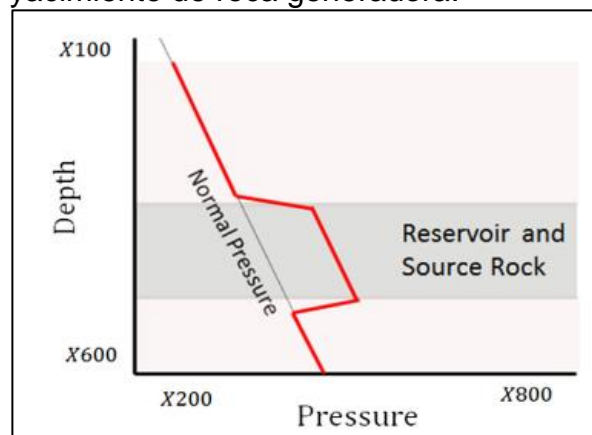
La presión de poro se considera como normalmente presurizada si es igual a la presión que ejerce una columna de agua desde superficie hasta una profundidad dada (presión hidrostática), de igual manera, se considera como sobrepresurizada si excede la presión hidrostática y bajo presión si es menor a está.

Generalmente, se tienen zonas depletadas con una presión inferior a la presión hidrostática debido principalmente a la producción y de manera contraria, se tienen zonas sobrepresurizadas debido a la presencia de materia orgánica

atrapada en los espacios porales, a procesos diagenéticos, o a la simple generación y expansión de hidrocarburos y a la transferencia o distribución de fluidos a través de fallas y fracturas. Es por esto, que el contenido en materia orgánica (kerógeno), la madurez termal y la historia diagenética son de gran importancia al momento de estimar la presión de poro en yacimientos no convencionales.

Como se ve en la Figura 25, el perfil de la presión de poro al atravesar un yacimiento de roca generadora aumenta notoriamente debido a los procesos de compactación y a la cantidad de materia orgánica contenida en la roca.

Figura 25. Perfil de presión de poro en un yacimiento de roca generadora.



Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. 199-211 p.

De acuerdo con Aadnøy *et al*⁴⁶, Páramo⁴⁷ y Fjær *et al*⁴⁸ las formaciones rocosas se pueden clasificar de acuerdo a la magnitud de los gradientes de presión de poro. En general, pueden existir tres escenarios según sea su presión de poro.

⁴⁶ LOOYEH, Reza and AADNØY, Bernt S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. ed. Amsterdam. Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. 97 p. ISBN 9780123855466

⁴⁷ PÁRAMO, Liliana Marcela. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio. Universidad Nacional de Colombia, 2016. p. 44.

⁴⁸ FJÆR, Erling; HOLT, R. M. and RAAEN, A. M. Petroleum Related Rock Mechanics. Second ed. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Science, 2008. 137 p.

- Menor que la presión ejercida por una columna hidrostática a la profundidad a la cual se encuentre la formación, por lo que se hablaría de una formación rocosa subpresionada.
- Igual a la presión de una columna hidrostática. El gradiente de presión de poro normal está es de 0.465 psi/ft. Se hablaría de una formación rocosa normalmente presionada.
- Mayor que la presión ejercida por una columna hidrostática. Este fenómeno es conocido como *sobrepresión* o presión anormal. El gradiente de presión de formación “anormal” en este tipo de casos comprende entre 0.8 a 1 psi/ft.

Según Osborne *et al*⁴⁹ y Yassir *et al*⁵⁰ el fenómeno de sobrepresión se puede dar por tres causas principales:

- Las tasas de sedimentación y compactación fueron más altas que las tasas de expulsión y migración de fluidos lo cual se conoce como compactación desequilibrada o subcompactación. Este desequilibrio ocasiona que a medida que aumenta la presión litostática ejercida sobre una roca, ésta tienda a comprimirse y a reducir su espacio poral, haciendo que todos los fluidos contenidos se expandan, pero no sean expulsados fuera de la roca. Bourgoyne *et al*⁵¹ afirman que en sedimentos de grano fino como los *shales*, la reducción de la permeabilidad debido a la subcompactación de las rocas puede ocasionar una especie de sellos, los cuales impiden el flujo de fluidos y ocasionan el desarrollo de presiones anormales
- Esfuerzos tectónicos de sobrecarga como los ocasionados por la tectónica salina, los cuales ocasionan un aumento de los esfuerzos de cizalla confinados y consecuentemente, un aumento de la presión de poro.
- Generación y expansión de fluidos en los espacios porales debido a procesos diagenéticos, los cuales comprenden todos aquellos procesos que alteren químicamente los minerales constituyentes de la roca. Dentro de los procesos diagenéticos, Páramo⁵² afirma que el proceso que genera presiones anormales corresponde a la conversión de las arcillas de montmorillonita a ilitas, cloritas y caolinitas durante la compactación en presencia de iones pesados. Durante

⁴⁹ OSBORNE, M. J. and SWARBRICK, R. E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation. En: AAPG BULLETIN. no. 81, p. 1023-1041

⁵⁰ YASSIR, N. and ADDIS, M. A. Relationships between pore pressure and stress in different tectonic settings. En: AAPG MEMOIR 76. no. 8, p. 79-88

⁵¹ BOURGOYNE, Adam T.; MILLHEIM, K. and CHENEVERT, M. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 1986. ISBN 9781555630010

⁵² PÁRAMO, Lilibiana Marcela. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio. Universidad Nacional de Colombia, 2016. p. 44.

este proceso, se libera agua de las capas de *shale* a profundidades y temperaturas elevadas.

Segun Higgins-Borchardt et al⁵³ los métodos convencionales para estimar la presión de poro en los análisis geomecánicos son aquellos en los que se relaciona la velocidad de tránsito de ondas acústicas y la presión de la formación; estos métodos son también llamados *Drillstem Tests*. Asimismo, el cálculo de la presión de poro, va de la mano con las estimaciones de los esfuerzos presentes ya que, en el caso de los yacimientos no convencionales, se puede usar algunas veces la velocidad de tránsito como un indicador del esfuerzo. También puede ser obtenida de forma directa en la perforación al percibir un influjo y controlarlo.

Según Higgins-Borchardt et al⁵⁴ el *deber ser* para poder realizar una correcta estimación de la presión poral en cualquier tipo de yacimiento antes de la perforación de un pozo, consistiría en realizar un modelamiento geofísico de la cuenca, en el que se reconstruya la historia de enterramiento de los sedimentos, seguido de la generación y migración de los hidrocarburos presentes.

A pesar de que sean varias las ventajas de tener un modelamiento y una reconstrucción de la historia evolutiva de la cuenca, la realidad de la industria indica que a veces este modelamiento de cuenca es omitido, ya sea porque no se considera necesaria su implementación o simplemente la falta de información hace que sea imposible realizarlo. Ante este escenario, existen dos métodos de calibración de la presión de poro después de que se perfora un pozo: un método directo y un método indirecto. El método directo es un método aplicado a yacimientos de tipo convencional, en el cual, con la ayuda de herramientas de *wireline* se mide la presión de estabilización yacimiento-pozo al producir fluido naturalmente de la formación.

Este método directo no es aplicable a los yacimientos continuos de roca generadora, o yacimientos no convencionales de *shale*, ya que éstos se encuentran naturalmente sobrepresionados y hace que tengan valores de permeabilidad tan bajos (típicamente en el orden de los nanodarcys) que no puedan ser capaces de expulsar fluido a la misma tasa a la cual éstos son compactados. Por ende, haría que el tipo de calibración directa durara días, semanas, e incluso meses.

⁵³ HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. 199-211 p.

⁵⁴ HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. 199-211 p.

Según Bourgoyne *et al*⁵⁵ existen dos tipos de enfoques que son usados para realizar una estimación cuantitativa de la presión de poro o presión de formación a partir de gráficos de medidas de parámetros resistivos o acústicos versus profundidad.

El primer tipo de enfoque se usa cuando se llega a presentar que dos valores medidos de la misma propiedad son iguales a dos profundidades diferentes; por lo tanto, se asume que el esfuerzo efectivo en esos dos puntos es el mismo. Como se ve en la Figura 26, para un mismo valor de X (propiedad dependiente de la porosidad) se tienen dos valores, uno ubicado a una profundidad “Dn” dentro de la zona de presión normal y otro ubicado a una profundidad “D” dentro de la zona de presión anormal. Luego, el esfuerzo efectivo a la profundidad donde se espera haya presiones de formación anormales se calcula con la Ecuación 17.

Por consiguiente, debido a que $\sigma'_z = \sigma'_{zn}$ la presión de poro a la profundidad D está dada por la ecuación 10.

Ecuación 10. Presión de poro.

$$PP = S_V - \sigma'_z$$

Fuente: EATON, Ben A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. : Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1975.

Donde

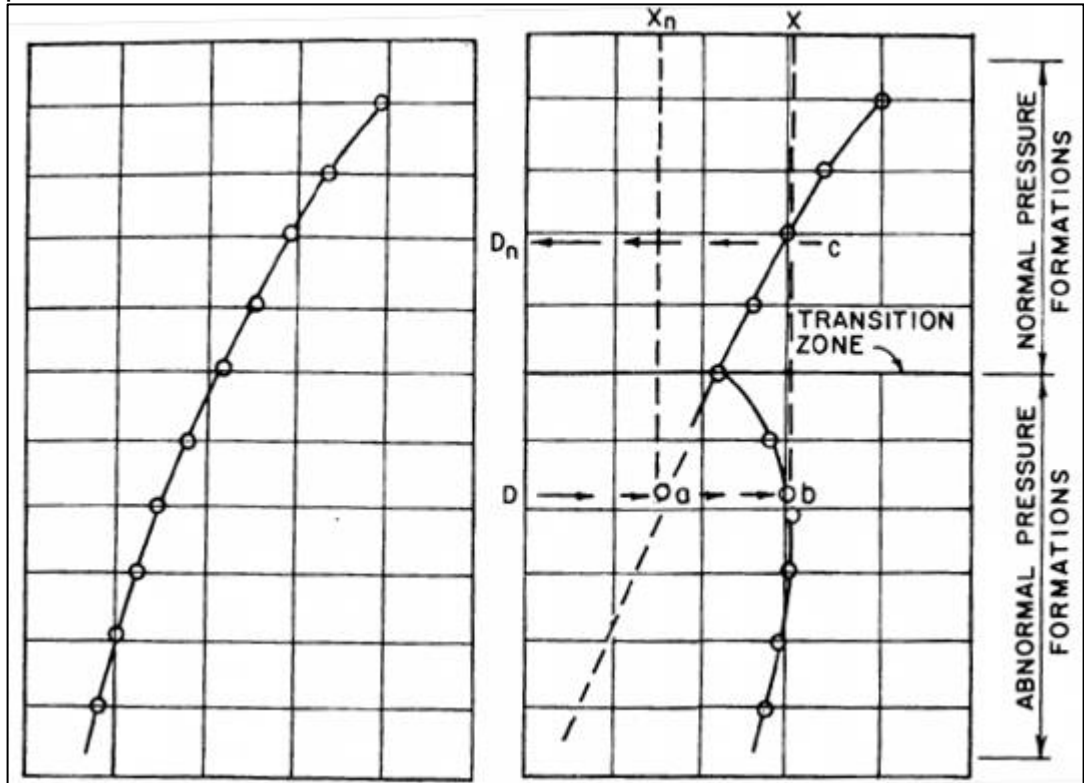
PP: presión de poro a la profundidad D.

S_V : esfuerzo de sobrecarga a la profundidad D.

σ'_z : esfuerzo efectivo a la profundidad D.

⁵⁵ BOURGOYNE. Op.cit., p. 253.

Figura 26. Perfil de registros en formaciones normalmente y anormalmente presurizadas.



Fuente: BOURGOYNE, Adam T.; MILLHEIM, K. and CHENEVERT, M. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 1986. ISBN 9781555630010

Gracias a los esfuerzos y a los estudios realizados durante la segunda mitad del siglo XX, se han podido obtener métodos empíricos más confiables que puedan servir como base para el cálculo de esta presión de poro. Estos métodos corresponden al segundo tipo de enfoque e involucran el uso de gráficos de parámetros indicativos de porosidad en función de la profundidad.

Los modelos de predicción de poro usados generalmente en yacimientos no convencionales de *shale* relacionan la velocidad de una onda acústica con el esfuerzo efectivo. Estos modelos se consideran de mejor precisión debido a que utilizan correlaciones empíricas las cuales requieren del uso de mayor número de datos a para desarrollarlas.

Primero que todo, se considera la teoría básica de esfuerzo efectivo estudiado inicialmente por Terzaghi y Biot, la cual afirma que el esfuerzo vertical total (S_V o σ_V) también conocido como esfuerzo de sobrecarga ejercido por la columna litostática es igual a la suma del esfuerzo vertical efectivo soportado por la matriz de la roca (σ_e) y la presión de poro (Pp) tal como lo muestra Ecuación 11.

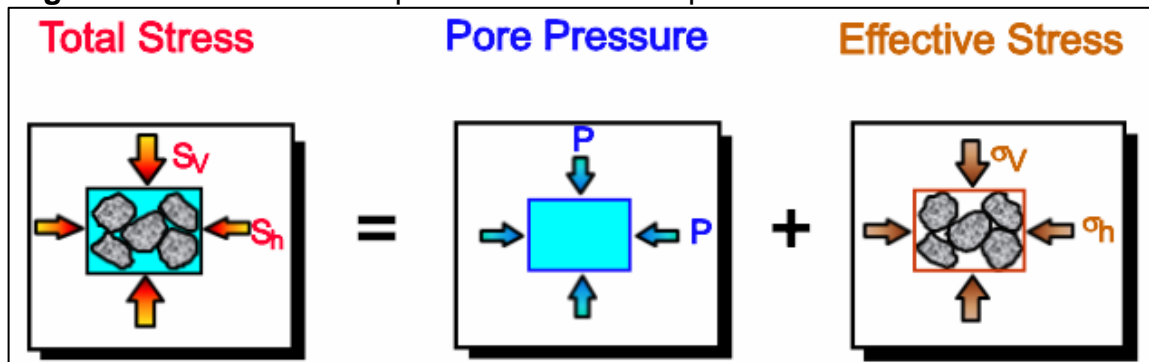
Ecuación 11. Esfuerzo vertical o de sobrecarga según Terzaghi.

$$S_v = \sigma_e + P_p$$

Fuente: EATON, Ben A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs: Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1975.

La Figura 27 Muestra la distribución de presiones a las cuales se ve sometida una roca en general.

Figura 27. Distribución de presiones a nivel de poro.

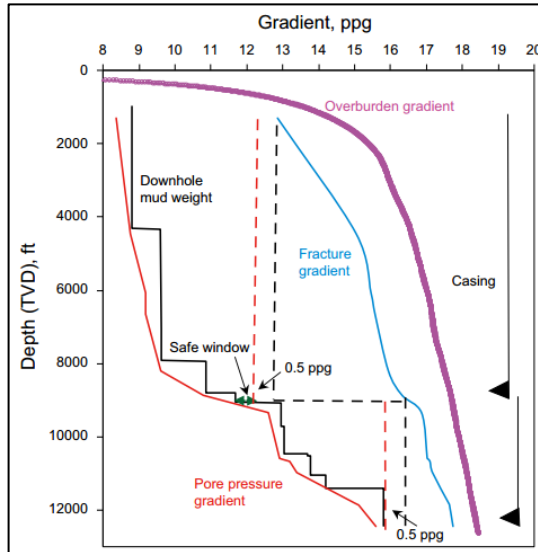


Fuente: ONYIA, Ernest. Formation Pore Pressure Prediction. Society of Petroleum Engineers.

2.2.6.1 Gradiente de fractura. En la industria del petróleo y gas se conoce como presión de fractura aquella presión requerida para generar la iniciación de una fractura en la formación y causar pérdidas de lodo hacia la formación. Asimismo, el gradiente de fractura corresponde al cociente entre la presión requerida para fracturar la roca (la cual corresponde al esfuerzo mínimo más el esfuerzo tensil) y la profundidad vertical (TVD). Este gradiente es un parámetro muy importante a tener en cuenta al momento de realizar el diseño de fracturamiento pues de este dependerá la potencia requerida en superficie para generar dicha presión. Además, representa el límite máximo del peso de lodo que se debe usar para fracturar la formación.

Para un correcto plan de perforación es muy importante tener disponible los datos de gradiente de presión de poro y gradiente de presión de fractura, ya que son estos los límites inferiores y superiores respectivamente los cuales determinarán la densidad de lodo a usar en la ventana de perforación tal como se muestra en la Figura 28.

Figura 28. Ejemplo de una ventana de lodo.



Fuente: ZHANG, Jincal and YIN, Shang-Xian. Fracture gradient prediction: an overview and an improved method. Houston, TX: Springer, 2017.

Por lo general, para el cálculo de esta presión de fractura, se usan los resultados de pruebas de presión de formación como lo son las pruebas de integridad de formación (pruebas FIT), pruebas de *Leak-Off* y pruebas de *Leak-Off* extendidas. Sin embargo, debido a que no se cuenta con esta información, se procede a predecir esta presión de fractura empleando métodos como los de Hubbert y Willis⁵⁶, Matthews y Kelly⁵⁷, el método de Eaton⁵⁸, y el método de Daines⁵⁹.

2.2.7 Propiedades mecánicas. La importancia que tienen las propiedades mecánicas o módulos elásticos consiste en medir la deformación que ocurre en un material al ser sometido a un esfuerzo; asimismo, estas propiedades pueden predecir bajo qué circunstancias ocurrirá deformación o ruptura. Cuatro tecnologías básicas son usadas para caracterizar las propiedades mecánicas de las rocas: procesamiento de datos y atributos sísmicos, procesamiento de datos

⁵⁶ HUBBERT, M. K. and WILLIS, David G. Mechanics of Hydraulic Fracturing. Society of Petroleum Engineers, 1957.

⁵⁷ MATTHEWS, W. R. and KELLY, J. How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient. 1967.

⁵⁸ EATON, Ben A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers, 1969.

⁵⁹ DAINES, Stephen R. Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells. Society of Petroleum Engineers, 1982.

de registros a nivel de pozo, análisis de laboratorio de núcleos de roca y análisis de muestras de *mud logging*.

La mecánica de roca clasifica a las propiedades elásticas en dos subgrupos: propiedades elásticas estáticas y propiedades elásticas dinámicas. Las propiedades elásticas estáticas corresponden a aquellas calculadas a partir de pruebas de deformación de núcleos en laboratorio con celdas de compresión triaxial bajo condiciones de presión de yacimiento, por otro lado, las propiedades elásticas dinámicas son todas aquellas calculadas mediante registros acústicos de pozo; uno de ellos el DSI (*Dipole Shear Sonic Imager*). Este registro mide propiedades mecánicas afectadas por los esfuerzos in-situ de las rocas de forma axial, azimutal y radial con el fin de proveer un modelamiento geomecánico óptimo.

La obtención de las propiedades dinámicas y estáticas difieren en el principio de funcionamiento pues las dinámicas hacen uso de ondas acústicas las cuales durante las mediciones no llegan a inducir ningún tipo de deformación, mientras que en las estáticas se realizan pruebas de destrucción física de núcleos. Este último caso es perceptible por esto, el valor del Módulo de Young estático es alrededor de la mitad de la magnitud del Módulo de Young dinámico. Si bien autores como Lacy⁶⁰ y Canady⁶¹ han tratado de correlacionar el Módulo de Young dinámico y estático por medio de correlaciones, sin embargo, no se ha podido hasta la fecha correlacionar Razones de Poisson dinámicas y estáticas. Entre las principales propiedades elásticas que se evalúan al realizar estudios de rocas se tienen.

2.2.7.1 Módulo de Young. También llamado Módulo de Elasticidad. Es una medida de rigidez de un material. Físicamente se define como la razón de cambio entre el esfuerzo uniaxial y la deformación uniaxial (Ecuación 12). Gráficamente se aprecia en la pendiente de la recta de la sección lineal de la gráfica deformación vs esfuerzo que se genera en pruebas compresivas. La sección recta de esta gráfica indica el margen elástico de la roca en el cual permite delimitar hasta qué punto la roca no sufrirá deformaciones permanentes ni rupturas.

⁶⁰ LACY, Lewis L. Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs. Society of Petroleum Engineers, 1997.

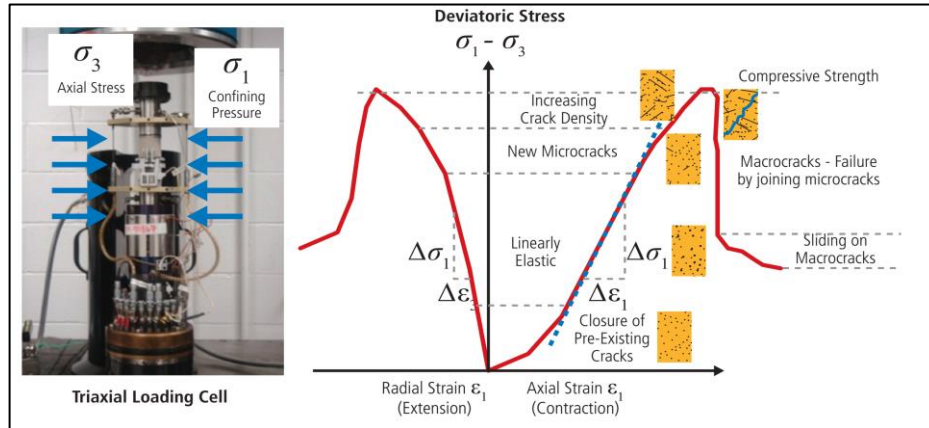
⁶¹ CANADY, Wyatt Jackson. A Method for Full-Range Young's Modulus Correction. Society of Petroleum Engineers, 2011.

Ecuación 12. Módulo de Young.

$$E_{axial} = \frac{\delta\sigma_{axial}}{\delta\varepsilon_{axial}}$$

Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development, 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Figura 29. Ejemplo de una prueba triaxial de destrucción de núcleo.



Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development, 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Como se ve en la Figura 29 se requiere de una celda de carga uniaxial con el fin de poder cuantificar la deformación de la roca paralela al esfuerzo aplicado, con estas determinaciones y los valores de carga aplicada se obtiene el Módulo de Young estático. Debido a que la presión ejercida es una forma de energía almacenada, E también lo es, ya que es la energía requerida para deformar la roca.

2.2.7.2 Razón de Poisson. Es la fracción de la deformación axial que es transmitida a la dirección radial cuando una fuerza F es aplicada. Debido a que la compresión axial produce una expansión lateral, la Razón de Poisson cuenta con un signo negativo; esto se debe a que, en la geomecánica, la convención de signos indica que la deformación es positiva si se trata de una compresión y es negativa si la deformación es de carácter expansiva. La Razón de Poisson se expresa mediante la Ecuación 13;

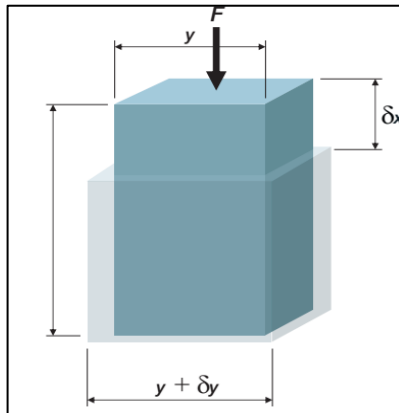
Ecuación 13. Razón de Poisson

$$\nu = -\frac{\delta\varepsilon_{radial}}{\delta\varepsilon_{axial}}$$

Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development, 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Por definición, la Razón de Poisson es siempre menor a 0.5, con valores promedio en un rango entre 0.2 y 0.35. Este parámetro es adimensional. Gráficamente se ve cómo afecta las dimensiones de un material en la Figura 30.

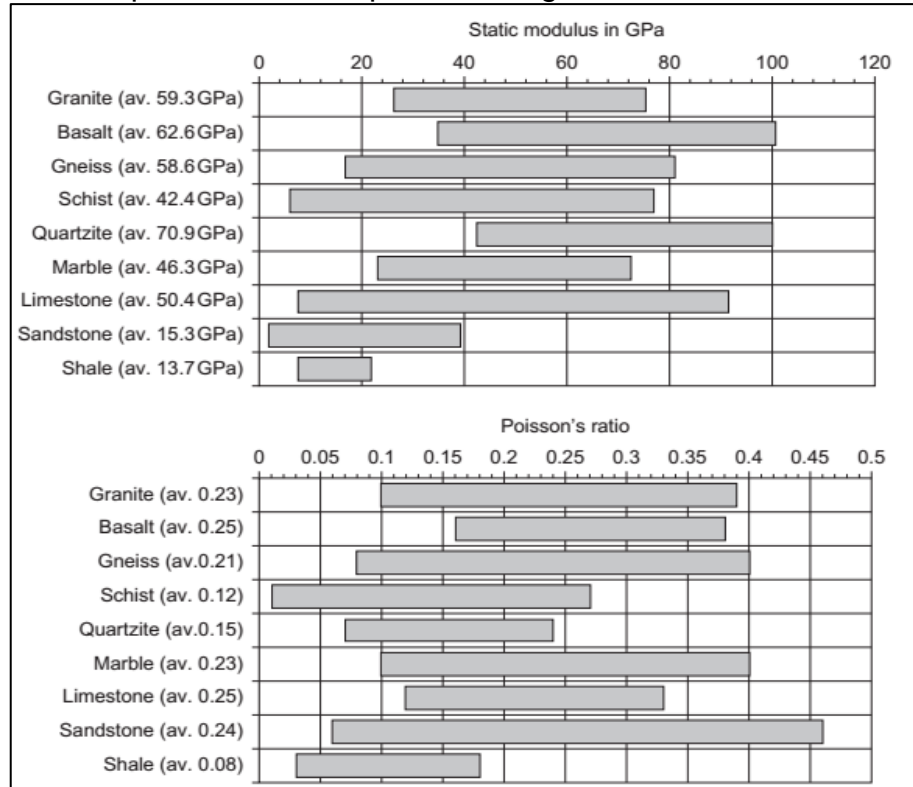
Figura 30. Razón de Poisson.



Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007.

La Figura 31 muestra valores promedio de Módulos de Young y Razones de Poisson estáticos para diferentes tipos de litología.

Figura 31. Valores promedio de Modulo de Young y Razón de Poisson para diferentes tipos de litologías.



Fuente: SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam: Elsevier, 2011. 257 p. ISBN 0444537961

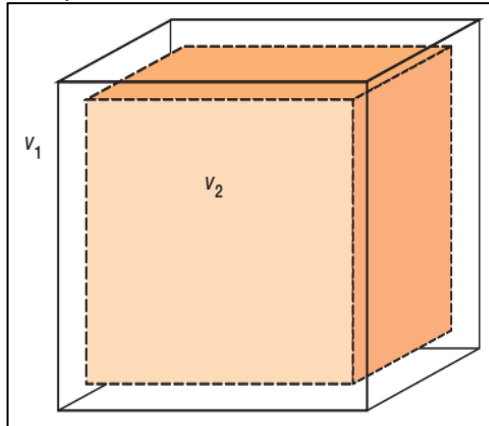
2.2.7.3 Módulo volumétrico (K). Esta constante elástica mide la resistencia de un sólido a la compresión hidrostática, indicando el aumento de presión externa requerido para causar una disminución unitaria de volumen. Esta es una forma especial de esfuerzo compresivo, en el cual se aplica una presión de igual magnitud en todas las direcciones lo cual ocasiona que el volumen disminuya (ver Figura 32). Matemáticamente el módulo *Bulk* o Módulo volumétrico viene expresado por la Ecuación 14;

Ecuación 14. Módulo volumétrico.

$$K = -\frac{(P_2 - P_1)}{(V_2 - V_1)/V_1} = \frac{V_1(P_2 - P_1)}{(V_2 - V_1)} = -V \frac{dp}{dV}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. ; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007. 119 p.

Figura 32. Ejemplo de la disminución volumétrica de un cuerpo sólido.



Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. & nbsp; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007.

2.2.7.4 Módulo de corte o de rigidez (G). El Módulo de corte es similar al Módulo de Young, excepto que el de corte asume un esfuerzo de cizalla en vez de uno compresivo. Este Módulo es un indicador de la energía necesaria para que ocurra una deformación por cizalladura. Matemáticamente es la relación entre el esfuerzo de cizalla y la deformación por cizalladura. Se tiene un cuerpo al cual se le aplica una fuerza F. El esfuerzo por cizalladura viene descrito por la Ecuación 15.

Ecuación 15. Esfuerzo por cizalladura.

$$\tau = \frac{F}{A}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. ; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007. 118 p.

Donde A es el área del plano del bloque paralela a la fuerza F aplicada. La deformación por cizalladura viene dada por la Ecuación 16.

Ecuación 16. Deformación por cizalladura.

$$\gamma = \frac{x}{y} = \tan \theta$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. ; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007. 118 p.

Por ende, el Módulo de corte viene expresado como la división entre el esfuerzo por cizalladura y la deformación por cizalladura tal como se ve en la Ecuación 17.

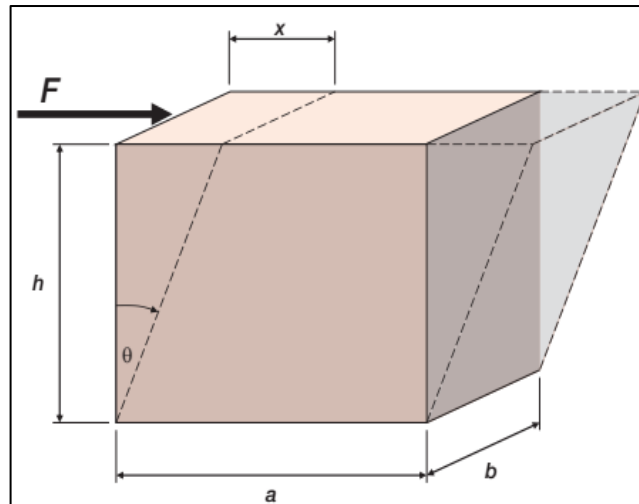
Ecuación 17. Módulo de corte.

$$G = \frac{\tau}{\gamma} = \frac{F h}{A x}$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. ; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007. 119 p.

La deformación ocurrida en el cuerpo debido al esfuerzo por cizalladuras se ve en la Figura 33.

Figura 33. Deformación de un cuerpo por cizalladura.



Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. ; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007.

2.2.8 Propiedad poroelástica. Los cuerpos al ser sometidos a esfuerzos de deformación siguen, según sea su condición, leyes constitutivas las cuales describen como es la respuesta del material a la deformación. El comportamiento elástico es el más simple de estas leyes pues presenta un aumento lineal proporcional entre la deformación y el esfuerzo en rocas homogéneas e isotrópicas, este sería el comportamiento ideal en las rocas, sin embargo, estas al tener fluidos (agua o petróleo) en los poros presentan un comportamiento poro elástico. Esta condición se manifiesta en la variación de rigidez de la roca según sea aplicado el esfuerzo en el tiempo.

La aplicación de la teoría de la poroelasticidad en la industria del petróleo comienza con los trabajos realizados por Biot con respecto a la teoría de la

consolidación 3D. Esto fue seguido por los estudios realizados por Gassman con relación a los cálculos de cambio de rigidez de materiales porosos saturados con distintos fluidos, luego seguido por Geertsma con su predicción del efecto que tiene el depletamiento de la presión de poro en la compresibilidad de yacimientos y posterior a esto, con la re-interpretación de los coeficientes elásticos de la teoría de consolidación hecha por Biot y Willis.

En la industria, el parámetro poroelástico más usado es el coeficiente de Biot, el cual determina que tan eficiente es la presión de poro a oponerse a la fuerza total de la carga aplicada sobre un medio poroso.

Se obtiene de forma indirecta midiendo el módulo de compresibilidad de la roca (*Bulk Modulus* o K) y el módulo de incompresibilidad de los granos (K_g). Ver Ecuación 18.

Ecuación 18. Coeficiente de Biot en función del Módulo Volumétrico.

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_g} \quad 0 \leq \alpha \leq 1$$

Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources & nbsp; Exploitation and Development. 1st ed. Boca Raton: CRC Press, 2016. 9-14 p. ISBN 9781498759403

Y de forma directa midiendo el cambio del volumen de poro y el volumen bruto total (volumen por unidad de masa de una muestra seca más el volumen de aire en sus partículas) ambos al mismo tiempo en una prueba de compresibilidad triaxial. Ver Ecuación 19.

Ecuación 19. Coeficiente de Biot en función de la variación de volumen en una prueba triaxial.

$$\alpha = \frac{\Delta V_p}{\Delta V}$$

Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources & nbsp; Exploitation and Development. 1st ed. Boca Raton: CRC Press, 2016. 9-14 p. ISBN 9781498759403

Al igual se puede obtener a partir de la prueba de presión de poro depletada la cual consiste en dos pruebas triaxiales. La primera es una prueba hidrostática sin presión de poro y la otra es la misma prueba hidrostática incluyendo la presión de poro.

El análisis del comportamiento poro elástico real y el cálculo de este coeficiente es un verdadero reto en los yacimientos con permeabilidades bajas del orden de los nanodarcys, pues el restablecimiento de la presión de poro en pruebas de confinamiento triaxial demanda mucho tiempo de consolidación, al durar éste días e inclusive semanas, además de ser bastantes costosas de realizar.

Se debe analizar los cambios de presión de poro y de esfuerzos in-situ puesto que ambos parámetros son codependientes en procesos de estimulaciones hidráulicas, debido a que cuando se aplica esta técnica, ocurre un depletamiento de presión alrededor del *near wellbore* y los fluidos bombeados quedan atrapados en las fracturas o microfracturas inducidas lo cual afecta de manera significativa los estados de esfuerzos.

Así como ocurre con otras propiedades elásticas, el coeficiente de Biot también es afectado por la anisotropía intrínseca de la muestra de roca en la que se mida. Autores como Azeemuddin et al⁶² reportaron una anisotropía para el Coeficiente de Biot en calizas de entre 8 a 12% siendo más alto este en dirección horizontal y una anisotropía decreciente con el aumento del esfuerzo confinante

2.2.8.1 Esfuerzo efectivo. Como ya se mencionó, la roca posee fluidos en su porosidad los cuales cumplen un papel importante debido a que soportan parte del esfuerzo aplicado a la roca lo que disminuye el esfuerzo total soportado por la matriz de la roca. Este efecto genera un componente de esfuerzo efectivo el cual en magnitud es menor al esfuerzo aplicado. Este concepto fue introducido por Terzagui proponiendo la relación expuesta en la Ecuación 20.

Ecuación 20. Esfuerzo efectivo.

$$\sigma'_z = \sigma'_{zn} = S_{vn} - PP_n$$

Fuente: EATON, Ben A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs: Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1975.

Donde

σ'_z : esfuerzo efectivo a la profundidad D.

σ'_{zn} : esfuerzo efectivo a la profundidad Dn.

S_{vn} : esfuerzo de sobrecarga a la profundidad Dn.

PP_n : presión de poro a la profundidad Dn.

Este componente puede variar en el yacimiento al transcurrir el tiempo.

2.2.9 Anisotropía. Un factor muy importante que se debe tener en cuenta a la hora de diseñar fracturas hidráulicas es la anisotropía, que se define como la cualidad que posee un parámetro físico o petrofísico de cambiar su magnitud al variar la dirección de medición, pero sin alterar la posición de medida. En formaciones rocosas con laminaciones esta cualidad cobra importancia en el diseño de fracturas hidráulicas, en el cual, se debe conocer el contraste de los esfuerzos entre los miembros sub y suprayacentes pertenecientes a la formación de interés.

⁶² AZEEMUDDIN, M., *et al.* Transverse Anisotropy in Biot's Constant through Dynamic Measurements on Cordoba Cream Limestone. :Society of Petroleum Engineers, 2001.

La presencia de la anisotropía intrínseca en yacimientos de roca generadora se debe principalmente a la laminación textural que tienen estas formaciones, lo cual produce un medio isotrópico transversal con un eje de simetría perpendicular a la laminación, es decir, una anisotropía macroscópica. Por tal motivo al momento de realizar mediciones de propiedades a los núcleos es necesario realizarlas de dos formas, paralela y perpendicularmente al plano de estratificación. De igual manera, se debe estudiar la presencia de fracturas naturales y de planos débiles en las formaciones al momento de caracterizar la anisotropía de estas.

La anisotropía ha sido analizada y estudiada por varios geocientíficos, geofísicos e ingenieros de yacimientos durante varias décadas y se ha detectado su presencia en distintas propiedades intrínsecas de la roca como en los esfuerzos in-situ mediante la utilización de las siguientes técnicas:

- Pruebas de confinamiento triaxial.
- Dispositivos de inducción triaxial 3D.
- Registros acústicos.
- Tecnología sísmica.

Otra manera de caracterizar la anisotropía es mediante la sucesión de ensayos en núcleos en la aplicación del esfuerzo variando el ángulo entre el plano laminar de la roca y el esfuerzo. También se puede obtener de los registros acústicos usando nodos flexurales de dipolos cruzados formas de onda de Stoneley, aunque solo se aplica esta técnica a pozos verticales.

Es recomendable caracterizar la anisotropía en términos de los parámetros anisotrópicos adimensionales estudiados por Thomsen⁶³. Ver Ecuación 21.

Ecuación 21. Parámetros anisotrópicos adimensionales de Thomsen.

$$\varepsilon = \frac{C_{11} - C_{33}}{2C_{33}}$$

$$\gamma = \frac{C_{66} - C_{44}}{2C_{44}}$$

$$\delta = \frac{(C_{13} + C_{44})^2 - (C_{33} - C_{44})^2}{2C_{33}(C_{33} - C_{44})}$$

Fuente: THOMSEN, L. Weak Elastic Anisotropy. En: Geophysics. 1986. 1954-1966 p.

Donde épsilon y gamma describen propiedades anisotrópicas de ondas compresivas y de cizalla, respectivamente. En cuanto al parámetro delta, es la medida más crítica de la anisotropía. La Figura 34 muestra los valores típicos de

⁶³ THOMSEN, L. Weak Elastic Anisotropy. En: Geophysics. 1986. 1954-1966 p.

épsilon, gamma y delta obtenidos en los estudios de Thomsen para distintos tipos de rocas sedimentarias.

Figura 34. Valores típicos de los parámetros Thomsen para distintos tipos de rocas sedimentarias.

Rock	V_p in $m s^{-1}$	V_s in $m s^{-1}$	ρ in $g cm^{-3}$	ϵ	δ	γ
Sandstone	3368	1829	2.50	0.110	-0.035	0.255
	4869	2911	2.50	0.033	0.040	-0.019
Calcaeous sandstone	5460	3219	2.69	0.000	-0.264	-0.007
Shale	3383	2438	2.35	0.065	0.059	0.071
	3901	2682	2.64	0.137	-0.012	0.026
Mudshale	4529	2703	2.52	0.034	0.211	0.046
Clay, shale	3794	2074	2.56	0.189	0.204	0.175
Silty limestone	4972	2899	2.63	0.056	-0.003	0.067
Laminated siltstone	4449	2585	2.57	0.091	0.565	0.046

Fuente: SCHÖN, Jürgen H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. 257 p. ISBN 0444537961

2.2.10 Fragilidad. Rickman et al⁶⁴ resaltaron en sus estudios la importancia de tomar en cuenta la fragilidad de rocas tipo shale para el éxito de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Los expertos en geomecánica han tratado de calcular la fragilidad de las rocas de muchas maneras, haciendo uso de herramientas de registros de pozo, o pruebas con núcleos en laboratorio. No obstante, aún hoy en día no existe un método estándar ni un consenso en la industria para el cálculo de esta propiedad, aunque es bien sabido que el método cualitativo más usado es mediante el cálculo de propiedades elásticas estáticas a través de registros acústicos, en donde las zonas más frágiles presentan un alto Módulo de Young y baja Razón de Poisson; por el contrario, las zonas dúctiles son aquellas que presentan un bajo Módulo de Young y una alta Razón de Poisson como se ve en la Figura 35.

La expresión utilizada para el cálculo de la fragilidad a partir de datos de registros acústicos viene dada por la Ecuación 22.

⁶⁴ RICKMAN, Rick, et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. Society of Petroleum Engineers, 2008.

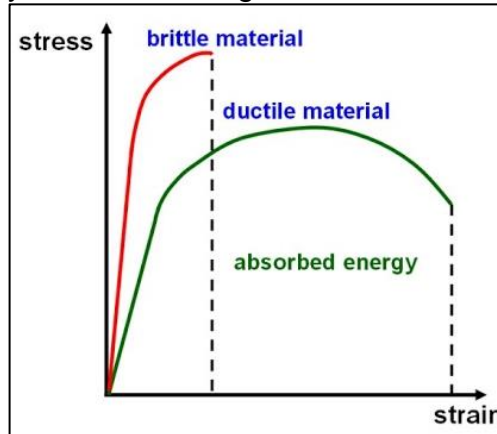
Ecuación 22. Fragilidad en función de propiedades elásticas.

$$B_{elastic} = \frac{1}{2} \left(\frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} + \frac{\nu_{min} - \nu}{\nu_{max} - \nu_{min}} \right)$$

Fuente: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan. Unconventional Oil and Gas Resources & Exploitation and Development. 1st ed. Boca Raton: CRC Press, 2016. 9-11 p. ISBN 9781498759403

Si bien esta ecuación proporciona una medida de la fragilidad con cierto grado de precisión, se debe tener en cuenta que está no puede representar de manera acertada el comportamiento dúctil o frágil que tienen las rocas, tal como las propiedades elásticas no determinan totalmente el fallamiento de estas.

Figura 35. Curva esfuerzo-deformación para un material dúctil y un material frágil.



Fuente: ASHKENAZI, Dana. Investigating Material Failures: Were the Titanic and Challenger Disasters Preventable?. [Consultado el 15/07/2018]. Disponible en: <https://sites.google.com/site/polymorphismmyhomepage/investigating-material-failures>.

Existe otra manera de caracterizar la fragilidad en rocas de *shale* a través del Índice de Fragilidad, el cual es un indicador cualitativo de la tendencia frágil o dúctil que presenta la roca. Este índice, es calculado mediante el uso de técnicas que miden la fracción o volumen de minerales constituyentes de roca a partir de registros mineralógicos, medición en núcleos o haciendo uso de registros de lodo (*mud logging*). En todas estas técnicas, el índice de fragilidad se obtiene de manera indirecta de la relación que existe entre minerales frágiles como el cuarzo,

la dolomita y la arcilla. Cuando abundan minerales como cuarzo, dolomita y algunas veces calcita, la roca será más frágil. El volumen de arcilla y TOC han mostrado una fuerte correlación con la tendencia dúctil que tienen las rocas y las formaciones productoras de hidrocarburos. Esta relación de contenido mineralógico viene dada por la Ecuación 23:

Ecuación 23. Índice de fragilidad.

$$BI = \frac{Q + Dol + Lm}{Q + Dol + Lm + Cl + TOC}$$

Fuente: HIGGINS-BORCHARDT, Shannon; SITCHLER, J. and BRATTON, Tom. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, Stephen A. eds. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016. 199-211 p.

Donde:

Q: Cuarzo.

Dol: Dolomita.

Lm: Caliza.

Cl: Arcilla.

TOC: Contenido orgánico total.

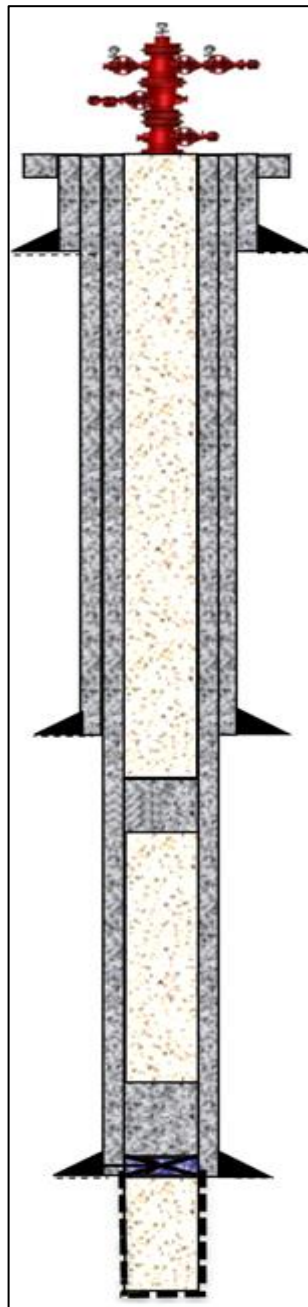
Es importante recalcar que la mineralogía no es un indicador exclusivo de la fragilidad o ductilidad de las rocas, ya que la cementación entre los granos juega un rol fundamental en la manera en la que las rocas se fracturan. Por ejemplo, arenas pobremente consolidadas que contienen un 100% de cuarzo frágil son muy dúctiles debido a la alta porosidad y a la falta de cementación.

3. ELABORACIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO 1D PARA LA FORMACIÓN LA LUNA

Para la elaboración del modelo geomecánico 1D de la Formación La Luna, se tomó en cuenta los datos del pozo CAFE-1 suministrados por la gerencia de yacimientos no convencionales de la compañía estatal ECOPEPETROL S.A. El pozo se encuentra dentro de la cuenca del Valle Medio del Magdalena más exactamente en el departamento de Santander. Este pozo es de tipo estratigráfico con trayectoria vertical, lo que indica que su único objetivo es ser utilizado para la recolección de información a partir de corazones, registros y analizar y corroborar la columna litológica.

El pozo a evaluar posee cuatro secciones con una TVD de 13.500pies. En dos de las cuatro secciones se tomaron corazones, los cuales posteriormente se enviaron a laboratorio para efectuarles diferentes pruebas geomecánicas y geoquímicas. Teniendo en cuenta el tipo del pozo se tomaron registros poco usuales que permitieron una mejor caracterización de las formaciones de interés (véase el Cuadro 2). La toma de corazones y de estos registros ocasiono que el tiempo total de la perforación aumentara considerablemente y así mismo, que la tasa de perforación disminuyera en comparación con un pozo de desarrollo. El estado mecánico final del pozo de estudio se presenta en la Figura 36.

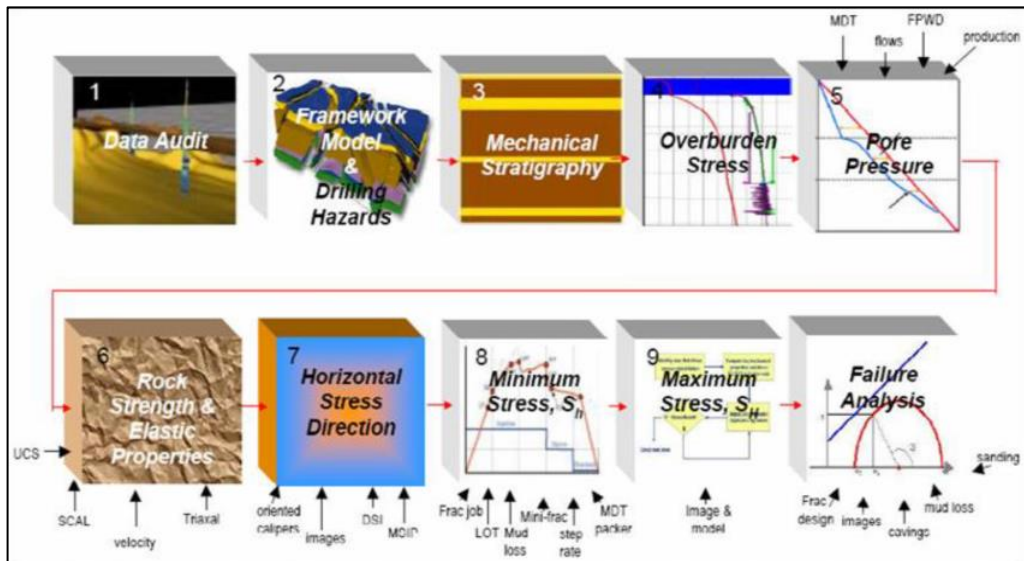
Figura 36. Estado mecánico Pozo CAFE-1.



Fuente:
ECOPETROL.
Gerencia de Yacimientos Convencionales de no

Según Sirat *et al*⁶⁵ un modelo geomecánico 1D robusto se construye siguiendo una secuencia de pasos que permite un desarrollo entendible y lógico de este. Esta consecución de pasos los describe en un diagrama de flujo tal como se muestra en la Figura 37.

Figura 37. Paso a paso para la elaboración de un modelo geomecánico 1D.



Fuente: SIRAT, Manhal; AHMED, Mujahed and ZHANG, Xing. Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Abu Dhabi Using 1D Mechanical Earth Model: Uncertainty and Constraints. Muscat, Oman: Society of Petroleum Engineers, 2015.

Sirat *et al*⁶⁶ hace un énfasis en la relevancia del primer paso, recepción y “*quality control*” de la información, pues de este depende el proceder, la calidad de resultados, los métodos y correlaciones a usar en los pasos posteriores; los cuales brindaran un resultado consolidado para el diseño ingenieril de las fracturas y fluidos de fractura.

Es importante identificar qué tipo de registros fueron tomados y de qué manera fueron tomados para validar la toma y posteriormente ser integrados a la data disponible para la elaboración del modelo geomecánico. La información que sobrepase esta etapa ayudará a determinar las propiedades de la roca (densidad, compactibilidad, fragilidad, módulos elásticos, etc) y condiciones del yacimiento (temperatura, presiones, esfuerzos, etc). A partir de estos y conociendo los valores de cada propiedad extraídos de los registros, se procede a determinar, por medio

⁶⁵ SIRAT, Manhal; AHMED, Mujahed and ZHANG, Xing. Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Abu Dhabi Using 1D Mechanical Earth Model: Uncertainty and Constraints. : Muscat, Oman: Society of Petroleum Engineers, 2015.

⁶⁶ *Ibid.*, p. 8.

de correlaciones y ecuaciones, factores e incógnitas en cada una de las etapas de construcción del modelo.

Para un modelo geomecánico es importante conocer los eventos ocurridos y el comportamiento del pozo durante toda la perforación pues son indicativos de las condiciones de presión a la cual se encuentra éste.

En el se puede observar cómo a partir de los registros tomados en las diferentes secciones se construye una sola curva, la que posteriormente facilitaría la aplicación de las correlaciones y el manejo de la información.

Para la construcción del modelo geomecánico 1D se decidió seguir el paso a paso dado en la Figura 37 basados en los datos obtenidos del pozo CAFE-1. Al igual, para la construcción y ensamble de este se acude a la ayuda del software computacional TECHLOG generado por Schlumberger. A continuación, se enlistan los pasos, métodos y correlaciones aplicadas en cada etapa para la generación y obtención final del modelo.

3.1 ADECUACIÓN DE LA DATA (DATA AUDIT)

En este primer paso se hizo el reconocimiento de la información suministrada por Ecopetrol S.A, determinando qué tipos de registros fueron tomados en la perforación del pozo y en que secciones. Además, cuáles de estos son realmente útiles e importantes para la ejecución del modelo. En el Cuadro 1 se enlistan los registros y las respectivas secciones en los que estos fueron corridos.

Cuadro 2. Registros disponibles por sección del pozo.

REGISTRO	SECCIONES			
	1	2	3	4
FLOW IN				
CALIP			FM.X	
GR			FM.X	
GR.E			FM.X	
SP			FM.X	
NPHI			FM.X	
RHOB				
ZDEN			FM.X	
MSFL				
RT			FM.X	
RT 10			FM.X	
RT 20			FM.X	
RT 30			FM.X	
RT 60			FM.X	

Cuadro 2. Continuación.

REGISTRO	SECCIONES			
	1	2	3	4
RT 90			FM.X	
MDT				
DTS			FM.X	
DTC			FM.X	
ITTT				
PE			FM.X	
PHIT			FM.X	
CBL				
CCL				

Fuente: Elaboración propia

Adicional a esto se cuenta con:

- Reporte final de perforación, con el cual se pueden distinguir y se esclarecen los diferentes sucesos y eventos que ocurrieron durante la perforación.
- Registros cromatográficos de gases, con los cuales se pueden identificar qué tipo de gas va saliendo hacia el pozo en el transcurso de la perforación.
- Registro de lodos, el cual brinda la densidad estática y dinámica (ECD) del lodo utilizado a cierta profundidad dada.
- Registro mineralógico, conociendo la mineralogía de la matriz (arcillosa, silícea o carbonatos) se puede dar un primer diagnóstico de las posibles propiedades mecánicas que tiene la roca a cierta profundidad. Además de las correlaciones a usar.
- Resultados de análisis geoquímico, estos brindan información acerca del hidrocarburo presente y la etapa de madurez en la que se encuentran. Del mismo modo, es importante tenerlos en cuenta al momento de calcular la fragilidad y posterior fracabilidad de la roca.

En esta etapa se identificó que del total de los registros tomados en el pozo los que aportan a la construcción del modelo son aquellos mostrados en el Cuadro 3.

Cuadro 3. Registros que aportan a la construcción del modelo geomecánico 1D.

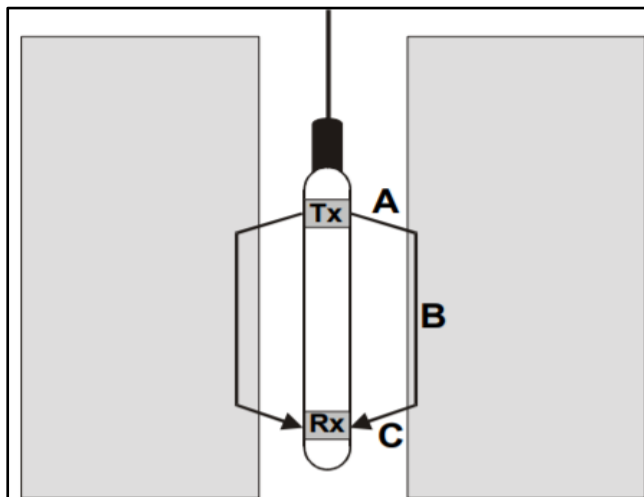
REGISTRO	SECCIONES			
	1	2	3	4
CALIP			FM.X	
DENSIDAD (RHOB ZDEN)			FM.X	
RT			FM.X	
Onda sónica compresional (MDT) DTC			FM.X	
DTS			FM.X	
ITTT				
PE			FM.X	
PHIT			FM.X	

Fuente: Elaboración propia

Es importante tener en cuenta que para la evaluación geomecánica de una formación dada, se requiere el conocimiento de la litología presente en las formaciones sub y suprayacentes puesto que con estas se puede desvelar un posible comportamiento de la perforación del pozo. Además, se puede iniciar una deducción de la existencia de posibles barreras naturales, las cuales, generarían contención de las fracturas hidráulica al momento de ser aplicada la técnica de fracturamiento.

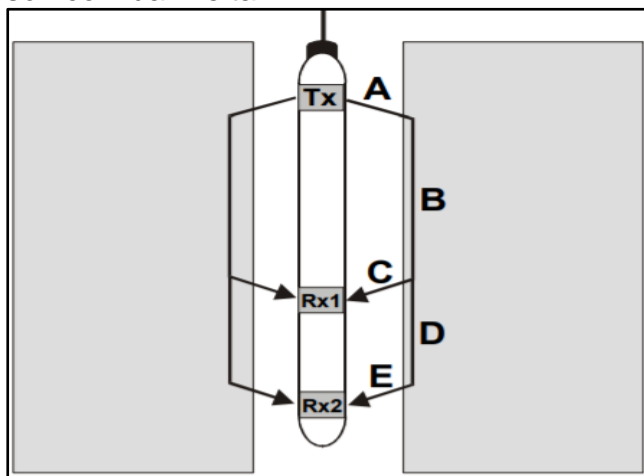
Para la detección y entendimiento de los registros sínicos se tuvo que comprender técnicamente la existencia de dos tipos de herramienta las cuales varían según sea la cantidad de receptores prestos a recibir la incidencia de la onda desde la formación. El Mono Delta T, Figura 38, es aquel que capta la onda incidente de la roca con un solo nodo receptor. Y el Dual Delta T, Figura 39, es aquel registro sínico el cual fue registrado con dos receptores en la sarta, estos deben tener un espaciamiento estandarizado. Ambos son detectores de ondas sínicas compresivas.

Figura 38. Configuración del registro sónico Mono Delta T.



Fuente: MANTILLA, Andrés and BUENO, Ricardo. Petrofísica e interpretación de registros de pozo. [Consultado el 5 de Septiembre de 2018]. Disponible en: <https://edoc.site/cap05-registro-sonico-pdf-free.html>.

Figura 39. Configuración del registro sónico Dual Delta T.



Fuente: MANTILLA, Andrés and BUENO, Ricardo. Petrofísica e interpretación de registros de pozo. [Consultado el 5 de Septiembre de 2018]. Disponible en: <https://edoc.site/cap05-registro-sonico-pdf-free.html>.

Revisando la información se identificó que en la primera sección del pozo no se corrió registro de densidad, por ende, se hizo necesaria la generación de valores sintéticos pues de estos depende la obtención del esfuerzo de sobrecarga a una profundidad dada. Adicional, los registros sísmicos de ondas P (primarias u ondas compresivas) y ondas S (secundarias u ondas de corte) no se tomaron en la totalidad del pozo lo que hizo que se generaran valores sintéticos. En las secciones donde no había registro de onda secundaria, pero si había registro sísmico compresivo, se aplicó el método propuesto por Castagna⁶⁷ lo cual facilitó la obtención de la onda sísmica de corte para las secciones de pozo faltantes y así completar la información.

3.2 ANÁLISIS DE EVENTOS DE PERFORACIÓN

Debido a la necesidad de construir el modelo geomecánico con un menor grado de incertidumbre incluyendo la mayor cantidad de información, se analizaron los eventos ocurridos durante la perforación del pozo CAFE-1. Esto debido a que el comportamiento del pozo en la perforación brinda indicios de las condiciones de las rocas, fluidos presentes y también calibrar el modelo geomecánico bajo el cual se perfora el pozo. A medida que se perfora el pozo se tienen indicaciones indirectas de la presión de poro según sea el tipo de fluido presente como inlfujo y el tipo de gas presente en el pozo; también la dirección de los esfuerzos normales incidentes sobre el pozo los cuales son determinados a partir de breakouts generados en las paredes del pozo; y asimismo las condiciones de integridad de la roca analizada según sea el *caving* recogido en superficie.

Este segundo paso se realizó mediante el análisis de las operaciones diarias de perforación haciendo uso del EWOR (Informe final de perforación) y del reporte final del análisis cromatográfico, estos informes son claves para la determinación de variaciones de propiedades litológicas a través del recuento de recortes de perforación y variaciones de los fluidos presentes encontrados. Con el reporte final del análisis cromatográfico se pudo determinar las profundidades a las cuales se reportó Gas de viaje (*Trip Gas*), Gas de conexión (*Connection Gas*) y Gas de formación (*Formation Gas*). A continuación, se definen los tres tipos de gases tenidos en cuenta para la posterior calibración y obtención de la presión de poro.

3.2.1 Gases presentes en la perforación.

3.2.1.1 Gas de viaje (*Trip Gas*). Es un gas arrastrado con el fluido de perforación durante un viaje de salida (*trip out* o *POOH*), esto resulta generalmente en un aumento del volumen de gas que se circula hasta la superficie. Este fenómeno ocurre debido a la combinación de dos factores: ya sea por la acción de *suabeo*

⁶⁷ CASTAGNA, J. P., Batzle, M. L., and Eastwood R. L. (1985). Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *GEOPHYSICS*, 50(4), 571-581.

ocasionada por la sarta de perforación o por la disminución de la presión hidrostática ejercida por el lodo de perforación cuando el nivel de fluido disminuye notoriamente.

3.2.1.2 Gas de conexión (*Connection Gas*). Es un pequeño influjo de gas al lodo de perforación presente cuando las bombas de lodo se encuentran apagadas al momento de realizar una conexión de tubería en superficie. La presencia de gas de conexión ocurre debido a que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo disminuye momentáneamente pues la densidad equivalente de circulación disminuye. Este tipo de gas aparece justo después de un breve periodo de tiempo después de realizar la conexión y se puede observar como un pequeño pico por encima de los valores normales de gas en superficie en la unidad de mud-logging.

3.2.1.3 Gas de formación (*Formation Gas*). Es el gas producido durante la perforación de una formación que contiene volúmenes de gas atrapado en sus poros. Generalmente este gas se reconoce con facilidad debido a la disminución notoria en la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación y por un pico en la lectura del nivel de gas de superficie leído en la unidad de mud-logging.

Con el uso de los informes de perforación se pudo observar la presencia de puntos apretados en el pozo CAFE-1 los cuales corresponden a las secciones del pozo en hueco abierto en donde ocurre un atascamiento de las herramientas de la sarta de perforación debido a que estas tienen un diámetro mayor al de la sarta.

3.2.2 Análisis de *cavings*. Otro análisis que se realizó para la calibración de la presión de poro y las condiciones de la formación fue el análisis de los cortes de perforación o *cavings* a partir del registro de mud logging el cual evalúa constantemente los fluidos y sólidos provenientes del pozo durante la perforación. Gracias al análisis de este registro y del desempeño de la perforación se pudo obtener las zonas que presentaron mayor índice de desprendimiento y zonas con alta presión de poro.

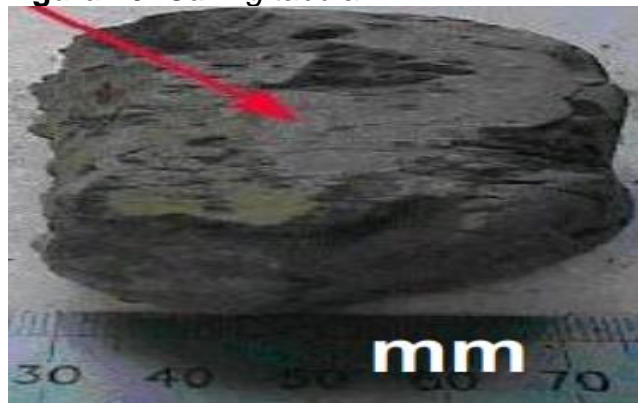
Los *cavings*, según Palencia *et al*⁶⁸ son cualquier tipo de derrumbes de roca ocasionados durante la perforación los cuales son llevados a superficie gracias al arrastre del lodo, producto de la inestabilidad presente en las paredes del pozo. La morfología de estos fragmentos puede indicar la presencia de zonas sobrepresurizadas o con presiones anormales, tal como es el caso de zonas en donde la presión de poro excede la presión ejercida por el lodo, en dichos casos se observa el desprendimiento de fragmentos de *shale* poco permeables, con una forma alargada, delgada y muy angular.

⁶⁸ PALENCIA, M., *et al*. Análisis de las condiciones de falla que generan los breakouts y la morfología de *cavings* asociada a este tipo de falla. Bogotá, Colombia: ACIPET, 2017.

El análisis de la morfología de cada uno de estos *cavings* es de gran importancia ya que es un indicativo primario del régimen de esfuerzos actuante en el pozo sobre la formación; usualmente, los *cavings* usados para la evaluación de la estabilidad de pozo y posterior análisis de esfuerzos incidentes en el pozo son según su forma angular, tabular o astillada (*splintered*).

3.2.2.1 *Cavings* tabulares o laminados. Poseen caras planas y paralelas. Generalmente son producto de la preexistencia de planos de debilidad y/o fracturas naturales, por ende, su existencia se traduce en una formación naturalmente fracturada. Ver Figura 40.

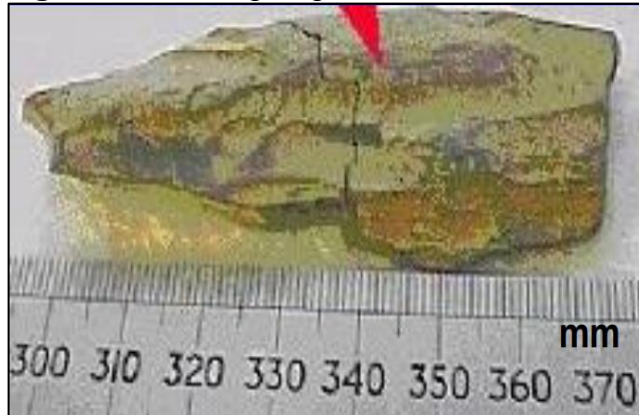
Figura 40. *Caving* tabular.



Fuente: OSISANYA, Samuel. Practical Approach to Solving Wellbore Instability Problems. En: Distinguished Lecturer Program.(2012). Society of Petroleum Engineers, 2012. p. 41-42.

3.2.2.2 *Cavings* angulares o blocosos. Son *cavings* con varias caras curvas e irregulares, con textura rugosa. Sus superficies se intersecan con ángulos agudos (menores a 90°). Se presentan en zonas en donde la concentración de esfuerzos supera al esfuerzo compresivo, dando formación a fallas por cizalla. Se producen por consecuencia de los *breakouts*. Ver Figura 41.

Figura 41. Caving angular.

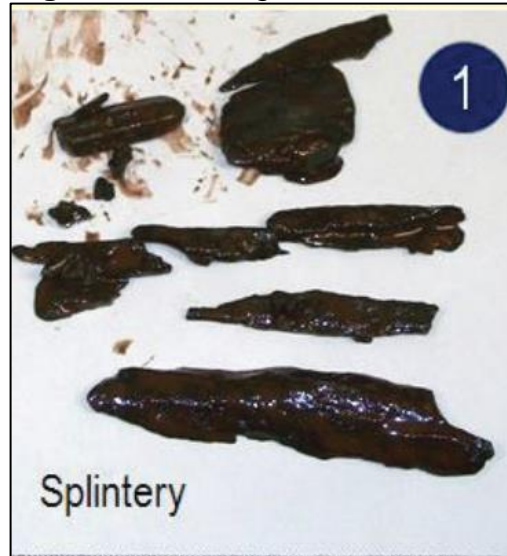


Fuente: OSISANYA, Samuel. Practical Approach to Solving Wellbore Instability Problems. En: Distinguished Lecturer Program.(2012). Society of Petroleum Engineers, 2012. p. 41-42.

3.2.2.3 Cavings astillados o splintered. Según Palencia *et al*⁶⁹ los *cavings* astillados poseen una morfología elongada, laminada y cóncava. Se producen en zonas sobrepresionadas las cuales están en condiciones de sobrebalance, esto es cuando la presión ejercida por el lodo de perforación excede a la presión de formación. Este tipo de *cavings* se da en *shales* de baja permeabilidad los cuales se desprenden debido al fallamiento por tensión que se produce en la roca. Ver Figura 42

⁶⁹ PALENCIA. Op. Cit., p. 10

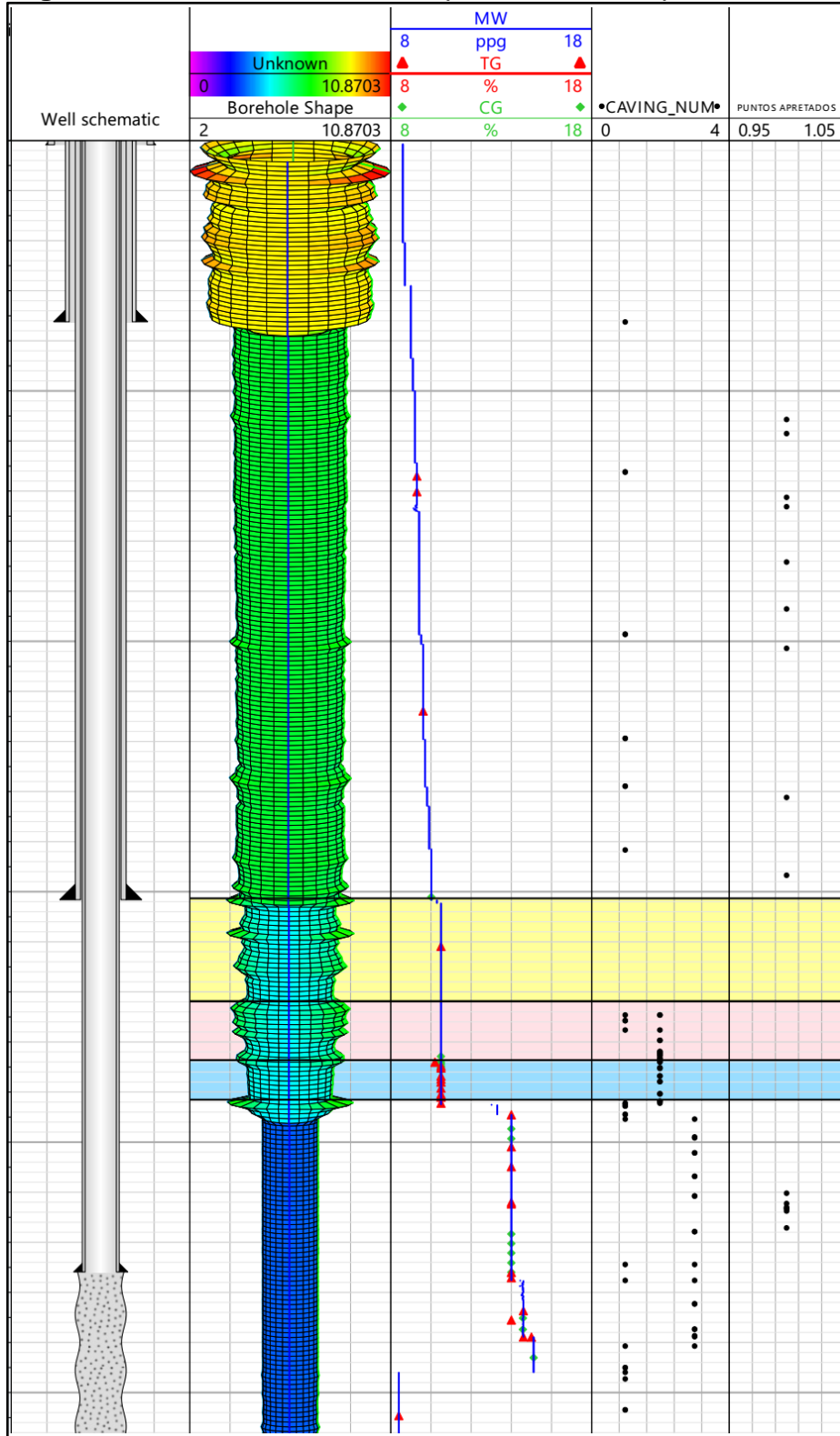
Figura 42. Cavings astillados.



Fuente: KUMAR, D.; ANSARI, S. and WANG, S. Real-time Wellbore Stability Analysis: An Observation from Cavings at Shale Shakers ; :Singapore: Search and Discovery Article, 2012.

En la Figura 43 se pueden observar los eventos de perforación obtenidos en el pozo CAFE-1.

Figura 43. Resultados obtenidos para eventos de perforación.



Fuente: Elaboración propia.

3.3 ESTRATIGRAFÍA MECÁNICA

Es importante determinar la composición mineralógica de la matriz de las rocas (arcillosa, silícea y carbonatos) circundantes a la formación a fracturar y de la misma formación pues de esta depende el comportamiento de la fractura al llegar al límite de las formaciones; esto en los yacimientos no convencionales como en los convencionales. Es necesario el conocimiento de estos debido a que la fractura debe quedar contenida en la sección escogida y por ningún motivo puede exceder estos límites pre-establecidos.

Según Zoback *et al*⁷⁰, una roca con composición mineralógica arcillosa posee un módulo de Young inferior al de una roca de composición silícea o de carbonatos lo que no permitiría la extensión de la fractura en este intervalo; ésta siendo la situación ideal pues hay una contención natural de la fractura por matriz o esfuerzos. Si se llegase a fracturar una formación con mineralogía en el estado dúctil de los materiales, el resultado final del fracturamiento sería una fractura con propante, pero con permeabilidad similar a la inicial pues la roca se deforma de tal modo que el espacio poral entre los granos del propante es sellado por la roca.

Es de suma importancia la obtención de las propiedades elásticas pues al querer fracturar cierto intervalo de roca con magnitudes similares en módulos de elasticidad se complica la aplicación de la técnica pues se puede llegar a fracturar secciones que no son contempladas.

Como se ha venido mencionando en el transcurso de la construcción del modelo geomecánica, es importante caracterizar todo el pozo, teniendo en cuenta las formaciones que se atravesaron.

3.4 CALCULO DEL ESFUERZO DE SOBRECARGA

Es importante tener en cuenta que no todos los registros de pozo se corren a todas las secciones del mismo lo que ocasiona, que haya propiedades que no se miden en ciertas zonas. Por lo tanto, estas propiedades deben ser estimadas mediante el uso de correlaciones matemáticas y así generar valores sintéticos, de los cuales dependen futuras propiedades y procedimientos en la construcción del modelo geomecánico 1D.

Para el cálculo del esfuerzo de sobrecarga (S_V o σ_V), se debe integrar las densidades de roca, desde superficie, hasta la profundidad requerida, como se mencionó anteriormente.

⁷⁰ ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. paperback ed. ed. Cambridge Cambridge Univ. Press, 2010

Con un análisis de los registros de densidad (RHOB) se comprobó que el pozo CAFE-1 carecía de esta medición desde superficie hasta una profundidad de 1816 pies, por ende, como ya se había mencionado se tuvieron que generar valores sintéticos pues sin estos no se podría realizar el respectivo cálculo:

➤ **Estimación de los valores faltantes de densidad sin registro sísmico de ningún tipo.**

Debido a la falta de registros sísmico que permita la aplicación de correlaciones que den como resultado la obtención del valor de densidad, se realiza una interpolación con la Ecuación 24 teniendo en cuenta tres puntos A, B, y C (Cuadro 4). Esta interpolación tiene en cuenta como valor esencial la densidad del lodo a la TVD. El método realiza una extrapolación exponencial a cada profundidad TVD establecida a partir de tres puntos, inicial, punto medio y un punto final el cual debe estar contenido en los datos existentes

Ecuación 24. Extrapolación de la densidad de formación.

$$\rho_{extrapolada} = \rho_m + A_0 \times (TVD - AirGap - WaterDepth)^\alpha$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

Donde:

ρ_m : densidad de lodo.

A_0 : parámetro de ajuste.

α : parámetro de ajuste.

Cuadro 4. Puntos escogidos para ajuste de datos mediante interpolación.

Puntos	Profundidad (m)	Densidad (g/cm3)
A	0	1.85
B	37	2.1
C	3285	2.6

Fuente: Elaboración propia

➤ **Estimación de los valores faltante de densidad para secciones con registros sísmicos.**

Para este caso se usó la relación de Gardner *et al*⁷¹ la cual relaciona la densidad de roca con la velocidad de onda acústicas compresivas (V_p); esta proviene del

⁷¹ GARDNER, G. H. F. FORMATION VELOCITY AND DENSITY—THE DIAGNOSTIC BASICS FOR STRATIGRAPHIC TRAPS. En: GEOPHYSICS. Dec.vol. 39, no. 6, p. 770

registro acústico de onda compresiva. La relación entre estas se puede apreciar en la Ecuación 25.

Ecuación 25. Correlación de Gardner para densidad de formación.

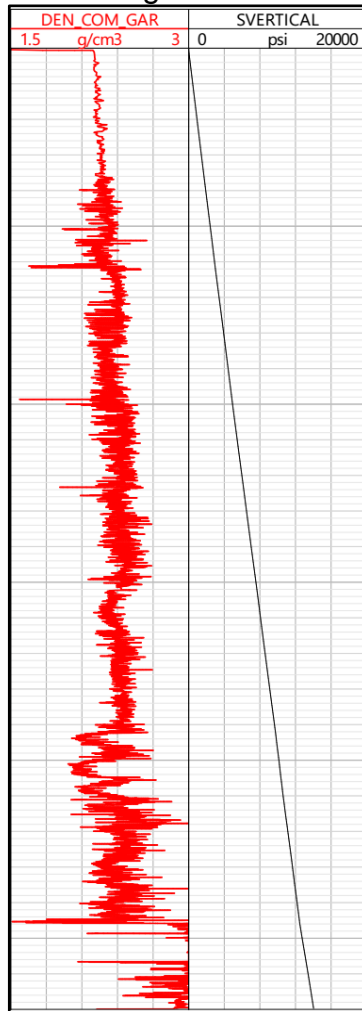
$$\rho = \alpha V_p^\beta$$

Fuente: GARDNER, G. H. F. FORMATION VELOCITY AND DENSITY—THE DIAGNOSTIC BASICS FOR STRATIGRAPHIC TRAPS. En: GEOPHYSICS. Dec.vol. 39, no. 6, p. 770

Donde ρ es la densidad de la roca dada en g/cm³, V_p es la velocidad de la onda compresiva dada en ft/m, $\alpha = 0.580815$ y $\beta = 0.147655$. Los coeficientes α y β son variados según sea la necesidad, esto con el fin de obtener un mejor acople de la densidad generada con el perfil obtenido directamente por la toma del registro.

La Figura 44 muestra el resultado final de la curva de densidad con la integración de datos sintéticos y los obtenidos por registros.

Figura 44. Densidad de formación y esfuerzo de sobrecarga.



Fuente: Elaboración propia

Finalmente se obtienen los datos de esfuerzo de sobrecarga a un punto dado de profundidad. Al encontrar estas presiones se puede generar la curva de gradiente de esfuerzo de sobrecarga también conocido como gradiente de formación (ver Figura 46) el cual indica el aumento de presión en la formación al aumentar un pie en profundidad. Es importante conocer este valor pues constituye una de las curvas límites en la ventana del lodo de perforación, además, que determinara el régimen de esfuerzo presente y el tipo de fractura a generar. Este valor no toma relevancia sino hasta la evaluación del régimen de esfuerzos. El gradiente de esfuerzo de sobrecarga (o de formación) para el pozo CAFE-1 está dado por la Ecuación 26.

Ecuación 26. Gradiente de esfuerzo de sobrecarga.

$$\frac{\sigma_v}{h} = \frac{\sigma_v}{TVD}$$

Fuente: BOURGOYNE, Adam T.; MILLHEIM, K. and CHENEVERT, M. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 1986. 253 p. ISBN 9781555630010.

Donde

$\frac{\sigma_v}{h}$: Gradiente de esfuerzo de sobrecarga (psia/ft).

σ_v : Esfuerzo de sobrecarga (psia).

TVD : Profundidad vertical (ft).

Aplicando la Ecuación 26, se pudo encontrar que el gradiente de esfuerzo de sobrecarga para la sección de interés fue de 1.014 psi/ft.

3.5 CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO

Como se mencionó en el capítulo anterior, la presión de poro es la presión que ejercen los fluidos que se encuentran contenidos dentro del espacio poral de una roca. Esta presión se considera un parámetro que se debe conocer previamente a las operaciones de perforación debido a que se requiere de una presión opuesta que contrarreste a la presión de poro con el fin de evitar injuntos. Esta presión opuesta se consigue mediante el uso de un fluido de densidad conocida, el cual debe tener una densidad de circulación (ECD por sus siglas en inglés) que ejerza una presión comprendida entre la presión de poro de formación y la presión de fractura, esto es también conocido como ventana de perforación.

Por el motivo anteriormente mencionado se hizo un seguimiento de los datos de densidades de lodo utilizadas junto con el análisis de los eventos de perforación ocurridos, como lo son las profundidades en las que hubo pérdidas de fluido de perforación o se produjo gas de conexión, de formación y de viaje. También, se evalúan los momentos donde ocurrió una patada o un descontrol del pozo, puntos apretados y así mismo, los puntos a los cuales se presentaron derrumbes o *cavings* tipo *splintered dado* que como se mencionó anteriormente son indicadores de sobrepresión en la formación.

Para la generación de los valores de presión de poro se tuvo que determinar en primer lugar una línea de tendencia de compactación normal (NCTL por sus siglas en inglés) con la cual se puede comparar el comportamiento que tienen los datos obtenidos por el registro sísmico compresivo con los esperados o ideales. Según

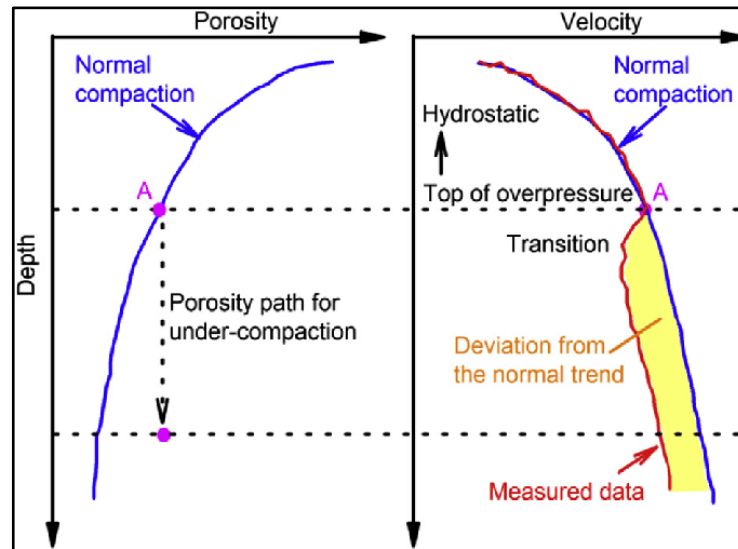
Bourgoyne *et al*⁷², se puede usar la NCTL para distinguir dos tipos de formaciones en función de la presión de poro existente:

- Formaciones normalmente presionadas: la porosidad sigue una tendencia lineal decreciente proporcional a la línea de compactación generada. Este comportamiento determina una presión de poro normal a la profundidad donde se tiene este comportamiento.
- Formaciones anormalmente presionadas: la porosidad (o una propiedad que depende de esta) no sigue la tendencia lineal decreciente del comportamiento normal de la compactación, sino que toma valores de porosidad mayores a los esperados. Este comportamiento indica una sobrepresión ocasionada por una mayor acumulación de fluido en las interconexiones granulométricas de la roca.

Según lo anterior, se tiene que la línea de tendencia normal de compactación viene dada tal como se muestra en la Figura 45. En el presente trabajo se trabajó con dos líneas de tendencia de compactación distintas debido a la presencia de la discontinuidad del Eoceno, evento geológico que soporta la utilización de dos tendencias de compactación distintas. Por lo tanto, en la discontinuidad del Eoceno cambian de tendencia.

⁷² BOURGOYNE, Adam T.; MILLHEIM, K. and CHENEVERT, M. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 1986. 253 p. ISBN 9781555630010.

Figura 45. Ejemplo de línea de tendencia normal de compactación para un registro de porosidad y otro de velocidad.



Fuente: WANG, Zizhen and WANG, Ruihe. Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: Current status, challenges and way ahead. 2015.

Del mismo modo, cualquier medida que refleje un cambio en la tendencia normal de la porosidad, puede ser usada para detectar presiones de formación anormal. Estas medidas o parámetros dependientes de la porosidad pueden ser registros acústicos o resistivos que deben ser graficados en función de la profundidad.

En la elaboración de este trabajo se identificaron los intervalos con composición matricial mayormente de arcilla, debido a que en este tipo de litología poseen una alta porosidad con permeabilidad por debajo de los milidarcys, lo cual, genera zonas de sobrepresión. Por otro lado, se consideró que en las zonas en las cuales la litología correspondía a formaciones no arcillosas, es decir, formaciones con predominancia arenosa, la presión sería cercana a la presión hidrostática debido a que estas formaciones no se ven afectadas por la poro-elasticidad debido a que cuentan con permeabilidades altas permitiendo que al momento de la compactación los fluidos contenidos en la roca se puedan movilizar.

Ahora bien, para la predicción de la presión de poro en el pozo CAFE-1 se escogió el método elaborado por Eaton⁷³ el cual es el más usado en la industria para los yacimientos no convencionales, dada la facilidad y efectividad para la predicción de este parámetro, el cual estima la presión de poro (P_p) a partir de datos de

⁷³ EATON, Ben A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. : Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1975.

velocidad (slowness) o medidas de resistividades tomados de registros de pozo a través de una correlación empírica realizada a partir de la línea de tendencia normal de compactación. Para el cálculo de la presión de poro (P_p) se tiene la Ecuación 27.

Ecuación 27. Presión de poro mediante el método de Eaton.

$$P_p = S_v - (S_v - P_{hyd}) \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{log}} \right)^{2.1}$$

Fuente: EATON, Ben A. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs: Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1975.

Donde:

P_p : gradiente de presión de poro (Psi/ft)

S_v : gradiente de presión de sobrecarga (Psi/ft)

P_{hyd} : gradiente de presión hidrostática (Psi/ft)

ΔT_n : velocidad de onda normal (μ s/ft)

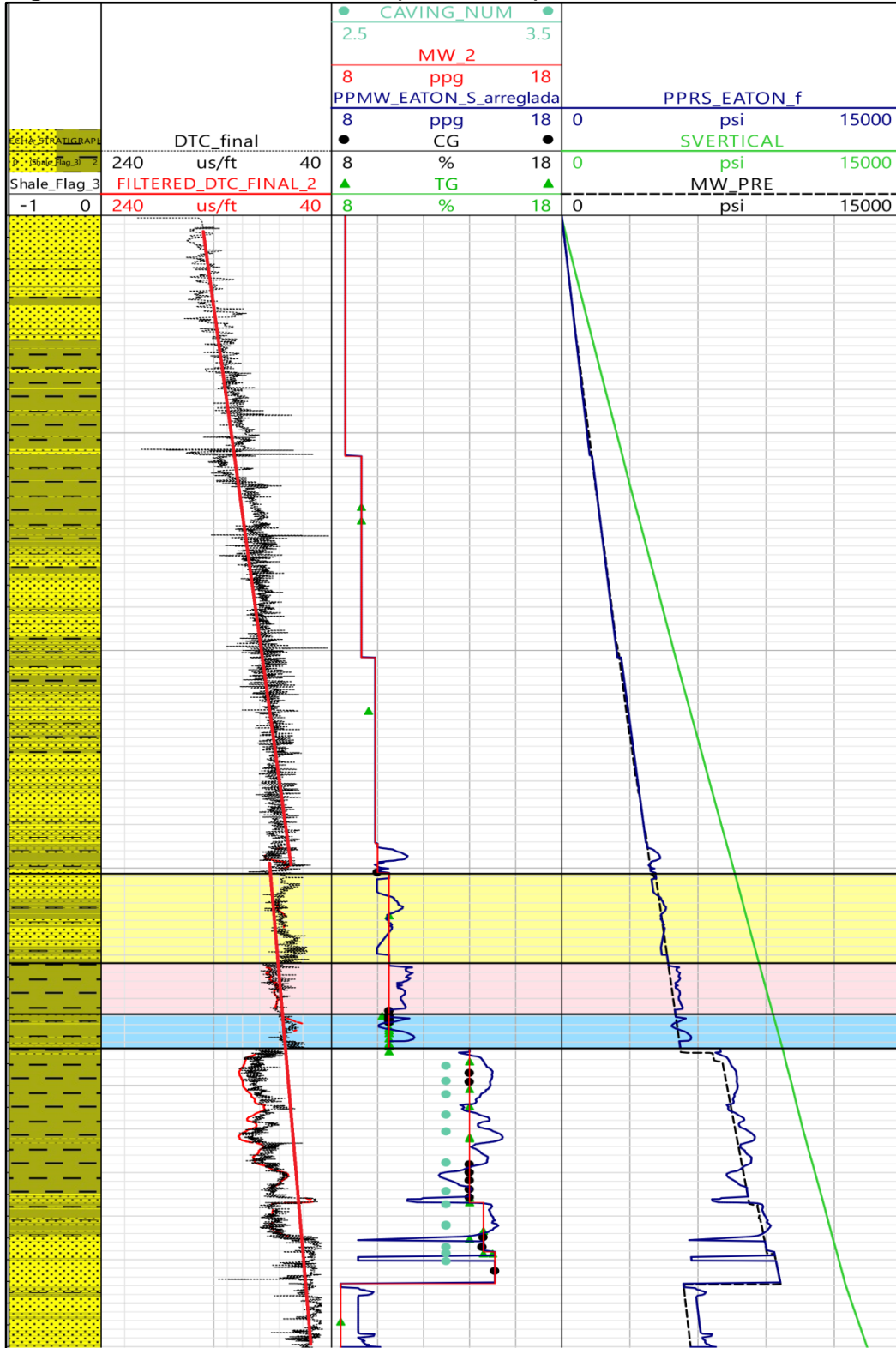
ΔT_{log} : velocidad de onda medida (μ s/ft)

Al determinar la presión de poro presente en la formación, se calcula el esfuerzo efectivo (σ_e) el cual, como se había mencionado anteriormente, es el esfuerzo real que soportan los granos que conforman la roca.

Los resultados obtenidos en la presión de poro fueron los que se presentan en la Figura 46. Estos resultados no fueron del todo los esperados debido a que en el informe de la EIA⁷⁴ del año 2015 para el norte de Suramérica se señala que en el año 2012 Canacol Energy Ltd perforó el pozo vertical Mono Araña-1 en el bloque VMM2 el cual tenía como objetivo las formaciones La Luna y Tablazo. Este pozo al llegar a la Formación La Luna tuvo problemas de influjos, los cuales, fueron controlados con un peso de lodo de 16 ppg a una profundidad de 9200 Ft, lo cual indicaría que la formación tendría una sobre presurización con un gradiente de aproximadamente 0.82 psi/ft; mientras los obtenidos en esta sección de la Formación La Luna fue de 0.45 psi/ft.

⁷⁴ EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. : Washington, DC: U.S Department of Energy, 2015.

Figura 46. Resultado final de la presión de poro calculada.



Fuente: Elaboración propia

3.5.1 Predicción del gradiente de fractura. Para este trabajo, se adoptó el método de Eaton, el cual relaciona el gradiente de presión de fractura con el gradiente de esfuerzo de sobrecarga, la razón de Poisson y el gradiente de presión de poro tal como se ve en la Ecuación 28.

Ecuación 28. Gradiente de fractura.

$$FG = \frac{\nu}{1-\nu} (OBG - Pp) + Pp$$

Fuente: ECONOMIDES, Michael J. and MARTIN, Tony. ; Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007. 122 p.

Donde ν corresponde a la razón de Poisson efectiva en *shales*. Este parámetro puede ser calculado en la ausencia de datos de *leak off test*, mediante la aplicación de dos relaciones analíticas en función de la profundidad halladas por Eaton *et al*⁷⁵.

Por encima de 4999 pies se utilizó la Ecuación 29.

Ecuación 29. Razón de Poisson por encima de 4999 ft.

$$\nu = -7.5 * 10^{-9} \times TVD^2 + 8.0214286 \times 10^{-5} \times TVD + 0.2007142857$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

Por debajo de 5000 pies se utilizó la Ecuación 30.

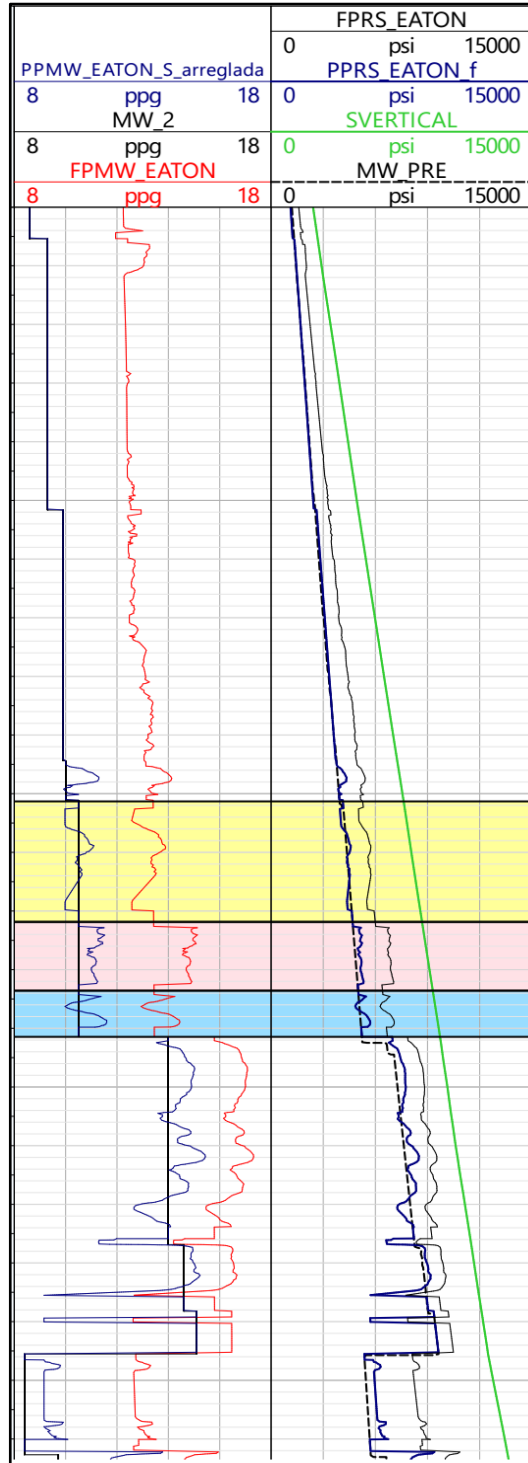
Ecuación 30. Razón de Poisson por debajo de 5000 ft.

$$\nu = 1.77258 * 10^{-10} \times TVD^2 - 9.4748424 \times 10^{-6} \times TVD + 0.3724340861$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

⁷⁵ EATON, Ben A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. : Society of Petroleum Engineers, 1969.

Figura 47. Resultado gradiente de fractura



Fuente: Elaboración propia

3.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS

Para el cálculo de las propiedades elásticas, se usó un modelo sísmico que relaciona los módulos dinámicos con los registros sísmicos y de densidad.

Dada la asunción de una formación isotrópica, elástica y homogénea, se pueden calcular los módulos de corte y volumétrico, ambos dinámicos con las ecuaciones 31 y 32.

Ecuación 31. Modulo de corte dinámico.

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{cizalla})^2}$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

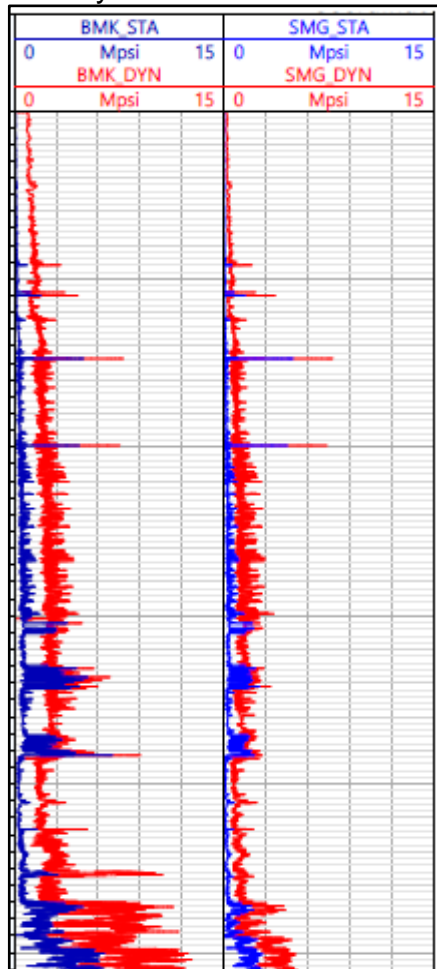
Ecuación 32. Modulo volumétrico dinámico.

$$K_{dyn} = (13474.45) * \rho_b * \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} (G_{dyn})$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

Los resultados de estos dos módulos elásticos se observan en la Figura 48

Figura 48. Resultados obtenidos para el modulo de corte y volmétrico.



Fuente: elaboración propia

Para el cálculo del módulo de Young en estado dinámico se hizo uso de la Ecuación 33 la cual utiliza los módulos de corte G_{dyn} y volumétrico K_{dyn} :

Ecuación 33. Módulo de Young en estado dinámico

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3K_{dyn}}$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

Se consideraron estos datos obtenidos en estado dinámico y en orientación vertical, los cuales no corresponden a resultados de pruebas destructivas de núcleos.

Para la razón de Poisson se utilizó la ecuación 34.

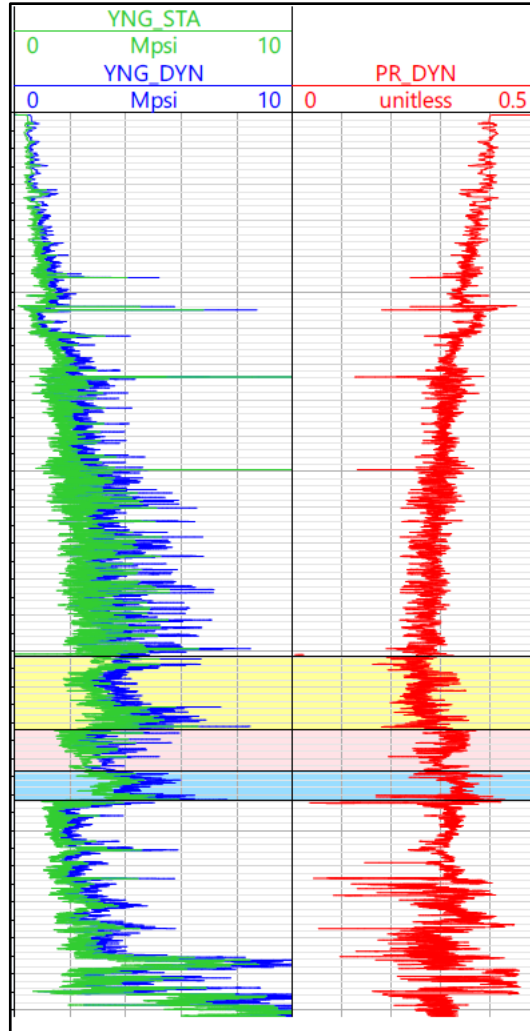
Ecuación 34. Razón de Poisson en estado dinámico.

$$v_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

Fuente: SCHLUMBERGER. TECHLOG. V. 2015

Se procedió a calcular los datos estáticos para estos módulos elásticos, los cuales, a partir del análisis entre las pruebas destructivas de laboratorio y los registros en otras zonas de la formación se determinó que el valor promedio de los módulos elásticos es 0.7 veces menor al dato dinámico. Para los datos de la razón de Poisson se determinó que los datos estáticos eran los mismos que los dinámicos pues no existe una expresión teórica que correlacione los dos tipos de datos, por ende, los valores estáticos son los mismos que los dinámicos. La Figura 49 proporciona los resultados obtenidos para los módulos de Young dinámicos y estáticos y la razón de Poisson.

Figura 49. Resultados obtenidos para el módulo de Young y la razón de Poisson en estado dinámico y estático.



Fuente: Elaboración propia

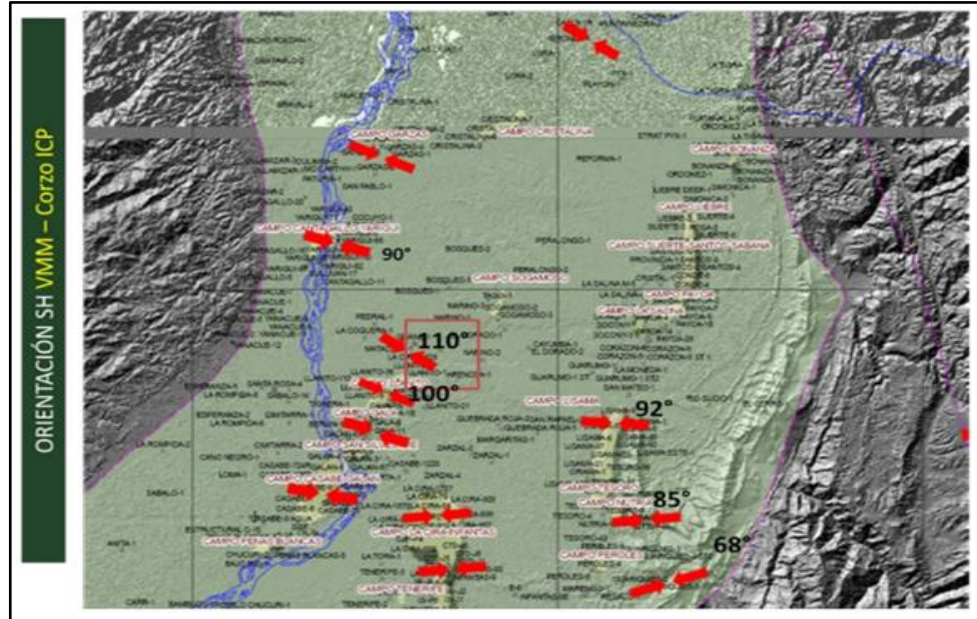
3.7 ESTIMACIÓN DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES

Debido a que no se contó con los registros de imagen de pozo o caliper orientado no se pudo determinar el azimut de los esfuerzos. Sin embargo, Cortes⁷⁶ presenta un mapa en el cual a partir de los registros de imágenes se identificaron *breakouts* en diferentes pozos determinando la dirección del esfuerzo máximo horizontal de una sección del Valle Medio del Magdalena. Las flechas rojas indican la dirección

⁷⁶ CORTES GÓMEZ, Diana Marcela. Estimación de densidad y tendencia de las fracturas utilizando ondas P. 2012.

del esfuerzo máximo horizontal en algunos casos se presenta con su azimuth respectivo. Ver Figura 50.

Figura 50. Dirección del esfuerzo máximo horizontal en la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

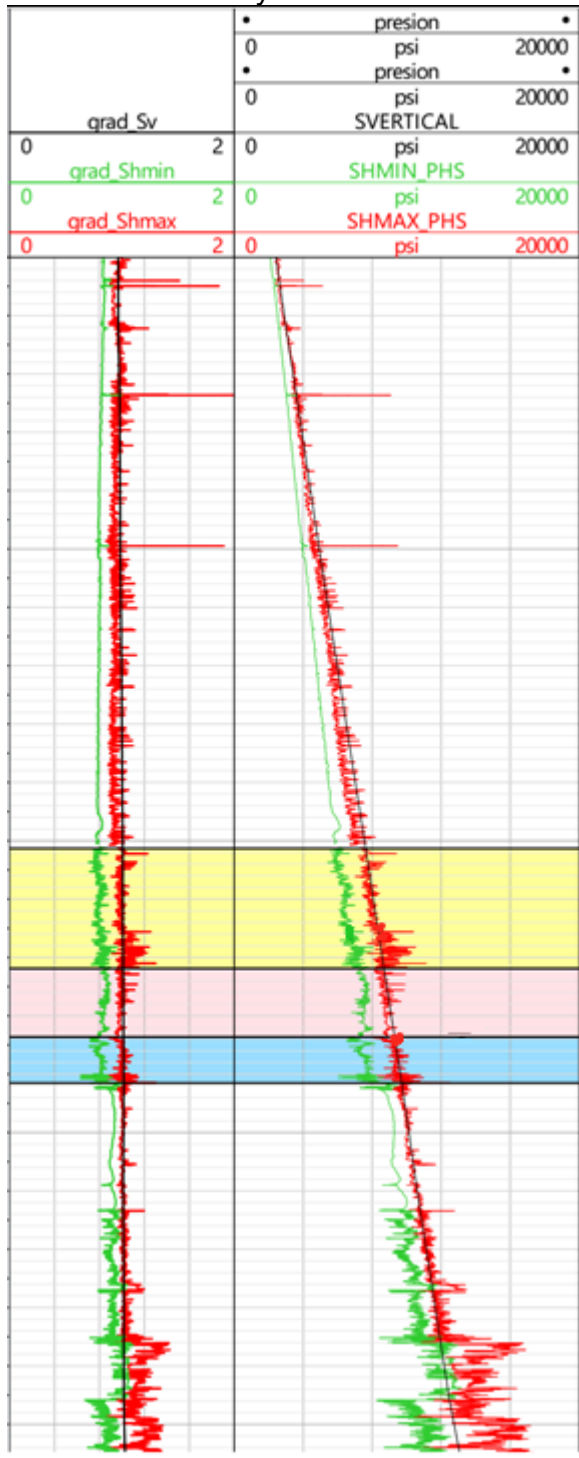


Fuente: CORTES GÓMEZ, Diana Marcela. Estimación de densidad y tendencia de las fracturas utilizando ondas P. 2012.

Para este trabajo la orientación del esfuerzo máximo horizontal será considerado en un intervalo de 110° a 120° ; lo que indica una orientación de esfuerzo mínimo de 20° a 30° teniendo en cuenta que estos dos esfuerzos son ortogonales entre sí.

Para el cálculo de los esfuerzos mínimo y máximo horizontales se aplicó las ecuaciones 3 y 4 respectivamente, las cuales representan el modelo de deformación poroelástico de la roca. Los resultados obtenidos para los esfuerzos máximos y mínimos horizontales con sus respectivos gradientes de presión en el pozo CAFE-1 se pueden observar en la Figura 51.

Figura 51. Resultados obtenidos para el esfuerzo mínimo y máximo horizontales.



Fuente: Elaboración propia.

3.8 ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES DE RESISTENCIA DE LA ROCA

Para la determinación de la resistencia de la roca se realizó el cálculo teórico del UCS y de la resistencia tensil.

Para la obtención de los datos pertenecientes a la resistencia a la compresión uniaxial teórica se utilizó la correlación generada por Coates y Denoo⁷⁷ la cual se expresa en la ecuación 35.

Ecuación 35. Resistencia a la compresión uniaxial.

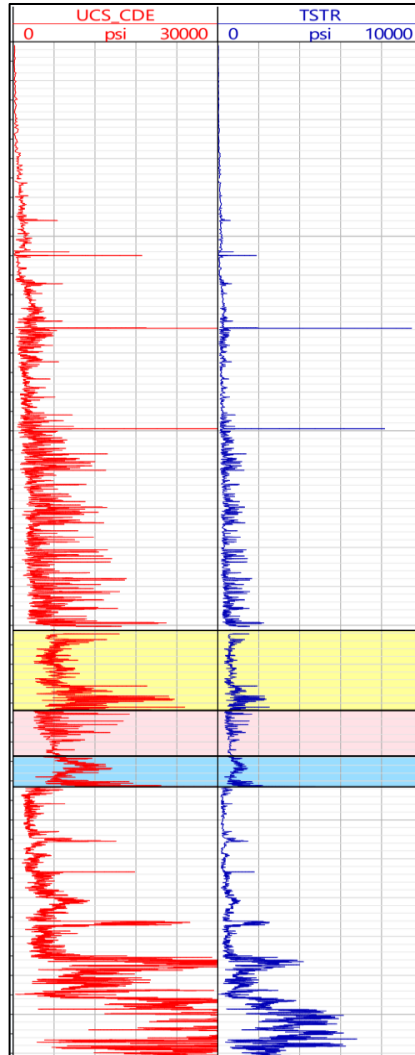
$$C_0 = 0.0866 \times \frac{E_{dyn}}{C_{dyn}} (0.008V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh}))$$

Fuente: DENOO, S. A. and COATES, George R. Mechanical Properties Program Using Borehole Analysis And Mohr's Circle. SPWLA, 1981.

Los resultados para las propiedades de resistencia de roca se pueden observar en la Figura 52.

⁷⁷ DENOO, S. A. and COATES, George R. Mechanical Properties Program Using Borehole Analysis And Mohr's Circle. SPWLA, 1981.

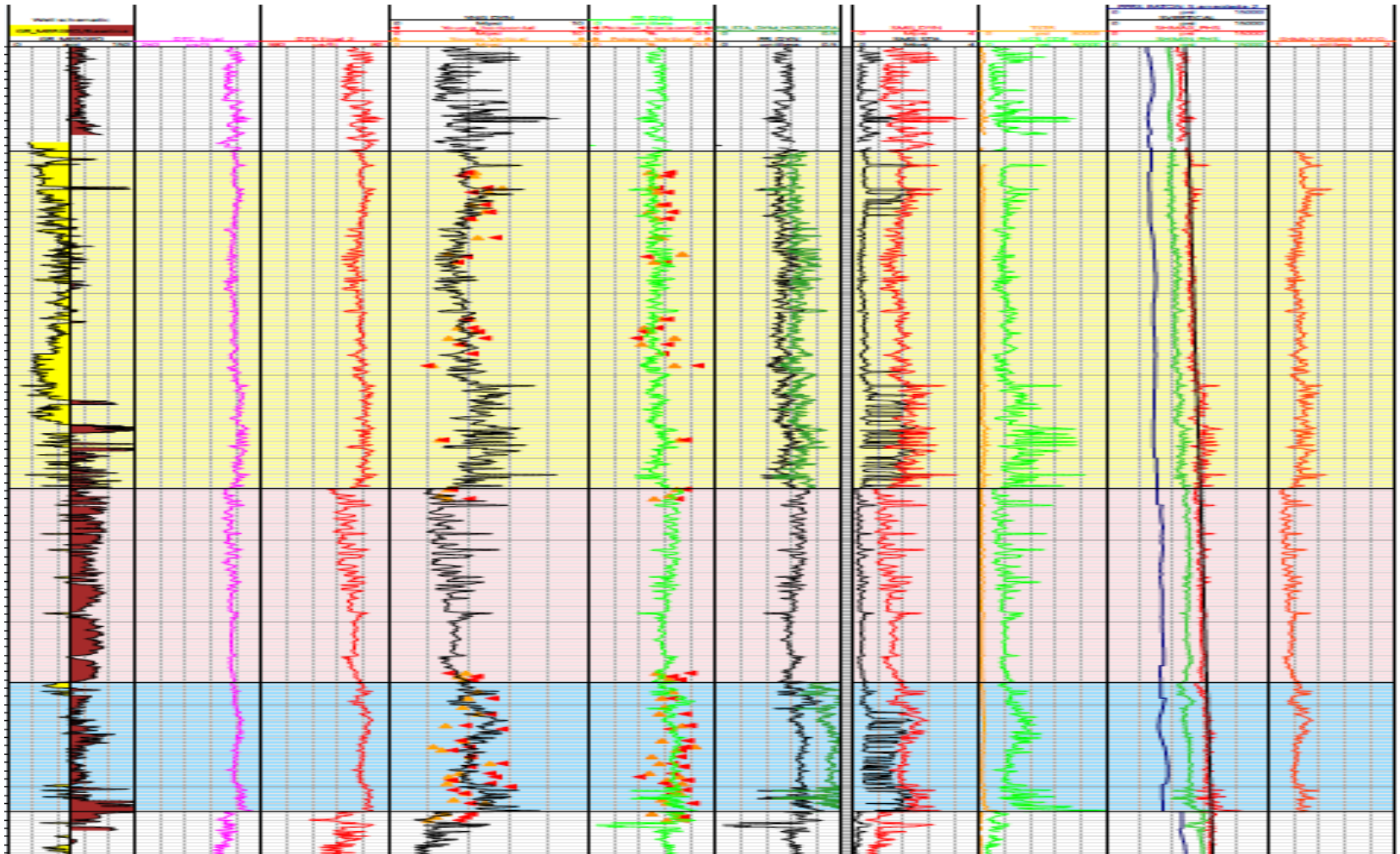
Figura 52. Resultados obtenidos para las propiedades de resistencia de roca.



Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, los resultados obtenidos para el modelo geomecánico elaborado en el pozo CAFE-1 se observan en la Figura 53.

Figura 53. Modelo geomecánico del pozo CAFE-1.



Fuente: Elaboración propia.

4. EVALUACION DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MASIVO EN LA FORMACION DE ESTUDIO MEDIANTE UNA SIMULACION ANALÍTICA

En este capítulo se presenta la descripción básica de los principales aspectos a tener en cuenta para la creación de un diseño de fractura con ayuda de la herramienta computacional Mfrac suministrada por la empresa Baker Hughes, a GE Company. Se considerará un diseño operativo poco complejo de fracturamiento para posteriormente ser usado en la simulación de la generación de fractura, a partir de esta simulación, se realizará el análisis del desempeño de una fractura hidráulica inducida según sean las condiciones geomecánicas y geológicas de la formación. Se espera que el resultado de la simulación coincida con lo descrito en la teoría.

4.1 SIMULACIÓN ANALITICA DE UNA FRACTURA

Con el fin de escoger las zonas de estudio a las cuales se les realizaría las simulaciones de fractura, se acudió a la data obtenida en el modelo geomecánico. Evaluando esta data, se seleccionaron ciertos intervalos los cuales poseían las mejores condiciones petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación de agua), geomecánicas (Módulos de Young, relación de Poisson, régimen de esfuerzos, anisotropía de esfuerzos horizontales) y geológicas (mineralógicas). Con esta caracterización, se determinaron los posibles intervalos candidatos a ser sometidos a la simulación de una operación de fracturamiento hidráulico. Del mismo modo, se determinaron los intervalos que poseían las condiciones menos propicias para la ejecución de la técnica de fracturamiento hidráulico. Esto con el fin de determinar la afectación en la geometría y productividad en la fractura hidráulica.

Para seleccionar las zonas a estimular digitalmente, se descartaron las zonas que tenían un régimen de esfuerzos inverso y las zonas con un porcentaje de minerales arcillosos mayor al 20%. Por esta razón, solo se considerará como posible candidato exitoso a una operación de fracturamiento hidráulico al miembro A debido a que su régimen de esfuerzo varía entre el régimen normal al rumbo deslizante, lo cual permitiría el desarrollo de fracturas verticales aumentando la cantidad de hidrocarburo a producir pues el área de contacto de la fractura con el pozo es mayor. Académicamente y con el fin de evaluar cómo sería la generación de fracturas en partes de la formación con condiciones geomecánicas poco favorables, se seleccionó un intervalo del miembro B el cual posee las peores condiciones geomecánicas.

Se caracterizaron las secciones del miembro A que tuviera un mayor porcentaje de matriz por minerales de calcio y sílice pues estos mejoran los índices de fracabilidad de la roca. Posterior a esto, se discretizaron las zonas con módulo de Young alto y razón de Poisson bajo. Finalmente, se consideraron las zonas con

mayor grado de variación anisotrópica en los esfuerzos horizontales. Teniendo las condiciones identificadas, se realizó la unión de las zonas y se seleccionaron los intervalos con todas las condiciones anteriormente mencionadas favorables; se tiene como resultado un intervalo en la parte superior del miembro A con un espesor de 27 ft. Del mismo modo se determinó las peores condiciones presentes en el miembro B con un espesor de 30ft. Las propiedades de las zonas a fracturar se ven en el Cuadro 5 a continuación.

Cuadro 5. Propiedades de los intervalos a fracturar.

	Intervalo	
Profundidad	7683-7710 ft.	8597-8627 ft.
Módulo de Young	4.965 MPa	2.329 MPa
Razón de Poisson	0.239	0.346
Esfuerzo mínimo horizontal	5992.483 psi	7384.827 psi
Anisotropía de esfuerzos	1.32	1.1
Porcentaje de arcilla	13 wt%	45 wt%

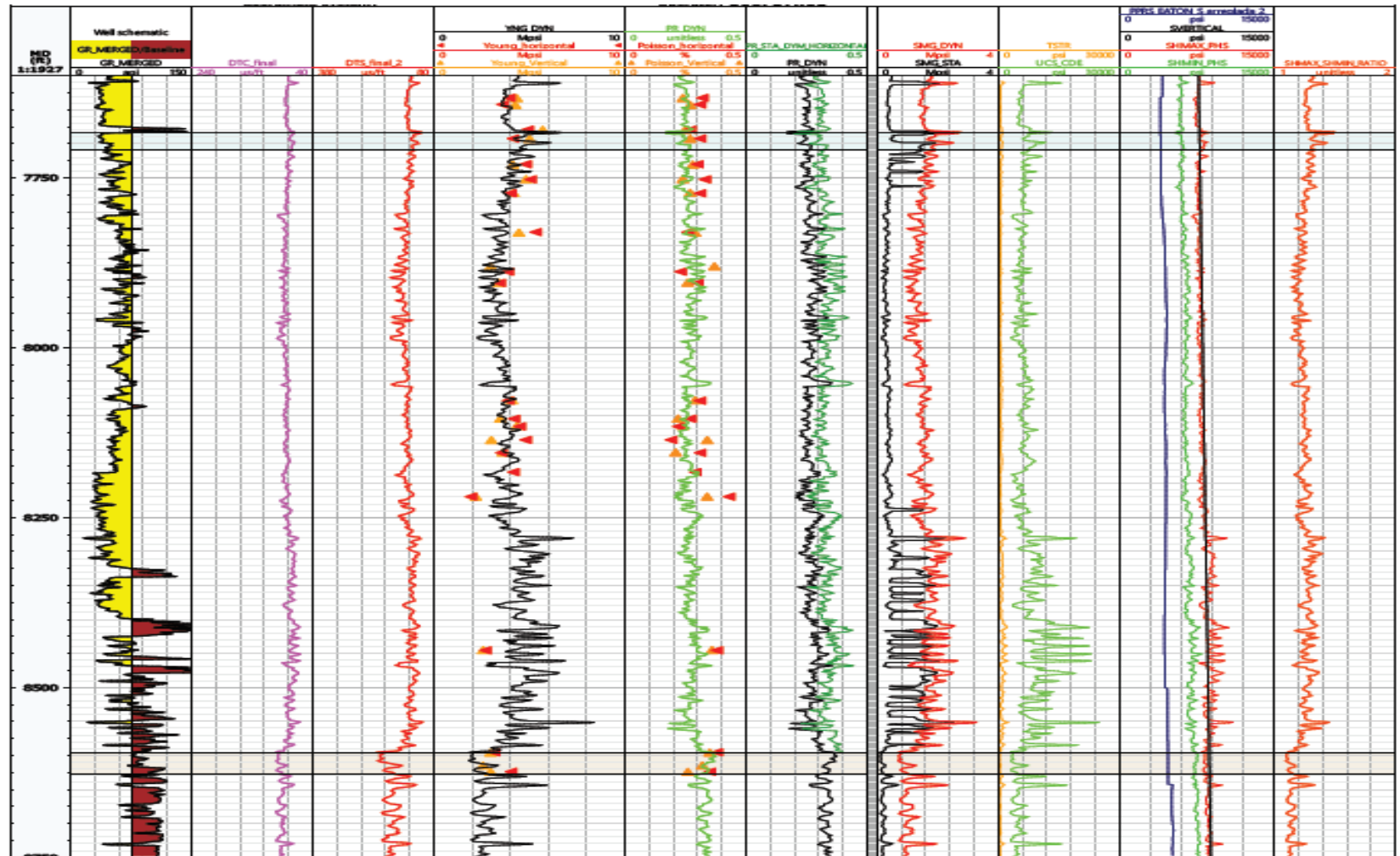
Fuente: Elaboración propia.

Se debe tener como consideración que los valores de propiedades geomecánicas en los dos intervalos seleccionados no son representativos a los valores reales del pozo CAFE-1.

En el modelo geomecánico elaborado para el pozo CAFE-1 (Figura 54) se pueden observar los dos intervalos seleccionados como candidatos para el modelamiento de las fracturas. La sección superior es la zona candidata a operaciones de fracturamiento siguiendo la metodología previamente mencionada.

El resultado de la conductividad de la fractura con respecto a las condiciones iniciales de permeabilidad del yacimiento (FDS) es de suma importancia para poder cuantificar la cantidad de fluido que se puede producir, además de la variación en las presiones de inyección y la geometría de las fracturas.

Figura 54. Zonas seleccionadas a simular



Fuente: Elaboración propia

4.1.1 Condiciones iniciales. Como consideraciones iniciales se tiene que la presión máxima de operación es de 8060 psi, la cual es una presión que no se debe sobrepasar pues la tubería a usar podría estallar.

4.1.1.1 Agente apuntalante. Para la correcta simulación de la fractura y la mayor aproximación a las condiciones reales, se seleccionaron dos tipos de propante para los miembros A y B: el primero de ellos corresponde al Liteprop 108, el cual es un propante ultra ligero con densidad semejante a la del agua, es utilizado para para optimizar el transporte del propante hacia el tope del pozo (las propiedades de este se presentan en el cuadro 6). EL segundo propante considera fue carbolita 20/40.

Cuadro 6. Propiedades Liteprop 108.

Propiedades típicas	
Gravedad específica	1.06 (g/cm ³)
Esfericidad / redondez	0.9/0.9
Mesh size	14/40

Fuente: Modificado por autores.
https://www.bhge.com/sites/default/files/2018-03/LiteProp-for-Sand-Control-Overview_Final.pdf

Es importante al momento de seleccionar un tipo de propante determinar el tamaño granulométrico, el cual es designado por el número de malla (*mesh size*). Entre más pequeño sea el tamaño del grano del propante, este va a poder alcanzar una mayor distancia a las fracturas generadas, las cuales, se encuentren a una distancia considerable del pozo, por esto se hace necesario que sea de baja densidad.

Por otro lado, el fluido fracturante seleccionado para la simulación tendrá la función de transportar el propante. Este será gel lineal para transportar la carbolita y agua inhibida para el liteprop. Ambas composiciones para ambos intervalos.

4.1.1.2 Fluidos de tratamiento

•**Gel lineal 20.** Según Benavides *et al*⁷⁸ el gel lineal es un tipo de fluido de tratamiento base agua altamente viscoso compuesto principalmente por diferentes tipos de polímeros que al entrar en contacto con el agua forman un gel con características óptimas para operaciones de fracturamiento. Comúnmente, para la elaboración de estos tipos de geles se utilizan polímeros como el almidón, carboximetil celulosa, goma xanthan y goma guar. Para la simulación se utilizó gel lineal compuesto por goma guar (carga polimérica de 20 lbs/1000 gls X) el cual es

⁷⁸ BENAVIDES, E., MARTÍN, J.D. Análisis conceptual de la tecnología de las estimulaciones hidráulicas masivas y su potencial aplicación en yacimientos no convencionales de shale en Colombia. Trabajo de grado. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2018. p.132.

usado para el desplazamiento de material propante en fracturas hidráulicas y como ventaja, reduce la fricción generada por el fluido y asimismo reduce los caballos de fuerza requeridos para completar la operación.

•**Slick water.** Al igual que el gel lineal 20, es un sistema de gel base agua compuesto principalmente por goma guar el cual es usado normalmente en operaciones de fracturamiento hidráulico con el fin de aumentar el caudal de bombeo.

El fluido de fracturamiento, como explica Benavides *et al*⁷⁹ está compuesto en mayor medida por arena y agua y ciertos químicos adicionales para reducir la fricción, la corrosión y el crecimiento bacteriano. En este caso, la concentración de agua equivale al 97% y la del agente apuntalante fue del 1%.

Con los resultados suministrados por Ecopetrol obtenidos durante las pruebas de fracturamiento realizadas al pozo CAFE-1 se pudo correlacionar el índice de productividad versus la masa de propante óptima a utilizar, la cual se encontró que podría estar entre 120000 a 150000 lbs.

Los resultados esperados a nivel general son los siguientes:

- Longitud de fractura: 300ft-400ft.
- Ancho promedio de empaquetamiento: 0.04 in.
- FCD (conductividad de fractura adimensional): 7.05-7.7.

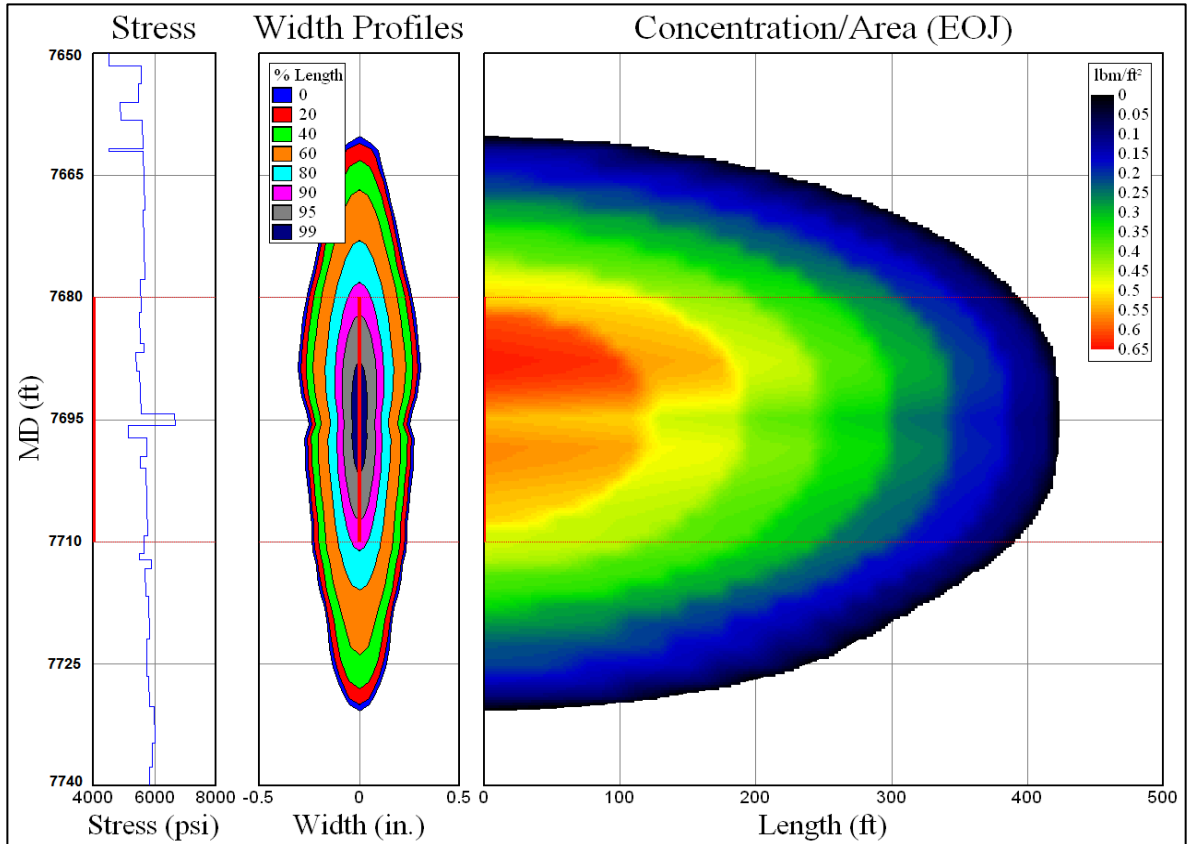
4.1.1.3 Condiciones operativas para el fracturamiento hidráulico

- Presión promedio en superficie: 6430 psi
- Presión máxima de operación: 8739 psi.
- Tasa máxima de bombeo: 100 BPM
- Volumen del Pad: basado en cada intervalo
- Masa del propante: 120000 a 150000 lbs.
- Tipo de propante: Liteprop 125 y Carbolita 20/40.
- Fluido de desplazamiento: Gel lineal 20.

4.1.2 Simulación de fractura en el intervalo 7683 ft- 7710 ft. Teniendo en cuenta los propantes y fluidos escogidos, así como la cantidad de los mismos a usar, se procede a realizar un ajuste con una simulación pseudo 3D, la cual se llevará a cabo con el software MFrac 2010 perteneciente a la compañía Baker Hughes. Los resultados fueron los siguientes:

⁷⁹ *Ibíd.*p.131.

Figura 55. Resultados de geometría de fractura simulada en el intervalo 8266-8366 ft.



Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro a continuación se puede ver el resumen de datos resultantes de esta simulación:

Cuadro 7. Geometría y propiedades de la fractura hidráulica simulada en el intervalo 7683-7710 ft:

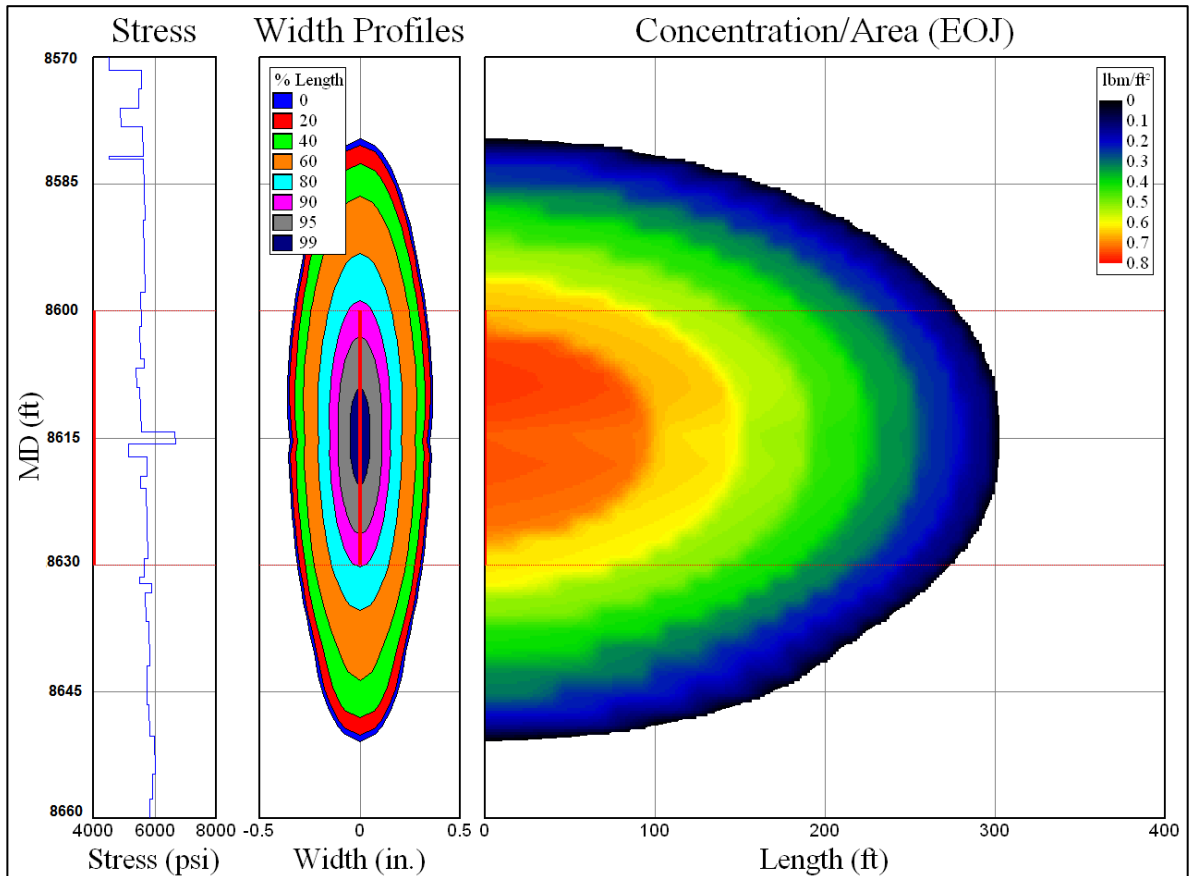
Parámetro	7683 - 7710 ft	Unidades
Longitud de fractura creada	421	ft
Longitud de fractura con propante	421	ft
Altura de fractura promedio	60	ft
Altura promedio -Pay zone con propante	50	ft
Ancho máximo a nivel de perforados	0.23	in.
Concentración de propante promedio	0.46	lbm/ft ²
Conductividad de fractura promedio	2193	mD-ft
Conductividad de fractura adimensional	114	
Permeabilidad de fractura promedio	250	darcy

Fuente: Elaboración propia.

4.1.3 Simulación de fractura en el intervalo 8597 ft-8627 ft:

Teniendo en cuenta que las propiedades mecánicas de las rocas se muestran favorables en el miembro B en el intervalo 8597-8627 ft y la anisotropía de esfuerzos se encuentra relativamente alta, se procede a realizar un ajuste con una simulación pseudo 3D en este intervalo.

Figura 56. Resultados de geometría de fractura simulada en el intervalo 8597-8627 ft.



Fuente: Elaboración propia.

En el cuadro a continuación se puede ver el resumen de datos resultantes de la simulación.

Cuadro 8. Geometría y propiedades de la estimulación hidráulica simulada.

Parámetro	8597-8627 ft	Unidades
Longitud de fractura creada	302	ft.
Longitud de fractura con propante	302	ft.
Altura de fractura promedio	30	ft.
Altura promedio -Pay zone con propante	26	ft.
Ancho máximo a nivel de perforados	0.64	in.
Concentración de propante promedio	0.43	lbm/ft ²
Conductividad de fractura promedio	1607	mD-ft
Conductividad de fractura adimensional	95	-
Permeabilidad de fractura promedio	168	Darcys

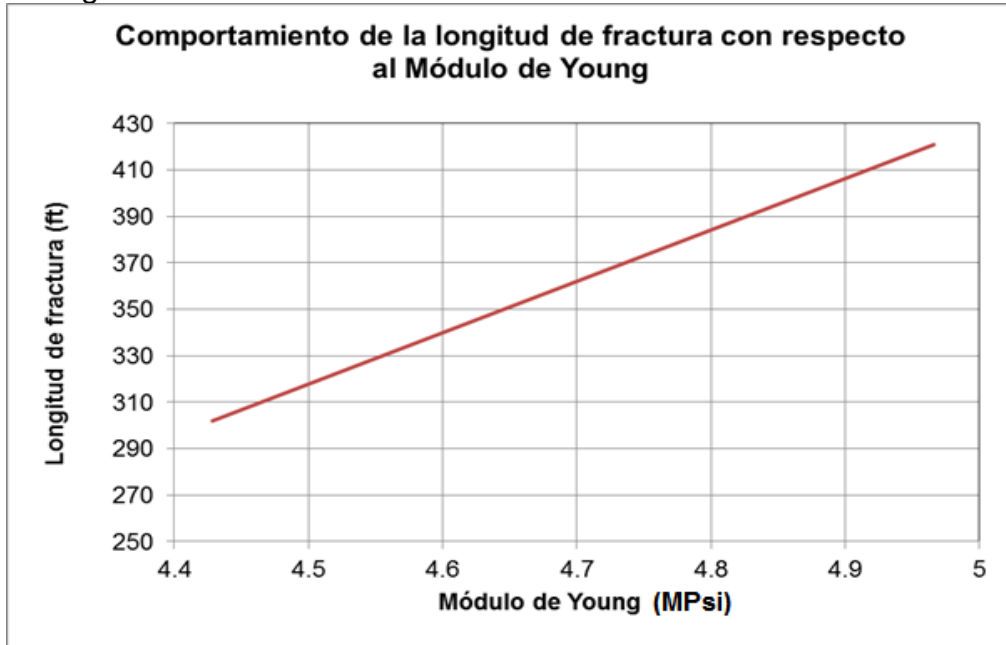
Fuente: Elaboración propia.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después de haber corrido las simulaciones, una para un intervalo con condiciones geomecánicas óptimas para el fracturamiento (miembro A) y otra para un intervalo con condiciones desfavorables (miembro B) se pudo ver claramente como la fractura hidráulica crece en mayor medida en el miembro A debido a sus propiedades.

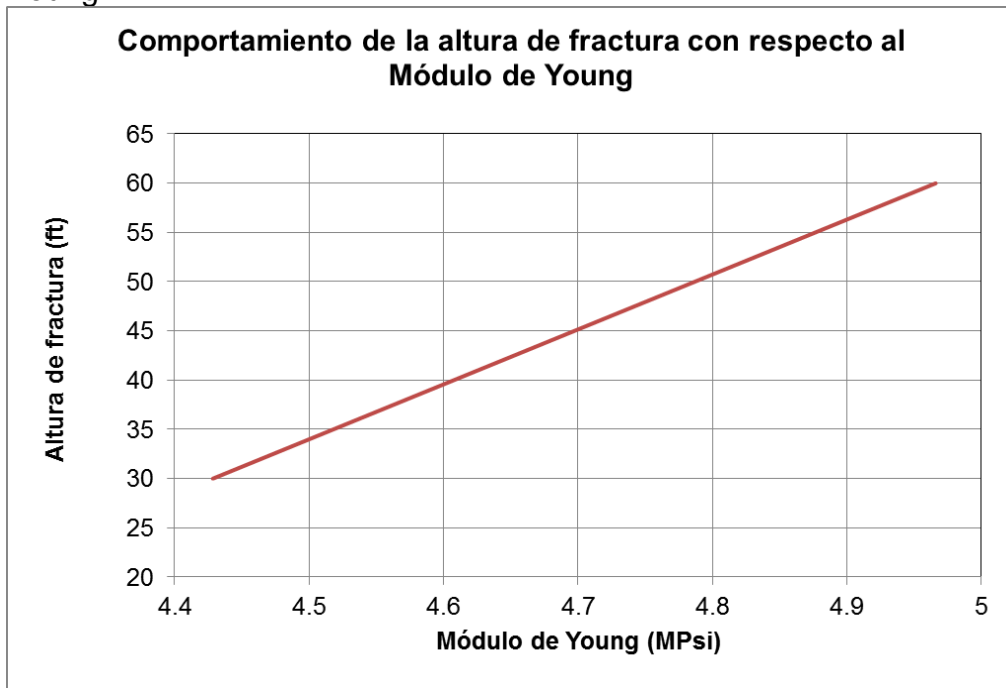
Por otro lado, se comprobó que debido a la mineralogía y a los bajos módulos de Young y alta razón de Poisson, la fractura no crece tanto en el miembro B. De la misma manera se ve que la conductividad y la permeabilidad de fractura después de realizado el fracturamiento son mucho menores en este miembro inferior.

Figura 57. Comportamiento de la longitud de fractura vs. módulo de Young.



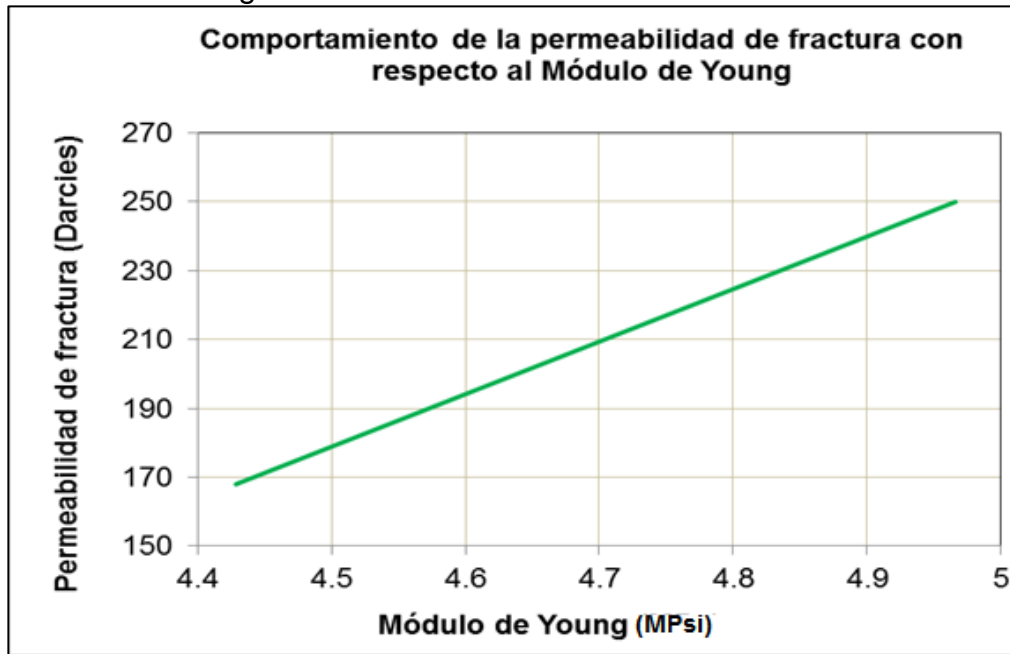
Fuente: Elaboración propia.

Figura 58. Comportamiento de la altura de fractura vs. Módulo de Young.



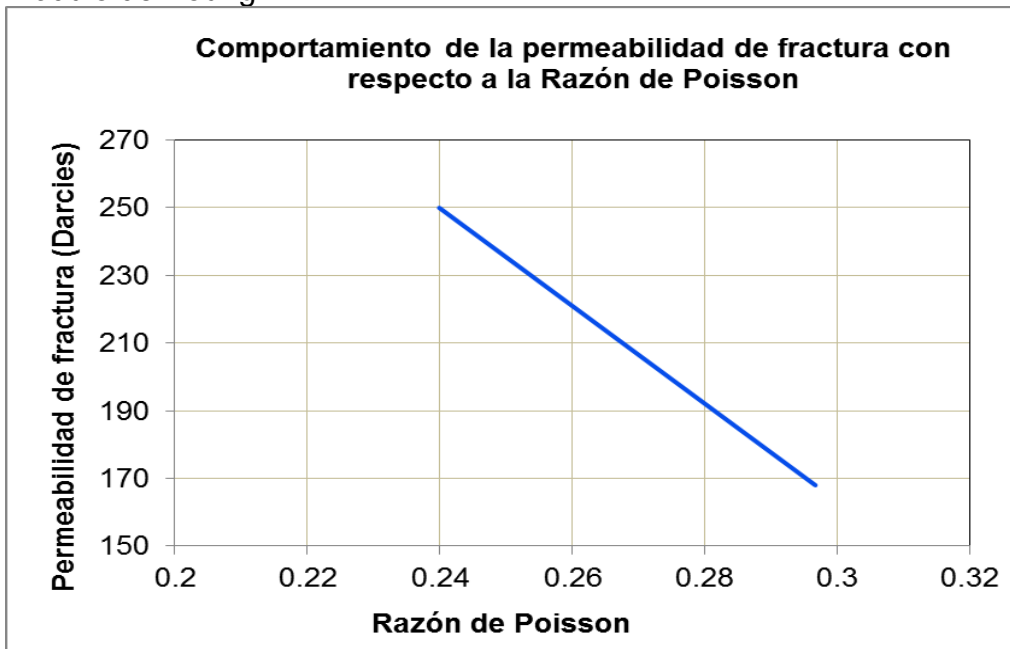
Fuente: Elaboración propia.

Figura 59. Comportamiento de la permeabilidad de fractura vs. módulo de Young.



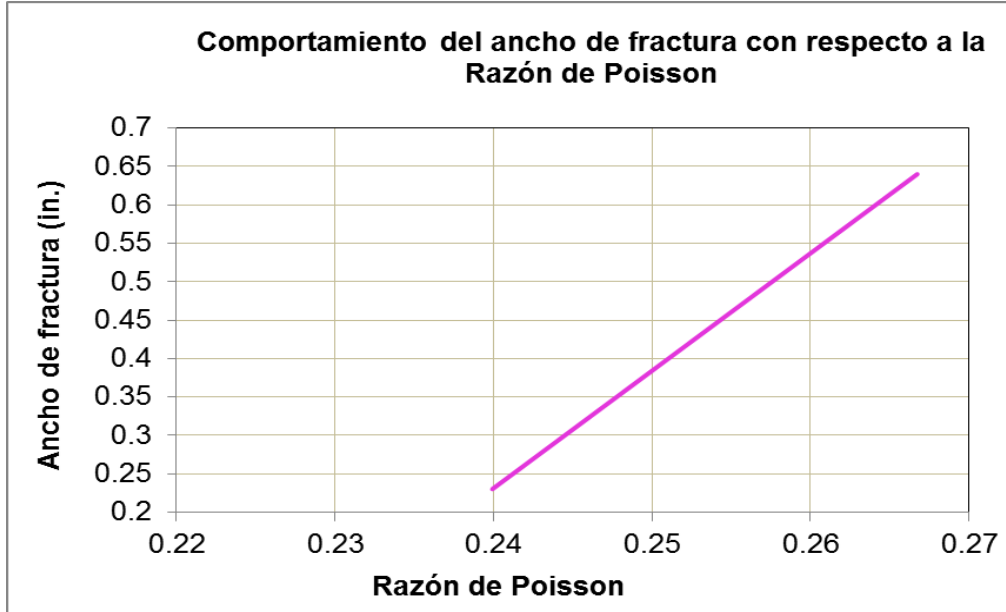
Fuente: Elaboración propia.

Figura 60. Comportamiento de la permeabilidad de fractura vs. módulo de Young.



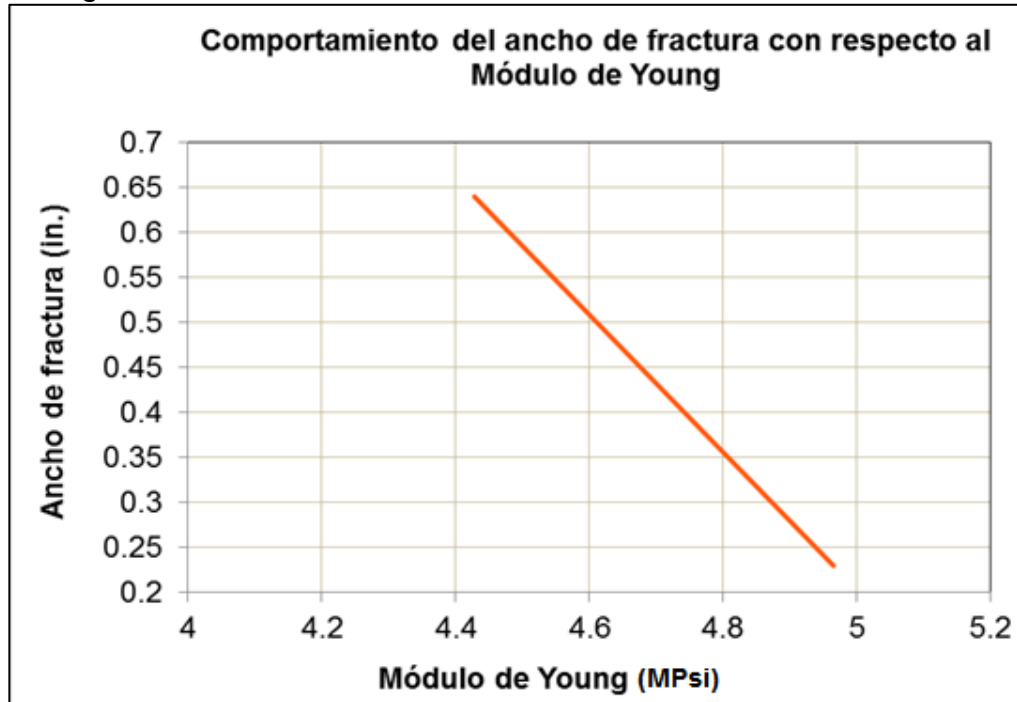
Fuente: Elaboración propia.

Figura 61. Comportamiento del ancho de fractura vs. razón de Poisson.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 62. Comportamiento del ancho de fractura vs. módulo de Young.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados observados en la simulación se pudo determinar y corroborar que a medida que aumenta el módulo de Young, la longitud de fractura aumenta debido a que la fracabilidad de la roca es mucho mayor en zonas en las que este módulo elástico presenta valores altos (por encima de 4.8 MPa). Asimismo, se comprobó que la altura de la fractura aumentaba al tener zonas con módulo de Young más alto.

Por otro lado, se pudo ver cómo afecta el módulo de Young en el ensanchamiento de las fracturas generadas, ya que mayor magnitud de esta propiedad elástica, menor fue el ancho alcanzado por las fracturas.

Aunque los módulos elásticos no sean los únicos parámetros que definan el aumento de la conductividad y de la permeabilidad en una formación geológica mediante el uso de un fracturamiento hidráulico, se pudo notar que estas propiedades aumentaban considerablemente al aumentar el módulo de Young y disminuir la razón de Poisson.

De acuerdo al modelo geomecánico generado y a la simulación realizada se realizó un *ranking* de los parámetros e indicadores geomecánicos en orden de importancia que afectan una operación de estimulación hidráulica, desde la fase de selección del intervalo candidato a fracturar hasta la generación misma de fracturas. Esta clasificación se determinó con criterio de los autores del proyecto de la siguiente manera:

- Régimen de esfuerzos: lo que se busca en la aplicación del fracturamiento hidráulico es generar fracturas verticales, las cuales, potencialicen y aumenten el área de drenaje de la formación. Si se tiene un régimen inverso la ejecución de la técnica queda descartada pues genera fracturas horizontales. Se requiere un régimen de esfuerzos de tipo normal a rumbo deslizante para minimizar la incertidumbre.
- Magnitud y dirección de esfuerzos: se requiere conocer la magnitud de cada uno de los esfuerzos presentes en la formación a fracturar, debido a que estos controlan la dirección y presión requerida para la propagación de las fracturas. Así mismo, determinan la orientación de la sección horizontal del pozo a estimular
- Anisotropía de esfuerzos: Se debe tener un grado de anisotropía alto entre la magnitud de los esfuerzos in situ para así poder minimizar riesgos al momento de realizar la fractura hidráulica y tener un mayor grado de certeza al momento de predecir un solo tipo de geometría de fractura.

- Propiedades o módulos elásticos (Modulo de Young y Razón de Poisson): estas propiedades elásticas son fundamentales pues determina que tan facturable es la roca, al mismo tiempo, se presentan como propiedades que trabajan como barreras naturales en la propagación de la fractura controlando la creación, desplazamiento y geometría final de esta.
- Presión de poro: esta propiedad ayuda al momento de generar una fractura hidráulica debido a que controla la presión a ejercer en cabeza de pozo para poder alcanzar una presión que sea capaz de fracturar la formación.
- Propiedades de resistencia de roca (UCS y esfuerzo tensil): similar a la presión de poro, estas propiedades determinan el esfuerzo tensil a generar con los equipos de fracturamiento para poder hacer que la roca se fracture por tensión.

5. CONCLUSIONES

- Como resultado de la recopilación de la información geológica, geoquímica y petrofísica perteneciente a la Formación La Luna, esta se puede catalogar como un yacimiento con recursos no convencionales de roca generadora. Las razones para esta afirmación están soportadas en que es la roca generadora del sistema petrolífero convencional de la cuenca del Valle Medio del Magdalena; la extensión areal de esta formación es considerable, lo que es característico de los yacimientos de este tipo; su permeabilidad primaria se encuentra en el orden de los microdarcys en los tres miembros de la formación debido a la matriz mineralógica; posee un porcentaje mayor del 2.6% en materia orgánica total y un valor de madurez termal o reflectancia a la vitrinita superior al 0.6% lo que indica que la ventana de generación de hidrocarburos líquidos esta activa.
- Los parámetros geomecánicos que afectan la propagación de fractura y el éxito del fracturamiento son el régimen de esfuerzos, la dirección y magnitud de los tres esfuerzos normales, la presión de poro y las propiedades elásticas y mecánicas de la roca con su respectiva anisotropía.
- Debido a las condiciones desfavorables en el miembro B como alto contenido de arcilla (mayor al 20%), bajo contenido orgánico total menor al 2.7% y saturación de agua alta, se descartó el miembro B como candidato a ser sometido a una operación de fracturamiento hidráulico.
- Se pudo realizar una clasificación en orden de importancia de los parámetros geomecánicos que afectan en mayor medida la operación de un fracturamiento hidráulico, desde la discretización de zonas a fracturar hasta la generación y propagación de fracturas. Esta clasificación va de mayor grado de importancia de la siguiente manera: (1) Régimen de esfuerzos, (2) Magnitud y dirección de esfuerzos, (3) Anisotropía de esfuerzos, (4) Propiedades o módulos elásticos, (5) Presión de poro y (6) Propiedades de resistencia de roca.
- Con los resultados obtenidos mediante la simulación analítica se comprobó de manera cuantitativa el impacto que tienen los parámetros geomecánicos en la generación, geometría y propagación de fracturas hidráulicas. Se pudo ver que el intervalo superior, en comparación con el intervalo inferior, presentó valores de módulo de Young 10.82% mayores y una razón de Poisson 19.14% menor. Esto ocasionó que las fracturas generadas en el intervalo superior fueran 28.26% más largas, 26.72% con mayor conductividad, 32.8% más permeables, 50% más altas y 64.06% menos anchas que las fracturas modeladas por el simulador en el intervalo inferior.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio geológico detallado para caracterizar la naturaleza de la Formación La Luna debido a que se tiene el indicio de que esta formación puede ser catalogada como yacimiento no convencional híbrido naturalmente fracturado, lo cual brindaría ventajas naturales a la producción del hidrocarburo.
- Para mejorar el entendimiento de la Formación La Luna como un yacimiento no convencional se recomienda realizar estudios geológicos e ingenieriles en distintos puntos geográficos de la cuenca para así identificar y localizar los *sweet spots*.
- Realizar un modelo geofísico exhaustivo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena para reconstruir la historia evolutiva de la misma y determinar las posibles causas que dieron origen a la sobrepresión en ciertos puntos de la formación.
- Realizar una corrida de registros de temperatura al pozo en estudio con el fin de evaluar a mayor profundidad la altura y geometría de las fracturas hidráulicas generadas.
- Calcular el exponente n presente en la ecuación de Eaton mediante la generación de la presión de poro en distintos pozos del área y de esta forma generar una estandarización de la misma en la columna estratigráfica Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Determinar la presión de poro en las secciones de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en las cuales no se encuentra la discordancia del Eoceno debido a que se cree que la formación faltante, es decir la Formación Umir, afecta directamente a esta propiedad y al estado de esfuerzos.
- Realizar una simulación por elementos finitos en la cual se pueda determinar la interacción entre las fracturas hidráulica con las fracturas naturales y así mismo, cuantificar el volumen de yacimiento estimulado.
- Realizar un análisis de microsísmica para poder determinar los valores de geometría de las fracturas hidráulicas generadas.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, U. and MEEHAN, D et al. Characteristics of Unconventional Oil and Gas Resources. En: AHMED, Usman and MEEHAN, D. Nathan, et al. Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development, 1st ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2016.

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613. Colombia: 2012.

ARTGAR. A. Reservas de petróleo retroceden al nivel de hace nueve años. En: EL TIEMPO. Bogotá. Mayo 18 de 2017.

ASHKENAZI, D. Investigating Material Failures: Were the Titanic and Challenger Disasters Preventable? [Consultado el 15/07/2018]. Disponible en: <https://sites.google.com/site/polymorphismmyhomepage/investigating-material-failures>.

AZEEMUDDIN, M., et al. Transverse Anisotropy in Biot's Constant through Dynamic Measurements on Cordoba Cream Limestone. Society of Petroleum Engineers, 2001.

BARRERO, D. et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia: 2007.

BENAVIDES, E., MARTÍN, J.D. Análisis conceptual de la tecnología de las estimulaciones hidráulicas masivas y su potencial aplicación en yacimientos no convencionales de shale en Colombia. Trabajo de grado. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2018.

BOURGOYNE, A, MILLHEIM, K. and CHENEVERT, M. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 1986. ISBN 9781555630010

CANADY, W. J. A Method for Full-Range Young's Modulus Correction. Society of Petroleum Engineers, 2011.

CASTAGNA, J. P., Batzle, M. L., and Eastwood R. L. (1985). Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. GEOPHYSICS.

CÓRDOBA, F., et al. Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera. Bogotá, Colombia: Ecopetrol, 2001.

CORTES GÓMEZ, D. M. Estimación de densidad y tendencia de las fracturas utilizando ondas P. 2012.

DAINES, S. R. Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells. Society of Petroleum Engineers, 1982.

DONATH, F. A. Strength Variations and Deformational Behaviour in Anisotropic Rocks. En: W.R. Judd ed. State of Stress in the Earth's Crust. American Elsevier Publishing Co, 1964.

DUNHAM, R. J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Classification of Carbonate Rocks (Ed. W.E. Ham), Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., 1.

EATON, B. A. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. Society of Petroleum Engineers, 1969.

_____. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Dallas, Texas: Society of Petroleum Engineers, 1975.

ECONOMIDES, M. J. and MARTIN, T. Modern Fracturing. 1st ed. Houston, TX: ET Publishing, 2007.

ECOPETROL S.A. Plan de desarrollo área Llanura, 2011. Colombia.

EL TIEMPO. Reservas de Ecopetrol subieron 3,8 % en el 2017; En: ECONOMÍA Y NEGOCIOS. Bogotá, Colombia. Febrero 19 de 2018.

FJÆR, E, HOLT, R. M. and RAAEN, A. M. Petroleum Related Rock Mechanics. Second ed. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science, 2008.

FOX, A, et al. Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs. :MicroSeismic, 2013.

GALVIS-PORTILLA, H., et al. Regional Sequence Stratigraphy of the Upper Cretaceous La Luna Formation in the Magdalena Valley Basin, Colombia. Unconventional Resources Technology Conference, 2014. ISBN 9781-613993606.

GARDNER, G. H. FORMATION VELOCITY AND DENSITY—THE DIAGNOSTIC BASICS FOR STRATIGRAPHIC TRAPS. En: GEOPHYSICS. vol. 39, no. 6.

GÓMEZ, E., JORDAN, T. E., ALLMENDINGER, R. W., and CARDOZO, N., 2005, Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes, Geological Society of America Bulletin, Data Repository #2005148, Volume 117, Number 9-10.

HIGGINS-BORCHARDT, S; SITCHLER, J. and BRATTON, T. Geomechanics for Unconventional Reservoirs. En: MA ZEE, Y. and HOLDITCH, S. A. eds.

Unconventional Oil and Gas Resources Handbook - Evaluation and Development. Oxford, UK: Gulf Professional Publishing-Elsevier, 2016.

HUBBERT, M. K. and WILLIS, D. G. Mechanics of Hydraulic Fracturing. Society of Petroleum Engineers, 1957.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto 1998.

JARVIE, Daniel. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2—Shale-Oil Resource Systems. En: BREYER, J. ed. Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st Century. Tulsa, OK: AAPG, 2012.

KUMAR, D.; ANSARI, S. and WANG, S. Real-time Wellbore Stability Analysis: An Observation from Cavings at Shale Shakers. Singapore: Search and Discovery Article, 2012.

LACY, L. Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs. Society of Petroleum Engineers, 1997.

LOOYEH, R and AADNØY, B.S. Petroleum rock mechanics. 1. ed. ed. Amsterdam. Elsevier, Gulf Professional Pub, 2011. ISBN 9780123855466.

MA, Y. Zee. Unconventional Resources from exploration to production. En: MA, Y. Zee and HOLDITCH, Stephen. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. US: Gulf Professional Publishing, 2016.

MALAGON ROJAS, F.E., VALENTÍN NAVARRETE, D.A., CORDOBA ORTIZ, F. 2001. Evaluación del Potencial Generador de Hidrocarburos de las Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis Universidad Nacional de Colombia.

MATTHEWS, W. R. and KELLY, J. How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient. :1967.

MOJICA, J et al. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia.

MORALES, L. G. PODESTA, D. J., HATFIELD, W. C., TANNER, H., JONES, S. H., BARKER, M. H., O'DONOGHUE, D. J., MOLER, C. E., DUBOIS, E. P., JACOBS, C., AND GOSS, C. R., 1958, General geology & oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia: Habitat of Oil. Symposium, American Association of Petroleum Geologists.

ONYIA, E. Formation Pore Pressure Prediction. Society of Petroleum Engineers.

OSBORNE, M. J. and SWARBRICK, R. E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation. En: AAPG BULLETIN. no. 81.

OSISANYA, S. Practical Approach to Solving Wellbore Instability Problems. En: Distinguished Lecturer Program. (2012). Society of Petroleum Engineers, 2012.

PACHECO SINTURA, P. A; CARDONA MOLINA, A and CORTÉS, F. B. Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations (Middle Magdalena basin and the Eastern Cordillera): Implications for evaluation of cretaceous shale gas in Colombia. En: BOLETÍN DE CIENCIAS DE LA TIERRA. May 8, no. 37.

PALENCIA, M., et al. Análisis de las condiciones de falla que generan los breakouts y la morfología de cavings asociada a este tipo de falla. Bogotá, Colombia: ACIPET, 2017.

PÁRAMO, L. M. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio. Universidad Nacional de Colombia, 2016.

PEI, J. Strength of transversely isotropic rocks. MIT, 2008.

PLUMB, R, et al. The Mechanical Earth Model Concept and Its Application to High-Risk Well Construction Projects. Society of Petroleum Engineers, 2000.

RANGEL, A., J. M. Moldowan, C. Niño, P. Parra, and B. N. Giraldo, 2002, Umir Formation: Organic geochemical and stratigraphic assessment as cosouce for Middle Magdalena basin oil, Colombia, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Volume 86, Issue 12.

REYES SANTOS, J.P., Díaz, A.F., Monsalve M.M., and Barragán, M. M., 2000, Secuencia calcárea del Cretáceo del Valle Medio del Magdalena, Colombia, una nueva frontera exploratoria. VII Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas: Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Caracas, Venezuela, Memorias 1.

RICKMAN, R, et al. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. Society of Petroleum Engineers, 2008.

SARMIENTO, L. F. Petroleum Geology of Colombia-Middle Magdalena Basin. Medellín, Colombia: Fondo Editorial Universidad EAFIT, 2011.

SCHÖN, J. H. Physical Properties of Rocks. Amsterdam. Elsevier, 2011. ISBN 0444537961

SIRAT, M; AHMED, M. and ZHANG, X. Predicting Hydraulic Fracturing in a Carbonate Gas Reservoir in Abu Dhabi Using 1D Mechanical Earth Model: Uncertainty and Constraints. Muscat, Oman: Society of Petroleum Engineers, 2015.

SPICKERT, A. Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America. Seattle, USA: University of Washington, 2014.

THÉRY, J. M. Constitution du Nord-Ouest du continent sud-américain avant les tectoniques andines. En: UNIV. BORDEAUX.

THOMSEN, L. Weak Elastic Anisotropy. En: Geophysics. 1986.

TORRES, E. J., et al. Unconventional Resources Assessment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. AAPG, 2015.

U.S Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States. Washington, DC: U.S Department of Energy, 2013.

VEIGAL, R. and DZELALIJA, F. 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. American Association of Petroleum Geologists, 2014.

WANG, Z and WANG, R. Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: Current status, challenges and way ahead. 2015.

WELTE, D. H., and D. Leythaeuser, 1984, Geological and physicochemical conditions for primary migration of hydrocarbons: Naturwissenschaften, v. 70.

YASSIR, N. and ADDIS, M. A. Relationships between pore pressure and stress in different tectonic settings. En: AAPG MEMOIR 76. no. 8.

ZHANG, J and YIN, S. Fracture gradient prediction: an overview and an improved method. Houston, TX: Springer, 2017.

ZOBACK, M. D. Reservoir Geomechanics. Paperback ed. ed. Cambridge. Cambridge Univ. Press, 2010

_____. Determination of the State of Stress with Applications to Wellbore Stability and Fracture Flow in Reservoirs. California, USA: Stanford University, 2011.

ZUMBERGE, J.E., 1984. Source rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia, in J.G. Palacas, ed., Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks: AAPG Studies in Geology no. 18.