

ESTIMACIÓN DE LA FRAGILIDAD PARA YACIMIENTOS EN ROCA
GENERADORA MEDIANTE REGISTROS DE POZO EN LAS FORMACIONES
LA LUNA Y COGOLLO, CUENCA DE CATATUMBO, COLOMBIA.

MIGUEL ANGEL GÓMEZ ARDILA
JUAN SEBASTIÁN MELÉNDEZ TRUJILLO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020

ESTIMACIÓN DE LA FRAGILIDAD PARA YACIMIENTOS EN ROCA
GENERADORA MEDIANTE REGISTROS DE POZO EN LAS FORMACIONES LA
LUNA Y COGOLLO, CUENCA DE CATATUMBO, COLOMBIA

MIGUEL ANGEL GÓMEZ ARDILA
JUAN SEBASTIÁN MELÉNDEZ TRUJILLO

Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
EDWARD NORBERTO MONCAYO GÓNGORA
Geólogo

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2020

Nota de aceptación (Dirección de investigaciones)

Firma docente jurado 1

Firma docente jurado 2

Bogotá, D.C., agosto de 2020

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigación

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Fundación 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.

*Este trabajo va dedicado a todos los que han dejado una marca en mi vida,
A mi primo Henry Mauricio Martínez Gómez quien me enseñó con su ejemplo que con pasión y esfuerzo se puede llegar muy lejos, siempre estarás entre nosotros y tu memoria perdurará por siglos.*

A mi mamá y mis hermanos quienes me apoyaron para poder culminar mi carrera y llegar a donde estoy.

Al ingeniero Cesar Aguilar por motivar mi curiosidad hacia el campo de los yacimientos no convencionales, al ingeniero Juan Camilo Monguí quien fue un ejemplo y un guía para escoger el camino de la ingeniería, a mi amiga Sofia González por mostrarme que nunca se debe despegar el dedo del renglón, a mi mentor y guía Daniel Uribe quien me enseñó que las oportunidades se deben aprovechar al 100%.

A mi amigo Christian Camilo López por ser luz cuando la vida solo mostraba solo oscuridad.

Miguel Angel Gómez Ardila

Este logro lo dedico a mis abuelos Bertha Trujillo Arango y Alberto Meléndez Valero quienes hoy descansan en paz, pero viven en mi corazón y en mi día a día siempre los recuerdo a cada segundo como mi mayor motivación y motivo de orgullo.

También lo dedico a mi madre Marcela Meléndez Trujillo quien siempre me apoyó y amo incondicionalmente y cuya humildad y carisma es algo de lo cual me siento afortunado de tener en mi diario vivir.

A mi tía Judith Adriana Meléndez Trujillo quien confió en mí y me estrecho la mano para que este sueño de ser ingeniero de petróleos fuera realidad y a todos mis compañeros y amigos que la vida puso en mi camino a lo largo de este proceso con quienes viví excelentes momentos y de todos y cada uno de ellos aprendí algo nuevo que aportó a mi crecimiento como ingeniero y como ser humano.

Juan Sebastián Meléndez Trujillo

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Los geólogos Edward Norberto Moncayo Góngora y German Alfonso Rondón por su colaboración, disposición y apoyo para la consecución de los objetivos planteados en este trabajo.

Al Ingeniero Cesar Aguilar por su apoyo incondicional brindándonos sus conocimientos técnicos en petrofísica de yacimientos no convencionales y por aportarnos sus ideas para el desarrollo de la tesis.

Al Doctor José María Jaramillo presidente de la empresa GMAS S.A.S por suministrarnos la información referente a pruebas de laboratorio, por su apoyo incondicional y asesoría para el desarrollo del proyecto.

Al Comité Académico de la Universidad América, especialmente a la docente Adriana Henao, por su colaboración, acompañamiento en todo el planteamiento y desarrollo del proyecto.

A todas y cada una de las personas que colaboraron con el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	33
1. MARCO TEÓRICO	38
1.1 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO	38
1.1.1 Localización	38
1.1.2 Estratigrafía	39
1.2 FORMACIÓN COGOLLO	40
1.3 FORMACIÓN LA LUNA	41
1.4 RESPUESTA DE LOS REGISTROS DE POZO EN YACIMIENTOS	
TIPO SHALE	41
1.4.1 Registro de Rayos Gamma	42
1.4.2 Registro Densidad	42
1.4.3 Registro Neutrón	42
1.4.4 Registro Sónico de onda compresional (DTC)	42
1.4.5 Registro Resistividad	42
1.5 GEOQUÍMICA APLICADA A YACIMIENTOS EN ROCA	
GENERADORA	42
1.5.1 Kerógeno	43
1.5.2 Carbono Orgánico Total	43
1.5.3 Reflectancia de vitrinita	43
1.6 YACIMIENTO NO CONVENCIONAL	44
1.6.1 Yacimientos en roca generadora	44
1.7 MINERALOGÍA EN FORMACIONES DE SHALE	44
1.8 BARNETT SHALE	45
1.8.1 Litología de Barnett shale	46
1.8.2 Mineralogía de Barnett shale	46
1.9 COMPORTAMIENTO FRÁGIL	46
1.10 COMPORTAMIENTO DÚCTIL	47
1.11 CORRELACIONES ESTADÍSTICAS DE FRAGILIDAD	48
2. METODOLOGÍA Y DATOS	49
2.1 INFORMACION DISPONIBLE	49
2.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS LITOFACIES ASOCIADAS A LUTITAS	
PARA LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO MEDIANTE LA	
INTERPRETACIÓN Y ANALISIS PETROFÍSICO DE REGISTROS DE POZO	52
2.2.1 Cálculo del Volumen Clay	52
2.2.1.1 Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-1	53
2.2.1.2 Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-2	54
2.2.1.3 Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-3	54
2.2.1.4. Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-4	54

2.2.2	Diferenciación de litofacies mediante el módulo porosidad y saturación del software <i>Interactive petrophysics</i> .	55
2.2.2.1	Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-1	56
2.2.2.2	Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-2	58
2.2.2.3	Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-3	59
2.2.2.4	Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-4	59
2.3	CÁLCULO DEL TOC EN LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO EN LOS POZOS FUA1, FUA2, FUA3 Y FUA4	60
2.3.1	Método Delta Log R mediante los registros Sónico de onda compresional y Resistividad Total	61
2.3.2	Definición de la escala de los registros Sónico y Resistividad Total para el método Delta Log R	62
2.3.2.1	Definición de la escala en el Pozo FUA-1	62
2.3.2.2	Definición de la escala en el Pozo FUA-2	63
2.3.2.3	Definición de la escala en el Pozo FUA-3	64
2.3.2.4	Definición de la escala en el Pozo FUA-4	65
2.3.3	Cálculo del Nivel de madurez (LOM)	66
2.3.4	Ecuaciones de Passey para el cálculo de TOC.	67
2.3.5	Implementación de las ecuaciones de Passey para el cálculo de TOC	68
2.3.6	Calibración de TOC de Delta Log R con valores de TOC de muestras de laboratorio	68
2.3.7	Selección de los intervalos prospectivos.	69
2.4	CÁLCULO DEL INCIDE DE FRAGILIDAD MINERALÓGICA PARA LAS FORMACIONES DE ESTUDIO	69
2.4.1	Creación de la curva pseudo-Neutrón	70
2.5	METODOLOGIA PARA LA CREACION DE CORRELACIONES PARA CALCULAR LA FRAGILIDAD MINERALÓGICA	72
2.6	METODOLOGIA PARA LA VALIDACION DE LAS CORRELACIONES PROPIAS	74
2.7	COMPARACION DE LAS CORRELACIONES LOCALES CON LAS CORRELACIONES DE BARNETT SHALE	75
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	76
3.1	CARACTERIZACION DE LITOFACIES EN LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO	76
3.1.1	Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-1	76
3.1.2	Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-1	77
3.1.3	Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-2	79
3.1.4	Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-2	80
3.1.5	Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-3	81
3.1.6	Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-3	83
3.1.7	Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-4	84
3.1.8	Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-4	86
3.2	TOC EN LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO EN LOS POZOS DE ESTUDIO	87

3.2.1	TOC en la Formación la Luna pozo FUA-1	88
3.2.2	TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-1	89
3.2.3	TOC en la Formación La Luna pozo FUA-2	90
3.2.4	TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-2	91
3.2.5	TOC en la Formación la Luna pozo FUA-3	92
3.2.6	TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-3	93
3.2.7	TOC en la Formación la Luna pozo FUA-4	94
3.2.8	TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-4	95
3.3	ÍNDICE DE FRAGILIDAD MINERALÓGICA	95
3.3.1	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-1	96
3.3.2	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-1	97
3.3.3	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-2	98
3.3.4	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-2	99
3.3.5	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-3	100
3.3.6	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-3	101
3.3.7	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-4	102
3.3.8	Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-4	103
3.4	CORRELACIONES ESTADÍSTICA PARA CALCULAR LA FRAGILIDAD MINERALÓGICA	105
3.4.1	Correlaciones estadísticas de fragilidad con Porosidad Neutrón para la Formación La Luna	105
3.4.2	Correlación estadística de fragilidad con Porosidad Neutrón para la Formación Cogollo	107
3.4.3	Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna	109
3.4.4	Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación Cogollo	111
3.5	VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES PROPIAS	113
3.5.1	Validación de la correlación de fragilidad mineralógica creada mediante el registro Porosidad Neutrón para la Formación La Luna	113
3.5.2	Validación de la correlación de fragilidad mineralógica creada mediante el registro Porosidad Neutrón para la Formación Cogollo	115
3.5.3	Validación de la Correlación de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna	117
3.5.4	Validación de la correlación de fragilidad creada mediante el Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación Cogollo	119

3.6 COMPARACION DE LAS CORRELACIONES LOCALES CON LAS CORRELACIONES DE BARNETT SHALE	121
3.6.1 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_L y B_BI_NPHI en la Formación La Luna en el pozo FUA-4	122
3.6.2 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_C y B_BI_NPHI en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4	124
3.6.3 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTL y B_BI_DT en la Formación La Luna en el pozo FUA-4	126
3.6.4 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTC y B_BI_DT en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4	128
3.7 RESUMEN DE PARAMETROS PETROFÍSICOS, GEOQUÍMICOS Y GEOMÁNICOS DE LAS FORMACIONES DE ESTUDIO	130
4. CONCLUSIONES	136
5. RECOMENDACIONES	140
BIBLIOGRAFIA	141
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Riqueza orgánica.	43
Tabla 2. Potencial según reflectancia de vitrinita.	44
Tabla 3. Información disponible de pozos de estudio.	50
Tabla 4. Valores de referencia para introducir en el módulo multiminerar.	57
Tabla 5. Resumen parámetros petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-1.	131
Tabla 6. Resumen parámetros petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-2.	132
Tabla 7. Resumen parámetros petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-3.	133
Tabla 8. Resumen parámetros petrofísicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-4	134
Tabla 9. Resumen de los índices de fragilidad mineralógica pozo FUA-4.	135

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de VCL mediante registro de Rayos Gamma.	53
Ecuación 2. Modelo de Densidad neutrón para el cálculo del VCL.	53
Ecuación 3. Modelo para el cálculo de VCL mediante el registro sínico.	53
Ecuación 4. Porosidad mediante el registro Densidad.	56
Ecuación 5. Modelo de saturación de agua de Archie.	56
Ecuación 6. Modelo de saturación de agua de Indonesian.	57
Ecuación 7. Ecuación de Wyllie.	58
Ecuación 8. Nivel de madurez.	67
Ecuación 9. ΔLogR Sínico.	67
Ecuación 10. Carbón orgánico Total TOC.	68
Ecuación 11. Fragilidad mineralógica.	70
Ecuación 12. Porosidad Neutrón en la Formación La Luna.	71
Ecuación 13. Porosidad Neutrón en la Formación Cogollo	71
Ecuación 14. porcentaje de error.	74
Ecuación 15. Correlación de fragilidad mineralógica con NPHI para Barnett.	75
Ecuación 16. Correlación de fragilidad con onda compresional para Barnett.	75
Ecuación 17. Correlación estadística de fragilidad con porosidad neutrón para la Formación La Luna.	105
Ecuación 18. Correlación estadística de fragilidad con porosidad neutrón para la formación Cogollo.	108
Ecuación 19. Correlación estadística de fragilidad con Registro Sínico de onda compresional DT para la Formación La Luna.	110
Ecuación 20. Correlación estadística de fragilidad con Registro Sínico de onda compresional DT para la Formación Cogollo	112

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización de la Cuenca del Catatumbo en Colombia.	38
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Catatumbo.	39
Figura 3. Comparación de diferentes índices de fragilidad de Barnett shale.	46
Figura 4. Esfuerzo vs Deformación.	48
Figura 5. Diagrama de la metodología propuesta.	49
Figura 6. Mapa de pozos de estudio en la Cuenca del Catatumbo.	51
Figura 7. Metodología para diferenciar las litofacies.	52
Figura 8. Crossplot Densidad neutrón.	55
Figura 9. Metodología para el cálculo del TOC mediante el método Delta Log R.	60
Figura 10. método Delta Log R mediante los registros Sónico de onda compresional y Resistividad.	61
Figura 11. Delta Log R para el pozo FUA-1.	62
Figura 12. Delta Log R para el pozo FUA-2.	63
Figura 13. Delta Log R para el pozo FUA-3.	64
Figura 14. Delta Log R para el pozo FUA-4.	65
Figura 15. Relación de nivel de madurez con respecto a la reflectancia de Vitrinita	66
Figura 16. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-1.	77
Figura 17. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-1.	78
Figura 18. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-2.	79
Figura 19. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-2.	81
Figura 20. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-3.	82

Figura 21. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-3.	84
Figura 22. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.	85
Figura 23. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.	87
Figura 24. Template del cálculo del TOC mediante delta Log R para la Formación La Luna en el pozo FUA-1.	88
Figura 25. TOC de la Formación Cogollo en el pozo FUA-1.	89
Figura 26. TOC para el pozo FUA-2 en la Formación La Luna.	90
Figura 27. TOC para el pozo FUA-2 en la Formación Cogollo.	91
Figura 28. TOC para el pozo FUA-3 en la Formación La Luna.	92
Figura 29. TOC para el pozo FUA-3 en la Formación La Cogollo.	93
Figura 30. TOC para el pozo FUA-4 en la Formación La Luna.	94
Figura 31. TOC para el pozo FUA-4 en la Formación Cogollo.	95
Figura 32. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-1.	96
Figura 33. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-1.	97
Figura 34. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-2.	98
Figura 35. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-2.	99
Figura 36. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-3.	101
Figura 37. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-3.	102
Figura 38. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-4.	103
Figura 39. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-4.	104
Figura 40. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Porosidad Neutrón en la Formación La Luna.	106
Figura 41. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Porosidad Neutrón en la Formación Cogollo.	108

Figura 42. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda p en la Formación La Luna.	111
Figura 43. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda p en la Formación Cogollo.	113
Figura 44. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_NPHI_L).	114
Figura 45. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_NPHI_C) en la formación La Luna.	116
Figura 46. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_DTL).	118
Figura 47. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_DTC).	120
Figura 48. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_L y B_BI_NPHI en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.	122
Figura 49. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_C y B_BI_NPHI en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.	125
Figura 50. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTL y B_BI_DT en la Formación La Luna en el pozo FUA-4	127
Figura 51. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTC y B_BI_DT en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.	130

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Regresión lineal LOM Versus %Ro.	66
Gráfica 2. Correlación pseudo-Neutrón en la Formación La Luna.	70
Gráfica 3. Correlación pseudo-Neutrón en la Formación Cogollo.	71
Gráfica 4. Correlación de fragilidad con Porosidad Neutrón para La Luna.	72
Gráfica 5. Correlación de fragilidad con Porosidad Neutrón para Cogollo.	73
Gráfica 6. Correlación de fragilidad con Registro Sónico para la Formación La Luna	73
Gráfica 7. Correlación de fragilidad con Registro Sónico para la Formación Cogollo.	74
Gráfica 8. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_NPHI_L.	114
Gráfica 9. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_NPHI_C.	115
Gráfica 10. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_DTL.	117
Gráfica 11. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_DTC.	121
Gráfica 12. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_NPHI en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.	123
Gráfica 13. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_NPHI en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.	124
Gráfica 14. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_DT en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.	126
Gráfica 15. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_DT en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.	129

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados de toc obtenido en laboratorio para el pozo fua-1.	146
Anexo B. Resultados de toc obtenido en laboratorio para el pozo fua-2.	147
Anexo C. Resultados de toc obtenido en laboratorio para el pozo fua-4.	148
Anexo D. Resultados de reflectancia de vitrinita para el pozo fua-1.	149
Anexo E. Resultados de reflectancia de vitrinita para el pozo fua-2.	150
Anexo F. Resultados de reflectancia de vitrinita para el pozo fua-3.	151
Anexo G Resultados de reflectancia de vitrinita para el pozo fua-4.	152
Anexo H. Correlación estadística de prueba para el cálculo de fragilidad con registro sínico de onda compresional dt para la formación La Luna.	153

ABREVIATURAS

Adim:	Adimensional.
ANH:	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
<i>ft</i> :	Pies.
mD:	MiliDarcy.
Ohm*m	Ohmio metro.
ppm:	Partes por millón.
<i>XRD</i> :	x ray diffraction.
μ Sec/ft:	Microsegundos por pie.
%:	Porcentaje.
%Vol:	Porcentaje en volumen.
%Wt:	Porcentaje en peso.
° :	Grados.

NOMENCLATURA

<i>a</i> :	Factor de tortuosidad [adim].
B_BI_DT:	Fragilidad mineralógica calculada mediante DT para Barnett [Fracción].
BI_DTC:	Correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda P para Cogollo [Fracción].
BI_DTL:	Correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda P para La Luna [Fracción].
B_BI_NPHI:	Fragilidad mineralógica calculada mediante NPHI para Barnett [Fracción].
BI_NPHI_C:	Correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro NPHI para la Formación Cogollo [Fracción].
BI_NPHI_L:	Correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro NPHI para la Formación La Luna [Fracción].
BI_L_DT_R	Correlación de prueba para el cálculo de índice de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de compresional en la Formación La Luna [Fracción].
BI_L_DT_lab	Correlación de prueba para el cálculo de índice de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de compresional en la Formación La Luna tomando únicamente los puntos de muestreo [Fracción].
<i>B_{mineralogico}</i> :	Fragilidad calculada mediante mineralogía [Fracción].
<i>B_{Correlación}</i> :	Fragilidad calculada mediante correlación estadística mineralogía [Fracción].
<i>C</i> :	Contenido de carbonatos [%Volumen].
<i>CAL</i> :	Registro Caliper [pulgadas].
<i>Cl</i> :	Contenido de minerales de arcilla [%Volumen].

<i>Den_{cl1}</i> :	Valor de Densidad para el primer extremo de la línea limpia libre de minerales de arcilla en el crossplot NPHI vs RHOB [gm/cc].
<i>Den_{cl2}</i> :	Valor de Densidad para el segundo extremo de la línea limpia libre de minerales de arcilla en el crossplot NPHI vs RHOB [gm/cc].
<i>Den_{clay}</i> :	Valor de representativo de zona con alto contenido de minerales de arcilla [gm/cc].
<i>DT</i> :	Registro Sónico de onda P [μSec/ft].
<i>DT_{clay}</i> :	Valor de representativo de zona con alto contenido de minerales de arcilla [μSec/ft].
<i>Dt_{clean}</i> :	Valor representativo de zona limpia libre de mineral de arcilla [μSec/ft].
<i>DT_{log}</i> :	Lectura puntual tomada frente a la roca de interés. [μSec/ft].
E_B_BI_DT:	Porcentaje de error de la correlación del cálculo de fragilidad mediante el registro Sónico para Barnett [%].
E_BI_DTC:	Porcentaje de error de la correlación del cálculo de fragilidad mediante el registro Sónico de onda P para Cogollo [%].
E_BI_DTL:	Porcentaje de error de la correlación del cálculo de fragilidad mediante el registro Sónico de onda P para La Luna [%].
E_B_BI_NPHI:	Porcentaje de error de la correlación del cálculo de fragilidad mediante el registro NPHI para la Formación Barnett [%].
E_BI_NPHI_L:	Porcentaje de error de la correlación del cálculo de fragilidad mediante el registro NPHI para la Formación La Luna [%].
E_BI_NPHI_C:	Porcentaje de error de la correlación del cálculo de fragilidad mediante el registro NPHI para la Formación La Luna [%].
E_BI_L_DT_R	Porcentaje de error de la correlación de prueba para el cálculo de índice de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de compresional en la Formación La Luna [%].
E_BI_L_DT_lab	Porcentaje de error de la correlación de prueba para el cálculo de índice de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de compresional en la Formación La Luna tomando únicamente los puntos de muestreo [%].

<i>GR:</i>	Registro de rayos gama [API].
<i>Gr_{clay}:</i>	Valor de representativo de zona con alto contenido de minerales de arcilla [API].
<i>Gr_{log}:</i>	Lectura puntual tomada frente a la roca de interés. [API].
<i>Gr_{clean}</i>	Valor representativo de zona limpia libre de mineral de arcilla [API].
<i>LLD:</i>	Registro de Resistividad total o Depth [Ohm*m].
LOM	Nivel de madurez.
<i>LLS:</i>	Registro de Resistividad shallow [Ohm*m].
<i>m:</i>	Exponente de cementación [adim].
<i>n:</i>	Exponente de saturación [Adim].
<i>Neu:</i>	Lectura puntual tomada frente a la roca de interés [fracción].
<i>Neu_{cl1}:</i>	Valor de Neutrón para el segundo extremo de la línea limpia libre de minerales de arcilla en el crossplot NPHI vs RHOB [Fracción].
<i>Neu_{cl2}</i>	Valor de Neutrón para el segundo extremo de la línea limpia libre de minerales de arcilla en el crossplot NPHI vs RHOB [Fracción].
<i>Neu_{clay}:</i>	Valor de representativo de zona con alto contenido de minerales de arcilla [Fracción].
<i>NPHI:</i>	Registro de Porosidad Neutrón [Fracción].
<i>NPHI_FR:</i>	Registro de Porosidad Neutrón [Fracción].
<i>Q:</i>	Contenido de Cuarzo [%Volumen].
<i>R:</i>	Resistividad leída por el registro RT en la ecuación de passey [Ohm*m].
<i>R_{cl}:</i>	Resistividad de la Arcilla [Ohm*m].
<i>RHOB</i>	Registro de Densidad [gm/cc].

<i>RHOB:</i>	Registro de Densidad [gm/cc].
<i>R</i> _{línea base:}	Resistividad base, tomada en una arcilla no generadora [Ohm*m].
<i>Ro:</i>	Reflectancia de vitrinita [adim].
<i>Rt:</i>	Resistividad profunda o resistividad de la zona virgen [Ohm*m].
<i>Rw:</i>	Resistividad del agua de formación [Ohm*m].
<i>Sw:</i>	Saturación de agua [fracción].
<i>TOC:</i>	<i>Total organic carbon</i> o Carbón orgánico total [%Wt].
<i>TVD:</i>	True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera) [ft].
<i>TVDSS:</i>	True Vertical Depth Sub Sea (Profundidad Vertical Verdadera Bajo del Mar) [ft].
<i>V_{cl}:</i>	Volumen Clay o volumen de arcilla [% o fracción].
$\Delta\text{LogR}_{\text{Sónico}}$:	Medida de separación entre el registro Resistividad en la zona no invadida y el registro Sónico de onda P.
Δt :	Valor del registro Sónico de onda compresional DT [$\mu\text{sec}/\text{ft}$].
Δt_c :	Tiempo de viaje de onda compresional frente a zona de interés [$\mu\text{sec}/\text{ft}$].
Δt_f :	Tiempo de viaje de onda compresional a través del lodo [$\mu\text{sec}/\text{ft}$].
Δt_{ma} :	Tiempo de viaje de onda compresional a través de la matriz [$\mu\text{sec}/\text{ft}$].
Δt <i>línea base:</i>	Línea base del registro Sónico de onda P tomada en una arcilla no generadora [$\mu\text{Sec}/\text{ft}$].
ρ_b :	Densidad leída en el registro [g/cc].
ρ_f :	Densidad del filtrado de lodo [g/cc].
ρ_{ma} :	Densidad de la matriz [g/cc].
\emptyset :	Porosidad. [Fracción]
\emptyset_d :	Porosidad obtenida mediante el registro Densidad [Fracción].
\emptyset_s :	Porosidad obtenida mediante el registro sónica [Fracción].
%Error :	Porcentaje error [%].

GLOSARIO

ARCILLA: según Allaby¹ no se refiere a arcilla como una roca sedimentaria sino va directamente a la geometría del grano en la escala Udden-Wentworth que equivale a partículas de menos de 4 µm de tamaño.

ARENA: cuando se habla de arena no se hace referencia a la roca sino a un grano detrítico cuyo diámetro oscila entre 0,0625 mm y 2 mm.

ARENISCA: según Allaby² es una roca sedimentaria, formada por una arena litificada, que comprende granos de entre 63 µm y 1000 µm de tamaño, unidos entre sí con una matriz de lodo y un cemento mineral formado durante la diagénesis del entierro. Los componentes principales son cuarzo, feldespato, mica y partículas de roca generales, aunque las proporciones de estos pueden variar ampliamente.

CALIZA: de acuerdo con Allaby³, es un tipo de Tipo de roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita y dolomita, que a menudo es de origen orgánico, químico o detrítico.

CAMPANIANO: es una edad geológica que según Allaby⁴ Comenzó hace aproximadamente 83.5 millones de años y terminó hace aproximadamente 70.6 millones de años.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: columna estratigráfica Allaby⁵ dice que es una sucesión de rocas depositadas durante un intervalo específico de tiempo geológico, la cual se representa en un diagrama columnar simplificado que relaciona una sucesión de unidades litostratigráficas de un área particular.

CONIACIANO: de acuerdo con Allaby⁶ el Coniaciano Comenzó hace aproximadamente 89.3 millones de años y terminó hace aproximadamente 85.8 millones de años.

CRETÁCEO: de acuerdo con Alloby⁷ el Cretácico es el tercero de los tres períodos incluidos en la Era Mesozoica. Comenzó hace aproximadamente 145,5 millones de años y terminó hace aproximadamente 65,5 millones de años. Se destaca por la extinción masiva de muchas existencias de invertebrados y vertebrados. Entre estos estaban los dinosaurios, mosasaurios, ictiosaurios y plesiosaurios.

¹ ALLABY, Michael. Dictionary of Geology and Earth Sciences [KNOVEL]. 4 ed. Oxford: Oxford University Press, 2013, p 112. ISBN 978-0-19-965306-5

² Ibid., p 512.

³ Ibid., p 341.

⁴ Ibid., p 90.

⁵ Ibid., p 560.

⁶ Ibid., p128.

⁷ Ibid., p 139.

CUENCA: a causa de actividades tectónicas de placas o hundimiento del terreno, se crean depresiones en la corteza terrestre en donde se depositan una serie de sedimentos los cuales van a formar una cuenca sedimentaria según SLB⁸ Si se producen rocas ricas en fuentes de hidrocarburos en combinación con la profundidad y duración adecuada del entierro, entonces se puede desarrollar un sistema de petróleo dentro de la cuenca.

Delta Log R: Amjad Shah⁹ et al, describen el método Delta Log R de Passey que es utilizado para hallar el Total Organic Carbon (TOC) mediante el uso de registros de pozo, el cual se basa en la respuesta de los registros de pozos a la materia orgánica utilizando una superposición de registros Sónico y registros de Resistividad, al sobreponer estos dos registros la curva sónica y de Resistividad sobre intervalos ricos en materia orgánica madura produce una separación, es decir, se produce una separación delta Log R que es directamente proporcional al TOC. Esto significa que la separación se puede convertir a TOC siempre que se conozca el nivel de madurez (LOM).

DOLOMITA: según Allaby¹⁰ es un mineral formador de rocas, compuesto de carbonato de calcio y magnesio $[\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2]$, los cristales son generalmente romboédricos con caras curvas curvadas, también se presentan masivos y granulares. Su nivel dureza en la escala de Mohs es de 3.5 a 4.

FACIE: de acuerdo con Allaby¹¹ es la suma total de características que reflejan las condiciones ambientales específicas bajo las cuales se formó o depositó una roca determinada. Las características pueden ser litológicas, sedimentológicas o faunísticas. En las facies sedimentarias, la composición mineral, las estructuras sedimentarias y las características del lecho son diagnósticos de una roca o litofacies específica.

FELDESPATO: es un grupo de minerales formadores de rocas, Allaby¹² dice que es el grupo de minerales de silicato más importante, químicamente se componen de KAlSi_3O_8 , $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$, $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$.

GEOMECÁNICA: según el glosario de Schlumberger¹³ la geomecánica es la especialidad de la geología que estudia el comportamiento de las rocas bajo

⁸ SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/basin.aspx>

⁹ Shah, Amjad, et al. Total organic carbon evaluation of the Bowland Shale Formation in the Upper Bowland of the Widmerpool Gulf. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 150. P 4. ISSN 0920-4105.

¹⁰ ALLABY. Op., Cit, Ibid. p 177.

¹¹ Ibid., 562.

¹² Ibid., 215.

¹³ SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geomechanics.aspx>.

diferentes tipos de esfuerzos. Los conocimientos aportados por esta ciencia permiten resolver problemas en el área de los hidrocarburos, tales como la optimización de los tratamientos de fracturamiento hidráulico de yacimientos en roca generadora, producción de arena, estabilidad de pozo, etc.

GEOQUÍMICA: según Allaby¹⁴ es una rama de la geología relacionada con la abundancia y distribución de los elementos químicos y sus isótopos dentro de la Tierra o dentro de cuerpos sólidos en el sistema solar, su circulación en los sistemas naturales (la atmósfera, hidrosfera, biosfera y litosfera), y las leyes que rigen esta distribución y su evolución.

KERÓGENO: de acuerdo con Allaby¹⁵ el kerógeno es una sustancia sólida y bituminosa formada por material orgánico fósil en lutitas bituminosas, que puede producir petróleo por destilación destructiva.

LITOLOGÍA: hace parte de la geología, se enfoca en el estudio de las rocas, especialmente en las características físicas y químicas, textura, composición, mineralogía y el tamaño de grano o partícula.

LITOFACIE: según SLB¹⁶ es una subdivisión de una unidad estratigráfica, que puede diferenciarse por sus facies, litología, mineralogía, granulometría y el ambiente en el que se depositó.

LUTITA: según Allaby¹⁷, es una roca sedimentaria, de grano fino, compuesta de partículas de arcilla y partículas de limo de composición mineral no especificada.

LUTITAS APRETADAS (TIGHT SHALE): este tipo de shale es el más complicado de poner tasas altas de producción debido a que sus permeabilidades son ultra bajas, las considera incluso más bajas que las permeabilidades de los otros dos tipos de shale, Jarvie¹⁸ las considera como Lutitas con altas cantidades de materia orgánica, pero sin fracturas abiertas con un alto contenido TOC, Un fiel ejemplo de este tipo de reservorios es la Formación Barnett Shale.

LUTITAS FRACTURADAS (FRACTURED SHALE): de acuerdo con Jarvie¹⁹ estas son formaciones de calizas lodosas con fracturas naturales abiertas ricas en materia orgánica, estas formaciones no necesitan de operaciones de fracturamiento hidráulico, un ejemplo claro es el pozo perforado por Jesús Maria Union Oil A82-19

¹⁴ ALLABY. Op., Cit. p 241.

¹⁵ Ibid., p 323.

¹⁶ SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lithofacies.aspx>.

¹⁷ ALLABY. Op., Cit , 527.

¹⁸ Ibid., p 90.

¹⁹ Ibid., p 94.

en 1987, el cual produce de la Formación Monterey, está ubicado en el campo Lompoc, Condado de Santa Bárbara, California.

LUTITAS HIBRIDADAS (HYBRID SHALE): son formaciones que tienen intercalaciones yuxtapuestas de grupos con secciones ricas en materia orgánica y otros con total ausencia de esta, un ejemplo de estas formaciones lo es Bakken, adicionalmente contienen fracturas abiertas en las secciones de materia orgánica.

MADUREZ TÉRMICA: según Shah, Amjad, et al²⁰, la madurez térmica es una propiedad necesaria para identificar un play productivo de hidrocarburos en Lutitas, este indica la temperatura máxima alcanzada por una roca fuente durante el entierro a lo largo del tiempo, así como el estrés térmico en el kerógeno a lo largo del tiempo que controla la velocidad de transformación de la materia orgánica en hidrocarburos.

MICA: según Allaby²¹ es un grupo importante de filosilicatos, incluye los minerales importantes muscovita, biotita y flogopita; el grupo se caracteriza por las capas tetraédricas de oxígeno de silicio. Las micas incluyen, glauconita, lepidolita y zinnwaldita, las micas frágiles y también los minerales relacionados talco, Estilpnomelana y pirofilita.

MIOCENO: de acuerdo con Allaby²², el Mioceno es la Primera de las dos épocas del Período Neógeno, que se extiende desde el final del Oligoceno, hace 23.03 Ma, hasta el comienzo del Plioceno, hace 5.332 Ma. Muchos mamíferos con una apariencia más moderna evolucionaron durante esta época, incluyendo ciervos, cerdos y varias poblaciones de elefantes.

MÓDULO DE YOUNG: es una relación entre la deformación axial de la roca y un esfuerzo axial aplicado sobre esta, determina la deformación de la roca al aplicar un esfuerzo sobre esta.

ONDA P: también llamadas ondas compresionales o ondas primarios, son ondas que se propagan con mayor velocidad que las secundarias u ondas s, a diferencia de las ondas de corte las ondas compresionales se propagan en cualquier medio.

ONDA S: también se conocen como ondas de corte u ondas secundarias, son ondas que se propagan a menor velocidad que las ondas P, únicamente se propagan en sólidos.

²⁰ SHAH, Amjad, et al. Total organic carbon evaluation of the Bowland Shale Formation in the Upper Bowland of the Widmerpool Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol 150. P 3. ISSN 0920-4105.

²¹ ALLABY. Op, cit., p 371.

²² Ibid., p 378.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso, la unidad para medir esta propiedad es el Darcy.

PETROFÍSICA: de acuerdo con Allaby²³ es el estudio de las rocas utilizando datos de registros de pozos. El análisis petrofísico permite una estimación de la porosidad, el tipo de roca, la densidad de la roca, el contenido de gas, la saturación de agua, etc. Mediante el uso de registros de pozo.

PLIOCENO: de acuerdo con Allaby²⁴ el plioceno es el más reciente de las dos épocas neógenas, Comenzó hace aproximadamente 5.332 millones de años y terminó hace aproximadamente 1.806 millones de años.

POROSIDAD ABSOLUTA: según Allaby²⁵ la porosidad absoluta es el total de todos los espacios presentes dentro de una roca, pero no todos estos espacios estarán interconectados y, por lo tanto, podrán contener y transmitir fluidos.

POROSIDAD EFECTIVA: según Allaby²⁶ porosidad efectiva se define, como la proporción de la roca que consiste en poros interconectados, la cual se expresa como un porcentaje del volumen total de la roca.

RELACIÓN DE POISSON: según Allaby²⁷ es la relación de deformación latitudinal a longitudinal, que describe la medida en que un material se deforma en una dirección perpendicular a una tensión aplicada.

ROCA GENERADORA: se denomina roca madre, base rocosa, sustrato rocoso u horizonte D, a la roca consolidada bajo las zonas recubiertas por materiales alterados o disgregados, suelos o regolitos, de la superficie de un planeta terrestre, por lo general de la Tierra. Es el horizonte basal de la estructura de un suelo.

ROCA RESERVORIO: de acuerdo con Allaby²⁸ una roca reservorio es cualquier roca porosa en la que se pueda acumular petróleo, gas o agua; generalmente arenisca, caliza o dolomita, pero a veces se fracturaron rocas ígneas o metamórficas.

TOTAL, ORGANIC CARBON (TOC): según Schlumberger²⁹, es la concentración de material orgánico en las rocas generadoras representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0.5% de carbono orgánico

²³ Ibid., p 438.

²⁴ Ibid., p 451.

²⁵ ALLABY. Op.cit., p 459.

²⁶ Ibid., p 459.

²⁷ Ibid., p 453.

²⁸ Ibid., p 493.

²⁹ SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/t/toc.aspx>.

total en porcentaje en peso se considera el mínimo para una roca generadora efectiva, aunque los valores del 2% se consideran mínimos para los depósitos de gas asociado a lutitas; existen valores superiores al 10%, aunque algunos geocientíficos afirman que los altos valores de carbono orgánico total indican la posibilidad de que el kerógeno llene el espacio de los poros en lugar de otras formas de hidrocarburos. El carbono orgánico total se mide a partir de muestras de 1 g de roca pulverizada. Que se queman y se convierten en CO o CO₂. Si una muestra parece contener suficiente carbono orgánico total para generar hidrocarburos, también se puede cuantificar mediante el uso del método Delta Log R.

RESUMEN

La geomecánica es un componente fundamental en el estudio de los yacimientos no convencionales en roca generadora, dado que la producción de este tipo de reservorios depende de la implementación de operaciones de fracturamiento hidráulico multietapa, la fragilidad es un parámetro geomecánico importante para la evaluación preliminar de estos yacimientos, pues ayuda a diferenciar las secciones que presenten un comportamiento frágil de uno dúctil. En el mundo hay una gran cantidad de yacimientos en roca generadora; Estados Unidos, China y Argentina se han destacado por la explotación de este tipo de reservorios, lo que ha permitido el desarrollo de múltiples estudios para la evaluación de parámetros como la fragilidad mineralógica.

En Estados Unidos en las formaciones Barnett, Eagle Ford y Woodford se implementaron modelos que comprenden la creación de correlaciones estadísticas a partir de regresiones lineales en gráficas de fragilidad mineralógica con respecto al registro Sónico de onda compresional o fragilidad mineralógica con respecto al registro Porosidad Neutrón, esto con el fin de permitir un cálculo del índice de fragilidad mineralógica mediante registros de pozo.

Es así como en varios campos de Colombia con potencial en yacimientos en roca generadora se han ido adelantando investigaciones en torno a la fragilidad de la roca, pues este parámetro es fundamental para seleccionar las zonas con un comportamiento frágil, es por esto que en este proyecto se calculó el índice de fragilidad mineralógica en las formaciones de estudio, adicionalmente se crearon dos correlaciones por cada formación que permiten calcular el índice de fragilidad mineralógica mediante registros de pozo, para las dos formaciones al utilizar el registro Sónico de onda compresional en las correlaciones se obtuvo un coeficiente de confianza de 0.0016, al emplear el registro Porosidad Neutrón el coeficiente de confianza fue de 0.37 para la Formación La Lun y de 0.30 para la formación Cogollo, lo que indica que no es significativo el cálculo del índice de fragilidad mineralógica mediante esta metodología en las formaciones de estudio.

PALABRAS CLAVE: Fragilidad, yacimiento en roca generadora, Registro Sónico, Registro Porosidad Neutrón, índice de fragilidad mineralógica

ABSTRACT

Geomechanics is a fundamental component in the study of unconventional reservoirs in source rock, given that the production of this type of reservoir depends on the implementation of multi-stage hydraulic fracturing operations, brittleness is an important geomechanical parameter for the preliminary evaluation of these reservoirs, as it helps to differentiate the sections that present a brittle behavior from a ductile one. In the world there are a large number of source rock reservoirs; The United States, China and Argentina have stood out for the exploitation of this type of reservoir, which has allowed the development of multiple studies for the evaluation of parameters such as mineralogical Brittleness Index.

In the United States, in the Barnett, Eagle Ford and Woodford formations, models were implemented that include the creation of statistical correlations from linear regressions in graphs of mineralogical Brittleness with compressional sonic slowness or mineralogical Brittleness with Neutron Porosity Log. this to allow a calculation of the mineralogical Brittleness index through well logs.

Thus, in several fields in Colombia with potential in source rock reservoirs, investigations have been carried out on the Brittleness of the rock, since this parameter is fundamental to select the areas with a Brittle behavior, that is why in this project The mineralogical brittleness index was calculated in the study formations, additionally two correlations were created for each formation that allow calculating the mineralogical brittleness index through well logs, for the two formations when using sonic compressional slowness in the correlations were obtained a confidence coefficient was 0.0016, when using the Neutron Porosity Log, the confidence coefficient was 0.37 for the La Luna Formation and 0.30 for the Cogollo formation, which indicates that the calculation of the mineralogical brittleness index is not significant using this methodology in study training.

KEY WORDS *Brittleness, source rock reservoir, Sonic log, Neutron Porosity Log, mineralogical brittleness index, shale oil, shale gas.*

INTRODUCCIÓN

Actualmente la industria petrolera en Colombia en su permanente interés por aumentar la producción diaria de hidrocarburo y las reservas, se encuentra en la necesidad de explorar nuevos escenarios en busca de yacimientos con acumulaciones de hidrocarburo las cuales resulten atractivas en términos económicos y también existe el interés por producir ese hidrocarburo que está entrampado en la roca generadora (en lo que es conocido como yacimiento en roca generadora), el cual para ser producido requiere la implementación de técnicas poco comunes en Colombia como el fracturamiento hidráulico.

Debido a que anteriormente en Colombia no se consideraba el agotamiento de las reservas probadas de hidrocarburo como algo que pudiera suceder en un periodo de tiempo no muy lejano, no había mayor interés por explorar y estudiar a fondo los yacimientos en roca generadora. Actualmente para Colombia según las principales entidades reguladoras como lo son el Ministerio de Minas y Energía, y la Agencia Nacional de Hidrocarburos; teniendo en cuenta la producción diaria de hidrocarburo del país se esperan reservas probadas de aproximadamente seis años para el petróleo y de nueve años en cuanto al gas.

Esta cifra asociada a las reservas de petróleo del país ha originado el interés de las principales empresas operadoras por contemplar la explotación de los yacimientos en roca generadora, los cuales el día de hoy se presentan como una alternativa a la explotación convencional; la cual solamente asegura seis años de petróleo y nueve de gas. Teniendo en cuenta las condiciones petrofísicas de los yacimientos, en roca generadora, principalmente sus bajos valores de permeabilidad los cuales oscilan por el rango de nanoDarcys; es necesaria la implementación de fracturamiento hidráulico si se desea producir exitosamente el hidrocarburo concentrado en gran proporción en estos yacimientos.

El conocimiento de la fragilidad es fundamental puesto que es un parámetro clave a tener en cuenta como punto de partida para un fracturamiento hidráulico en un yacimiento en roca generadora. Tener claridad sobre la fragilidad de una Formación permite a las empresas interesadas en implementar un fracturamiento hidráulico la toma de decisiones operativas de suma importancia como la selección de intervalos de roca candidatos para un fracturamiento y también el diseño óptimo de las fracturas. Adicionalmente el previo conocimiento de la fragilidad de un yacimiento en roca generadora sobre el cual se desee implementar fracturamiento hidráulico contribuye positivamente dado que la adecuada planeación y diseño de fracturas basado en la fragilidad se verá reflejado en la optimización de costos operativos.

En Colombia se destacan como principales rocas generadoras las Formaciones La Luna y Cogollo dentro de la Cuenca del Catatumbo, son consideradas como una de las principales fuentes de hidrocarburo en el mundo. Adicionalmente la Cuenca del Catatumbo posee gran importancia para el país por su gran similitud con la Cuenca

de Maracaibo la cual es una de las principales cuencas de Latinoamérica debido a su alto contenido de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta las características petrofísicas de las Formaciones La Luna y Cogollo en el Catatumbo que las destacan como principales rocas generadoras, es importante conocer su fragilidad puesto que estas formaciones probablemente son candidatos aptos para la implementación de un fracturamiento hidráulico con el fin de aumentar las reservas de hidrocarburo del país.

Para el desarrollo de este proyecto y la culminación de los objetivos planteados los cuales se presentan más adelante, se tuvieron en cuenta cuatro artículos los cuales en su contenido presentan metodologías aplicadas en diferentes países para el cálculo de propiedades que fueron calculadas como por ejemplo el Carbón Orgánico Total (TOC), y la fragilidad mediante registros de pozo.

El artículo principal en el cual se basó esta investigación fue el realizado en la Universidad de Oklahoma en el año 2014 por los autores Xiaochun Jin, Subhash Shah, Jean-Claude Roegiers el cual lleva por título "*A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs*"³⁰, en español "*Un enfoque práctico petrofísico para la predicción de la fragilidad a partir de los registros de Porosidad y Sónico en reservorios Shale*".

Este estudio fue realizado sobre el Shale Barnett en Texas, y se implementó una metodología la cual consiste en la elaboración de correlaciones para el cálculo de la fragilidad mediante el uso de registros de pozo, específicamente el registro Sónico Compresional y el registro de Porosidad Neutrón. Adicionalmente teniendo en cuenta la composición mineralógica también se calculó un valor de la fragilidad a partir de una correlación que involucra las fracciones másicas de minerales como Cuarzo, Calcita, y Dolomita.

La metodología implementada en el Shale Barnett fue implementada exactamente igual para el estudio de las Formaciones La Luna y Cogollo en la Cuenca del Catatumbo, y sirvió para dar cumplimiento a cuatro de los seis objetivos propuestos en el trabajo de grado.

El segundo artículo el cual se tuvo en cuenta para el proyecto de grado fue "Total Organic Carbon Evaluation of the Bowland Shale Formation in the Upper Bowland of the Widmerpool Gulf"³¹ de los autores: Michael Kenomore, Mohamed Hassan, Hom Dhakal Amjadshah; en este artículo aplicado a un Shale en Reino Unido se presenta de forma detallada el procedimiento para el cálculo del Carbón Orgánico

³⁰ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, Octubre, 2014: Amsterdam.). A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in shale reservoirs. Amsterdam.: Society of Petroleum Engineers. 2014. 18 p.

³¹ SHAH, Amjad, et al. Op. cit., p.4.

Total (TOC) mediante el Método de Passey. Este artículo sirvió como guía para poder dar cumplimiento a uno de los objetivos planteados el cual consistió en el cálculo del Carbón Orgánico Total (TOC) para las Formaciones La Luna y Cogollo en la Cuenca del Catatumbo.

En tercer artículo fue “*An integrated petrophysics and geomechanics approach for fracability evaluation in shale reservoirs*”³² de los autores Xiaochun Jin, Subhash Shah, Jean Claude Roegiers y BP América, se presenta una metodología para el cálculo de la fragilidad mediante el uso de correlaciones diseñadas a partir de la lectura de los registros de pozo Sónico y Porosidad Densidad, expresa también la relación que tiene la fragilidad con el Angulo interno de fricción, y una forma de hallar la fragilidad mediante la mineralogía obtenida a partir de estudios de difracción de rayos X. Este artículo aportó a la investigación principalmente para el cálculo de la fragilidad mediante la mineralogía, el cual fue uno de los objetivos del proyecto de grado.

El cuarto artículo utilizado como referencia para el proyecto de grado fue “*Comparison of brittleness indices in organic-rich shale formations*”³³ de los autores: Yang Yi, Sone Hiroki, Hows Amie, Mark Zoback, en la Universidad de Stanford. En el contenido del artículo se menciona la importancia de la fragilidad al momento de predecir la efectividad potencial del inicio y la propagación de las fracturas durante un fracturamiento hidráulico en formaciones Lutita de baja permeabilidad. Se establecen índices de fragilidad a nivel de laboratorio en las pruebas BQ y B8 mediante el uso del registro de pozo Sónico Compresional sin necesidad de utilizar núcleos de roca. La importancia de este artículo fue de gran utilidad para establecer la influencia que podría tener la fragilidad de las Formaciones La Luna y Cogollo en el Catatumbo, al momento de un posible fracturamiento hidráulico.

Como se mencionó anteriormente, el proyecto se basó en seis objetivos específicos y uno general. El objetivo general del proyecto fue estimar la fragilidad para yacimientos en roca generadora mediante registros de pozo en las Formaciones La Luna y Cogollo, Cuenca de Catatumbo en Colombia.

A continuación, se presentan los objetivos específicos:

- Caracterizar las litofacies asociadas a lutitas para las Formaciones La Luna y Cogollo mediante interpretación y análisis petrofísicos de registros de pozo.

³² JIN, Xiaochun, et al. An integrated petrophysics and geomechanics approach for fracability evaluation in shale reservoirs. Society of Petroleum Engineers. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. 2015, Vol. 20, Nro.3, 9 p. ISSN 1086-055X.

³³ Simposio de Mecánica de Rocas (47: 23-24, 26 d.e junio: San Francisco.). Comparison of Brittleness Indices in Organic-rich Shale Formations. San Francisco.: American Rock Mechanics Association, 2013. 7p.

- Calcular el contenido de TOC, mediante el análisis de Delta Log R con registros de pozo para la determinación de zonas prospectivas.
- Obtener la fragilidad a partir de la composición mineralógica para las muestras analizadas.
- Elaborar las correlaciones de fragilidad calculada a partir de la composición mineralógica con los registros de Porosidad y Sónico de onda P.
- Validar las correlaciones de fragilidad con los registros de Porosidad y Sónico de onda P.
- Comparar las correlaciones obtenidas con las correlaciones del Barnett Shale.

La implementación de este tipo de metodologías enfocadas a la evaluación de yacimientos en roca generadora son relevantes dado que contribuye de manera significativa respecto a la geomecánica de este tipo de formaciones, evidenciando que la predicción de la fragilidad con el registro Neutrón-Porosidad y el registro Sónico onda P permitirá realizar evaluaciones óptimas de diseño de fractura, para operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación La Luna y la Formación Cogollo de la cuenca de Catatumbo en Colombia.

El proyecto se encuentra dividido en cinco capítulos: Marco teórico, metodología y datos, resultados y análisis, conclusiones y recomendaciones.

En el marco teórico se encuentra la información necesaria para conocer y comprender las formaciones de estudio (La Luna y Cogollo) y la cuenca sedimentaria donde están situadas (Cuenca del Catatumbo), esto abarca todo lo correspondiente a la localización geográfica, mineralogía y estratigrafía.

Por otro lado, en el capítulo dos referentes a la metodología y datos se encuentra el procedimiento realizado para culminar con cada uno de los objetivos planteados. En la **sección 2.2** se encuentra detalladamente todo el procedimiento efectuado para la caracterización de litofacies en las formaciones de estudio. Al inicio de esta se encuentra un mapa conceptual que explica con mayor claridad la metodología llevada a cabo utilizando dos métodos distintos según si se tiene en cuenta o no el análisis multimineral. A continuación, en la **sección 2.3** se presenta la metodología Delta Log R propuesta por Passey aplicada en las Formaciones La Luna y Cogollo para el cálculo del contenido de Carbón Orgánico Total, es decir, el segundo objetivo del proyecto de grado. Dentro de esta sección se encuentra de manera detallada el desarrollo de esta metodología partiendo desde la definición de la línea base de Shale, seguido por la calibración de las escalas del registro Sónico y Resistividad Total, el cálculo del nivel de madurez, y finalmente la aplicación de las ecuaciones de Passey.

En la **sección 2.4** se encuentra el procedimiento para calcular la fragilidad mineralógica mediante una correlación que involucra las concentraciones en porcentaje en volumen de ciertos minerales en específico para discriminar si la roca es frágil y dúctil y así dar cumplimiento al tercer objetivo específico.

La **sección 2.5** muestra detalladamente el procedimiento para la creación de correlaciones propias para el cálculo de la fragilidad mediante registros de pozo, (en este caso fueron los registros Porosidad Neutrón y Sónico Compresional), y así cumplir exitosamente el cuarto objetivo específico para poder continuar con el quinto objetivo que se cumple en la **sección 2.6**.

Como se mencionó, en la **sección 2.6** se realizó la validación de las correlaciones propias diseñadas en la **sección 2.5**, y se determinó el grado de confianza de estas correlaciones propias mediante el cálculo del porcentaje de error. Por último, en la **sección 2.7**, se encuentra la implementación de las correlaciones utilizadas en el Barnett Shale en Texas en el artículo de referencia "*A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs*" pero en este caso para las Formaciones La Luna y Cogollo con el fin de verificar similitud entre los valores obtenidos entre las correlaciones propias y las correlaciones de Barnett.

1. MARCO TEÓRICO

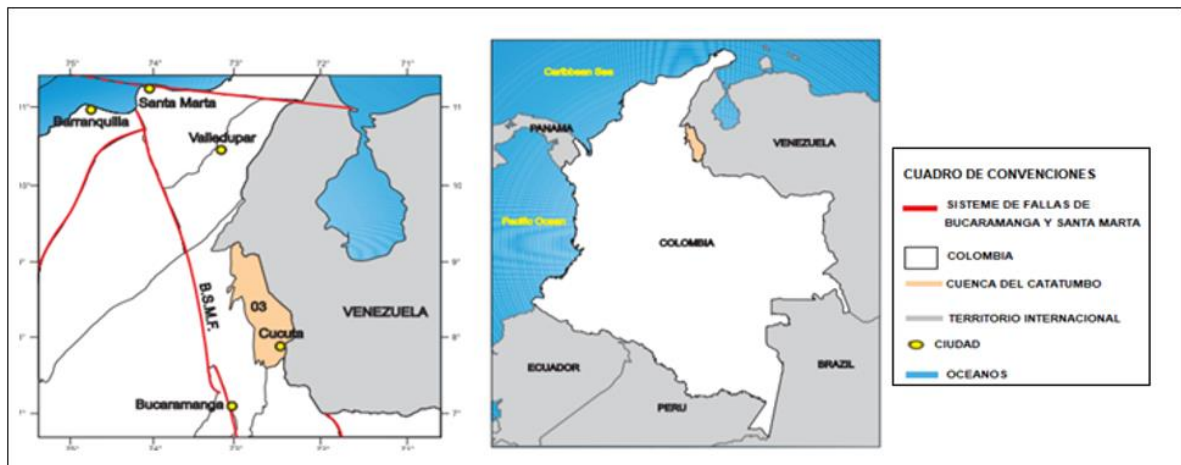
En este capítulo se describen las generalidades de la cuenca del Catatumbo, de las Formaciones Cogollo y La Luna; se hace una descripción de los tipos de yacimientos en roca generadora y como se definen a través de sus propiedades petrofísicas. Adicionalmente se mencionan los comportamientos frágil y dúctil que puede experimentar una roca según su composición mineralógica, y por último se señalan las diferentes propiedades de la Formación Barnett shale.

1.1 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL CATATUMBO

Las características generales de la Cuenca del Catatumbo como lo son: las formaciones que la componen, su ubicación, su columna estratigráfica, su geología estructural y las formaciones que comprenden una gran importancia en donde se posiblemente se encuentren yacimientos de hidrocarburos en roca generadora como lo son las formaciones de estudio La Luna y Cogollo.

1.1.1 Localización. La Cuenca de Catatumbo está localizada al Nororiente de Colombia, al occidente limita con el Macizo de Santander y con la Serranía del Perijá, al norte y al oriente limita con el borde geográfico de Venezuela, al suroriente limita con los Andes de Mérida.

Figura 1. Localización de la Cuenca del Catatumbo en Colombia.



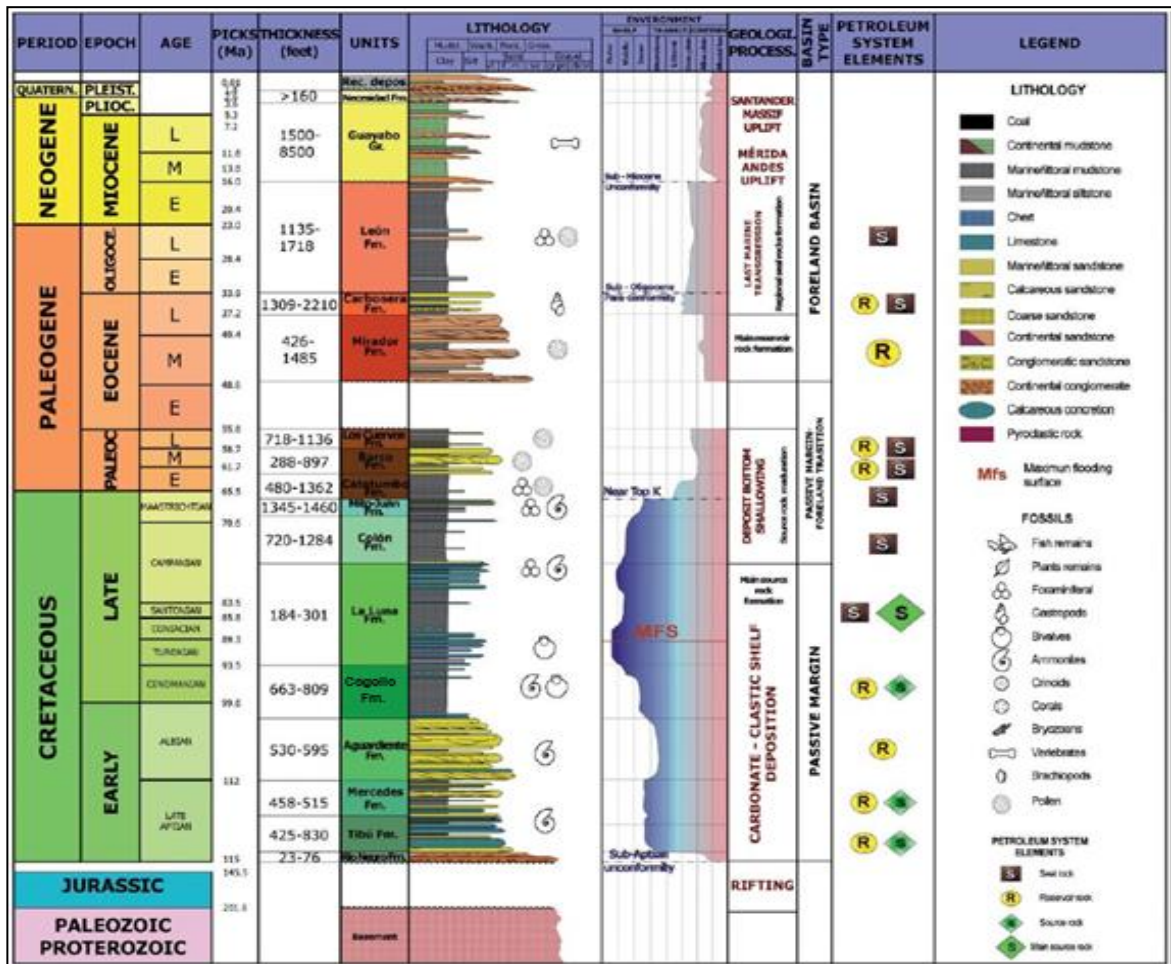
FUENTE: elaboración propia, con base en: BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia, 2007. p. 33.

Según la ANH³⁴ la Cuenca del Catatumbo es una cuenca de antepaís la cual se

³⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda2010, [Sitio WEB]: Bogotá D.C, ANH [consultado el 15 de enero de 2020]. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=48&dec=30>.

originó en el Mioceno Superior-Plioceno a partir de la colisión de las placas Caribe y Suramérica, hecho que genera el levantamiento de los andes de Mérida y las áreas montañosas Perijá-Santander que limitan con esta cuenca.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Catatumbo.



Fuente: elaboración propia, con base en: LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezhda. COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE CATATUMBO. Bogotá. Colombia: 2014. p 10.

1.1.2 **Estratigrafía.** De acuerdo con la ANH³⁵ la columna estratigráfica de la cuenca del Catatumbo está conformada, por la Formación Rio Negro depositada en el Aptiano, está compuesta por areniscas de grano fino a grueso; posteriormente se depositó el grupo Uribante que está compuesto por tres unidades las cuales son: Tibú, Mercedes que son rocas generadoras hidrocarburos y Aguardiente que cumple la función de roca reservorio.

³⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Catatumbo: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C. 2012. p 37-44.

En el cretáceo tardío se depositaron las formaciones Cogollo, La Luna, Colón y Mito-Juan, en donde se destaca a la Luna y a Cogollo como formaciones generadoras de hidrocarburos. Más adelante en el paleoceno se depositaron las formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos. Siguiendo con el orden cronológico de la Formación más antigua a la más joven, en el Eoceno se depositó la Formación mirador que está compuesta en la parte inferior por areniscas de grano fino y moderadamente limpias, sin embargo, en la parte intermedia presenta una capa de arcillolita de un espesor variable; la Formación carbonera se depositó entre el Eoceno tardío y el Mioceno temprano, está constituida por capas delgadas de areniscas glauconíticas y calizas hacia el tope y la base las cuales registran intrusiones marinas; la Formación León se depositó entre el Mioceno temprano y el Mioceno medio está conformada por lutitas grises, con delgadas capas de limolitas y localmente lentes de arenisca, esta Formación es conocida como un sello regional; la formación guayabo se depositó en el Mioceno medio y el Plioceno temprano. Está constituida por lutitas arenosas grises, limolitas y lutitas.

1.2 FORMACIÓN COGOLLO

Esta Formación lleva el nombre de Cogollo dado que Notenstain decide correlacionarla con la Formación de este mismo nombre ubicada en Venezuela. Según Jaime Fuquen³⁶ et al, la relación hecha por Notenstain es errónea y dice que el nombre correcto es Capacho, el cual fue puesto por Renz en 1959 quien la correlaciona con la Formación Capacho del Táchira, pues Notenstain la correlacionó erróneamente con la Formación Cogollo presente en el Occidente de Venezuela, sin embargo, se pueden encontrar informes que aun la llaman Cogollo al igual que el presente trabajo de grado. La Formación Cogollo se compone de base a techo por lutita negro en capas delgadas muy calcáreas y por calizas, lutita gris oscuro no calcárea con pocas intercalaciones de limolita y caliza gris arcillosa fosilífera; hacia el tope calizas masivas intercaladas con lutita oscuro no calcáreo. Esta Formación muestra un alta arcillosidad y mayor presencia de minerales cuarzosos. De acuerdo con la ANH³⁷, Cogollo muestra una porosidad entre 2-11%, entre 3-18000 nD de permeabilidad adicionalmente concluye que la Formación Cogollo es un intervalo importante con potencial de hidrocarburos no convencionales después de la Formación La Luna debido a su contenido de materia orgánica y a la existencia de tres intervalos que tienden a ser menos arcillosos los cuales se encuentran en el tope, la base y una zona en la parte media; es importante resaltar que esta Formación predomina el kerógeno tipo II y III. Según la ANH³⁸, en el sector noroccidental, nororiental y centro suroccidental de la cuenca del Catatumbo la Formación Cogollo presenta valores promedios de riqueza orgánica actual de 1,5 a

³⁶ FÚQUEN, Jaime, et al. GEOLOGÍA DE LAS PLANCHAS 98 - DURANIA Y 99 - VILLA DEL ROSARIO, NORTE DE SANTANDER – COLOMBIA. INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA INGEOMINAS. Bogotá. Colombia: 2011. P.66.

³⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Catatumbo: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Op. cit., p.37-44

³⁸ Ibid. p 157

3 % de TOC, En la parte central y sur presenta valores entre 1,5 a 0,5 % de TOC. En cuanto al fluido esperado al explotar esta Formación predomina el gas en la parte sur, condensado en la parte central y norte; y en menor proporción aceite en sectores occidental y oriental de la parte central.

1.3 FORMACIÓN LA LUNA

Según la ANH³⁹ es la principal roca generadora de la Cuenca del Catatumbo y una de las rocas de este tipo más importantes en el mundo, además es el intervalo con mayor cantidad de materia orgánica y mejor calidad para ser un reservorio no convencional. Esta Formación se depositó del Coniaciano al Campaniano temprano, su rango de espesor es de 180 a 300 pies, pero su espesor promedio en la cuenca es de 200 pies. Se compone de calizas grises oscuros, delgadas, intercaladas con lutitas. En la parte inferior presenta calizas tipo mudstones, que usualmente se presentan como lentes de color gris oscuro, intercaladas con arcillolitas calcáreas, grises oscuros, laminadas, en capas con estratificación plano-paralela a ondulada, ricas en materia orgánica.

En el estudio realizado por la ANH⁴⁰, se encuentra que la mayoría de las muestras presentan porosidades de entre 3 - 12%, permeabilidades de entre 5- 10000 nD, el contenido orgánico en volumen está entre 5-27%. Hay que tener presente que la Formación La Luna alcanzó la ventana de generación de aceite y en la parte sur la cuenca alcanzó la ventana de generación de gas seco. El TOC (total orgánica carbón) en esta Formación es muy bueno, en su sector central y norte es de entre 2 a 4 % y en una franja que se extiende desde el noroccidente hasta el sur y sureste de la cuenca, los valores son entre 1 a 2%. En cuanto al fluido esperado al explotar esta Formación predomina el gas en la parte sur, condensado en la parte central y norte; y en menor proporción aceite en sectores occidental y oriental de la parte central.

1.4 RESPUESTA DE LOS REGISTROS DE POZO EN YACIMIENTOS TIPO SHALE

de acuerdo con Ma⁴¹, et al, los siguientes numerales describen el comportamiento de los registros en reservorios tipo shale que contiene Kerógeno tipo II, como es el caso de los evaluados en el presente trabajo de grado.

³⁹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Catatumbo: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Op. cit., p.37-44.

⁴⁰ Ibid., p 11-41.

⁴¹ MA, Y. Z. y HOLDITCH, Stephen A. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. Texas: Elsevier 2015. P 130.

1.4.1 Registro de Rayos Gamma. El kerógeno tipo dos tiene normalmente contenido de uranio anormalmente alto lo que conduce a una lectura de alto Gamma Ray, para describir este incremento es clave utilizar el registro Gamma Ray espectral en donde si se podrá apreciar este incremento, si se tiene un registro de rayos gama común solo se podrá ver un incremento generalizado en el valor de este.

1.4.2 Registro Densidad. La materia orgánica es menos densa que los minerales de la matriz lo que conduce a una baja densidad por ende a una lectura menor en el registro de densidad incluso por debajo de la matriz.

1.4.3 Registro Neutrón. La materia orgánica aumenta la porosidad del en el registro Neutrón, dado que incrementa el contenido de hidrogeno, el grado de madurez puede incrementar el contenido de este por ende la porosidad.

1.4.4 Registro Sónico de onda compresional (DTC). La materia orgánica es menos densa y tiene diferentes texturas, lo que genera un incremento en el tiempo de transito de la onda P en este tipo de formaciones.

1.4.5 Registro Resistividad. La materia orgánica no es conductora de electricidad, en este tipo de formaciones la resistividad suele incrementar por su contenido de materia orgánica y cuando el kerógeno se convierte en hidrocarburos este valor puede incrementar drásticamente, puesto que el agua presente en los poros es desplazada por los hidrocarburos generados. Sin embargo, cuando la Formación se encuentra sobremadura la materia orgánica puede volverse grafito y la lectura de resistividad se reduce.

1.5 GEOQUÍMICA APLICADA A YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

El análisis geoquímico juega un papel muy importante en la evaluación de yacimientos en roca generadora, pues mediante este se pueden conocer diferentes propiedades como el tipo de kerógeno, la reflectancia de vitrinita, el TOC, etc.

Según Crain⁴², et al, Las rocas ricas en materia orgánica generalmente están compuestas por tres componentes, matriz de roca, materia orgánica sólida y los fluidos que llenan el espacio de los poros, mientras que las rocas no fuente están compuestas principalmente de solo dos componentes, la matriz de rocas y el fluido que llena el espacio de los poros. A continuación, se nombran las propiedades más importantes empleadas en el presente trabajo.

⁴² INTERNATIONAL FIELD EXPLORATION & DEVELOPMENT CONFERENCE. (18-20 Septiembre 2018). Shale Gas Log Evaluation for Gas Volume Calculations. Tehran.: Shaanxi Petroleum Society. p 3.

1.5.1 Kerógeno. Según Ma⁴³, es un sólido insoluble en disolventes orgánicos, compuesto de materia orgánica que reside en rocas generadoras y puede producir petróleo, el kerógeno se describe en cuatro tipos. El primero está compuesto principalmente por algas y amorfas, el segundo está conformado por materia mixta de origen terrestre y marino, el tercero está principalmente compuesto por materia leñosa de origen terrestre y el cuarto compone principalmente materia orgánica descompuesta. Según Crain⁴⁴, et al, El kerógeno está compuesto de oxígeno, nitrógeno, azufre e hidrógeno, además de carbono, en ocasiones puede generar confusión este concepto con el TOC, es clave recordar la composición del kerógeno previamente mencionada porque en esta está implícita la diferencia con el TOC.

1.5.2 Carbono Orgánico Total. Según Ma⁴⁵, es el carbono unido a un compuesto orgánico a una Formación geológica, típicamente una roca generadora, normalmente se expresa en porcentaje en peso, de acuerdo con Dembicki⁴⁶ el TOC de una roca madre disminuye a medida que se generan y expulsan hidrocarburos de esta, en la Tabla 1 se observa una escala en donde se observa al TOC como un indicador de la riqueza orgánica que tiene una roca generadora lo cual es clave para reconocer intervalos prospectivos en un reservorio en roca generadora.

Tabla 1. Riqueza orgánica.

Riqueza	TOC
Pobre	0-0.5
Aceptable	0.5-1.0
Bueno	1.0-2.0
Muy bueno	>2.0

Fuente: elaboración propia, con base en: EGBOBAYE, Edwin I. Petroleum Source-Rock Evaluation and Hydrocarbon Potential in Montney Formation Unconventional Reservoir, Northeastern British Columbia, Canada. Natural resources (Irvine, Calif.). 2017, vol. 8, n. 11. P. 729.

1.5.3 Reflectancia de vitrinita. Según Ma⁴⁷, et al, es un índice de madurez térmica del kerógeno, el cual se puede convertir en aceite o gas al aumentar la temperatura la reflectancia de vitrinita es a menudo un valor promedio basado en todas las partículas de vitrinita medidas en una muestra, en la Tabla 2 se observan los valores de la reflectancia de vitrinita de acuerdo con el hidrocarburo que se pueda esperar.

⁴³ MA, Y. Z. y HOLDITCH, Stephen A. Op. cit., p. 514.

⁴⁴ INTERNATIONAL FIELD EXPLORATION & DEVELOPMENT CONFERENCE. (18-20 Septiembre 2018). Op. cit., p.3.

⁴⁵ MA, Y. Z. y HOLDITCH, Stephen A. Op. cit., p. 514.

⁴⁶ DEMBICKI, Harry, Jr. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production. Maturity Interpretations with Vitrinite Reflectance. Elsevier, 2015. p 125.

⁴⁷ MA, Y. Z. y HOLDITCH, Stephen A. Op. cit., p. 514.

Tabla 2. Potencial según reflectancia de vitrinita.

Potencial	Ro%
Inmadura	0-0.6
Aceite	0.6-1.0
Condensado	1.0-1.3
Gas húmedo	1.3-2.0

Fuente: elaboración propia, con base en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Catatumbo: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C. 2012. P 112.

1.6 YACIMIENTO NO CONVENCIONAL

cuando se habla de un yacimiento no convencional se hace referencia a acumulaciones de hidrocarburos que difieren de los tradicionales, tales como: gas metano de carbón (CBM), Hidratos de gas, reservorios fracturados, gas de arenas compactas (tight gas), yacimientos en roca generadora o lutitas. Dado que en el presente trabajo se van a estudiar dos formaciones generadoras es pertinente definir este tipo de reservorios como

1.6.1 Yacimientos en roca generadora. Que según YPF⁴⁸ son una acumulación de hidrocarburos en una roca madre que se caracteriza por tener baja permeabilidad. Esta característica no permite el flujo de los hidrocarburos a caudales económicamente atractivos, por lo cual es necesario estimularlos de manera hidráulica para generar canales de alta permeabilidad que posibiliten la extracción.

1.7 MINERALOGÍA EN FORMACIONES DE SHALE

La composición mineralógica es un parámetro muy importante en la evaluación de la fragilidad de yacimientos no convencionales. según Jin⁴⁹ son minerales frágiles por ende las formaciones con un alto contenido de estos minerales tendrán un comportamiento frágil, lo contrario de los minerales arcillosos que van a tener un comportamiento dúctil, es decir que las formaciones con un alto contenido de arcilla van a tener un comportamiento dúctil. De acuerdo con Fernández ⁵⁰ et al, el contenido de minerales arcillosos en una Formación prospecto de shale gas debe

⁴⁸ Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. YPF. [Sitio WEB]. Buenos Aires. YPF. [consultado el 15 de enero de 2020]. Disponible en: https://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/img/pdf/Camino_al_auto_abastecimiento.pdf.

⁴⁹ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, Octubre, 2014: Amsterdam.). A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs. Amsterdam.: Society of Petroleum Engineers. 2014. p2-4.

⁵⁰ FERNÁNDEZ ROJAS, Leonardo, et al. Análisis de la fragilidad para identificar sweet spots en formaciones de shale gas. *el Reventón energético*. Bucaramanga. [en línea] 2015, Bucaramanga Vol. (13). No 2. P 105. [consultado el 15 de e de 2020]. ISSN. 1657-6527. Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5242/5544>.

ser menor, de ser mayor no se obtendría un fracturamiento óptimo pues este es un indicador negativo para la fragilidad.

1.8 BARNETT SHALE

La Formación Barnett es uno de los principales reservorios de gas de los Estados Unidos y del mundo está ubicada en la cuenca de Fort Worth, se depositó en el período Misisipiense, se encuentra en la parte superior de dos grupos de carbonato ordovícico, la Formación Viola-Simpson y la Formación Ellenberger. Según Shannon Ethridge⁵¹ et al, Se estima que la parte productiva de la Formación se extiende desde la ciudad de Dallas hacia el oeste y el sur, cubriendo 5000 millas cuadradas (13,000 Km²). De acuerdo con Smith⁵² Barnett shale tiene un espesor de hasta 300 m en la cuenca de Fort Worth, sus reservas probadas de gas equivalen a 2.5×10^{12} SCF, su porosidad rara vez supera el 6% y generalmente contiene menos del 25% de saturación de agua. La cuenca de Fort Worth muestra una estructura de graben que se ensancha hacia el norte, está limitada por fallas inversas contra el Arco de Muenster del Paleozoico inferior, Barnett se subdivide en dos unidades, Barnett superior e inferior, separadas por la roca caliza de Forestburg también de la edad Misisipiense, que se conforma con una gruesa sucesión de sedimentos del Pensilvánico superpuestos. Según Smith⁵³ et al, los tres factores principales que controlan la prospectividad de Barnett son la madurez térmica, el grosor y el contenido de carbono orgánico total (TOC) de la lutita. Las estructuras locales y regionales como las juntas, pliegues y fallas controlan la porosidad de la fractura y, por lo tanto, influyen en el potencial de producción en una variedad de escalas. La mayoría de las fracturas naturales están selladas, pero potencialmente pueden explotarse mediante técnicas de fractura artificial.

⁵¹ ETHRIDGE, Shannon, et al. The Barnett Shale: From problem formulation to risk management. *Unconventional Oil and Gas Resources*. [en línea]. 2015 Texas. Vol. (11). P.96. [consultado el 15 de enero de 2020]. ISSN. 2213-3976. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213397615000270?via%3Dihub>.

⁵² Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. (7: 1, Enero, 2010: Londres). UK data and analysis for shale gas prospectivity.: Geological Society of London, 2010. P. 1088.

⁵³ Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Op. cit., p.1088.

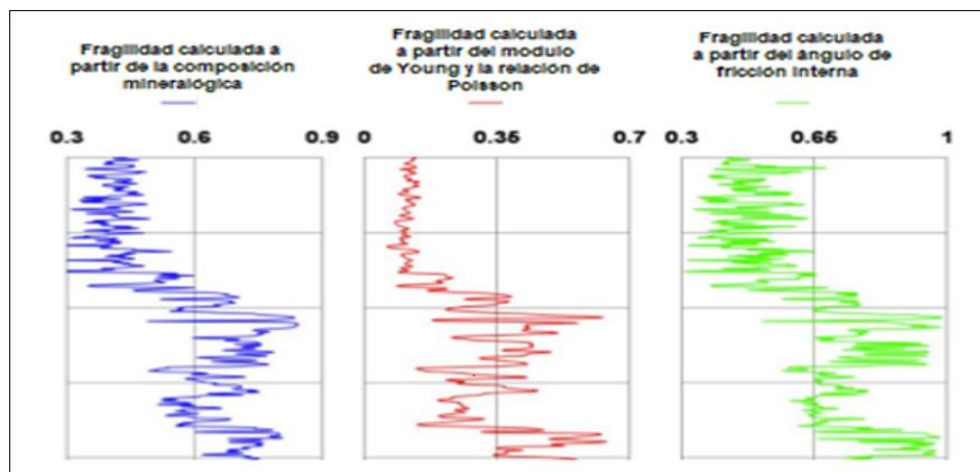
1.8.1 Litología de Barnett shale. Según Vermylen⁵⁴ la Formación Barnett shale está constituida por Lutita silíceo rica en materia orgánica, Caliza y en menor cantidad dolomita. Los intervalos de lutita generalmente presentan alto contenido de sílice de 35% a 50%, el contenido de arcilla en esta Formación es relativamente bajo aproximadamente menor a 35% y tiene un porcentaje significativo de materia orgánica (organic carbon) de 3% a 10%. Las capas delgadas de flujo de restos de carbonato son comunes en algunas áreas de la cuenca, las secciones más profundas del reservorio han visto una mayor madurez térmica.

1.8.2 Mineralogía de Barnett shale. Esta Formación presenta cantidades significativas de cuarzo 45% y carbonato de un 10% en la matriz de Lutita como plantea Smith⁵⁵ et al. Los altos porcentajes de cuarzo y carbonato en la matriz de Barnett hacen que esta Formación sea frágil lo cual la hace óptima para la generación de fracturas de manera artificial.

1.9 COMPORTAMIENTO FRÁGIL

Se puede observar a partir de las pruebas de esfuerzo deformación que la roca frágil falla inmediatamente el esfuerzo máximo alcanza la resistencia de la roca, como se muestra en la Figura 4.

Figura 3. Comparación de diferentes índices de fragilidad de Barnett shale.



Fuente. Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, Octubre, 2014: Amsterdam.). A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs. Amsterdam.: Society of Petroleum Engineers. 2014. p 4.

⁵⁴ VERMYLEN, John Peter. Geomechanical Studies of the Barnett Shale. [en línea] degree of Doctor of Philosophy. Stanford Texas, USA: 2011. [consultado el 15 de enero de 2020] P 60. Disponible en: https://pangea.stanford.edu/departments/geophysics/dropbox/SRB/public/docs/theses/SRB_125_MAY11_Vermylen.pdf.

⁵⁵ Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. (7: 1, Enero, 2010: Londres). UK data and analysis for shale gas prospectivity.: Geological Society of London, 2010. P 1092.

Los materiales frágiles presentan un mayor módulo de Young y una relación de Poisson menor, de acuerdo con estos valores este tipo de materiales va a tender a experimentar menor deformación axial y lateral. Si se evalúa la fragilidad en función de la porosidad, se hace referencia al ángulo de fricción interna que es inversamente proporcional a la porosidad, el ángulo de fricción interna define la facilidad con la que un material puede deslizarse a lo largo de la superficie de fractura, cuanto más bajo es el ángulo de fricción interna el material se deslizará con mayor facilidad a lo largo de la superficie de fractura, la roca frágil exhibe un alto ángulo de fricción lo que significa que no se desliza fácilmente. El cálculo de la fragilidad se puede hacer de diferentes maneras, como lo son: mediante el ángulo de fricción interna, con base en el módulo de Young y la relación de Poisson, con base en la composición mineralógica de la roca, etc. En la Figura 3 se observan 3 registros en donde cada uno representa respectivamente una forma en la que Jin⁵⁶ et al, calculó la fragilidad para un intervalo de 100 ft, llegó a la conclusión de que en cada método se obtenían valores diferentes de fragilidad, pero los comportamientos eran iguales.

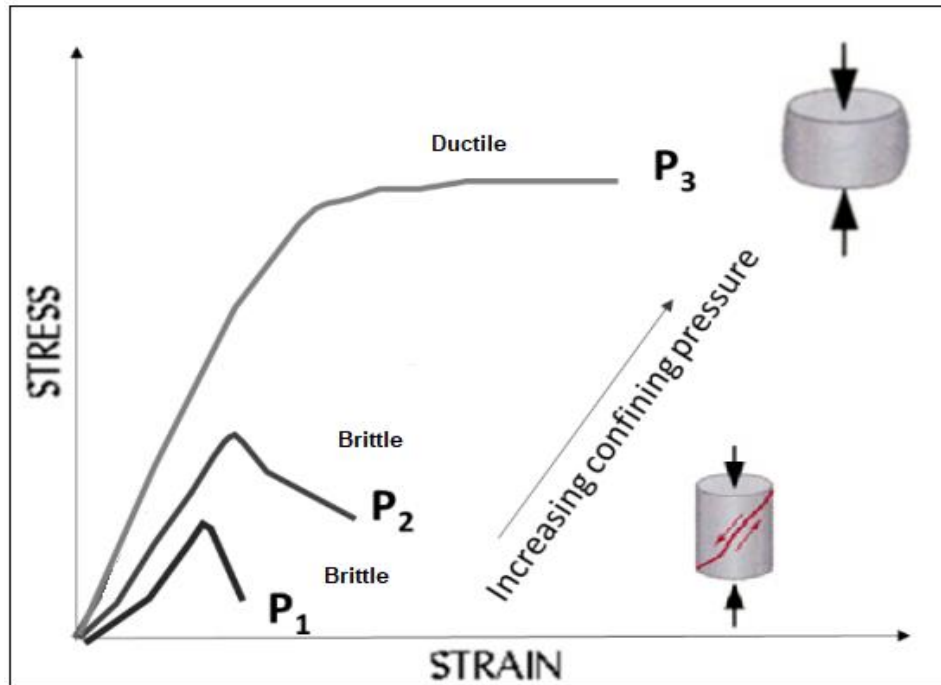
1.10 COMPORTAMIENTO DÚCTIL

En el artículo tomado como base para el desarrollo del presente estudio realizado por Jin⁵⁷, et al, se observa que la roca dúctil no falla inmediatamente cuando el esfuerzo máximo alcanza la resistencia de la roca, adicionalmente esta continúa absorbiendo energía y finalmente falla con una gran deformación como se observa en la Figura 4. Por esta razón no todas las formaciones con un buen contenido de materia orgánica son candidatas para realizar operaciones de fracturamiento. Los materiales dúctiles presentan un menor módulo de Young y una relación de Poisson mayor, de acuerdo con estos valores este tipo de materiales va a tender a experimentar mayor deformación axial y lateral. El alto contenido de minerales arcillosos son otra característica fundamental para identificar rocas que van a presentar un comportamiento dúctil. La Figura 4 representa una comparación del comportamiento de un material dúctil y un material frágil cuando estos se someten a esfuerzos, siendo la curva P1 el material más frágil, la P2 disminuye su fragilidad, sin embargo, sigue siendo frágil y por último se tiene la curva P3 que representa un material con un comportamiento dúctil, las curvas P1 y P2 se asemeja a las formaciones que tienen un mayor contenido de minerales frágiles como lo son el cuarzo y los carbonatos, por otra parte la P3 se asemeja a una formación con un mayor contenido un contenido importante de minerales de arcilla.

⁵⁶ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p.2-4.

⁵⁷ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p. .2-3.

Figura 4. Esfuerzo vs Deformación.



Fuente: elaboración propia con base en: ISRM 8th International Symposium Geomechanics. (6-10, mayo, 2019: Bucaramanga.). Brittleness, Fracability and Stresses Evaluation to Define the Completion Quality in Unconventional Reservoirs. Bucaramanga.: International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering. 2019. P 2-4.

1.11 CORRELACIONES ESTADÍSTICAS DE FRAGILIDAD

En la ingeniería y en muchas áreas del conocimiento la estadística desempeña un papel muy importante pues esta permite implementar técnicas muy útiles como lo son las regresiones lineales. Mediante el uso de regresiones lineales Jin⁵⁸, et al, establecen una serie de ecuaciones para Barnett, Eagle Ford y Woodford, en donde comparan la fragilidad obtenida previamente a partir de la composición mineralógica de cada una de las formaciones, esta se compara primero con el registro porosidad Neutrón para generar las primeras ecuaciones, posteriormente va a ser comparada con el registro Sónico para obtener las segundas ecuaciones. Las regresiones de Barnett tienen una tendencia mucho más lineal que con respecto a las otras formaciones haciendo que las ecuaciones obtenidas de esta Formación sean de mayor exactitud, es decir que va a dar un valor muy cercano al real.

⁵⁸ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, Octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p.5-14.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se expone la metodología llevada a cabo para la estimación de la fragilidad para yacimientos en roca generadora mediante registros de pozo en las formaciones La Luna y Cogollo en la cuenca del Catatumbo en Colombia, como se observa en la Figura 5 la cual presenta una breve descripción de esta.

Figura 5. Diagrama de la metodología propuesta.



Fuente: elaboración propia.

2.1 INFORMACION DISPONIBLE

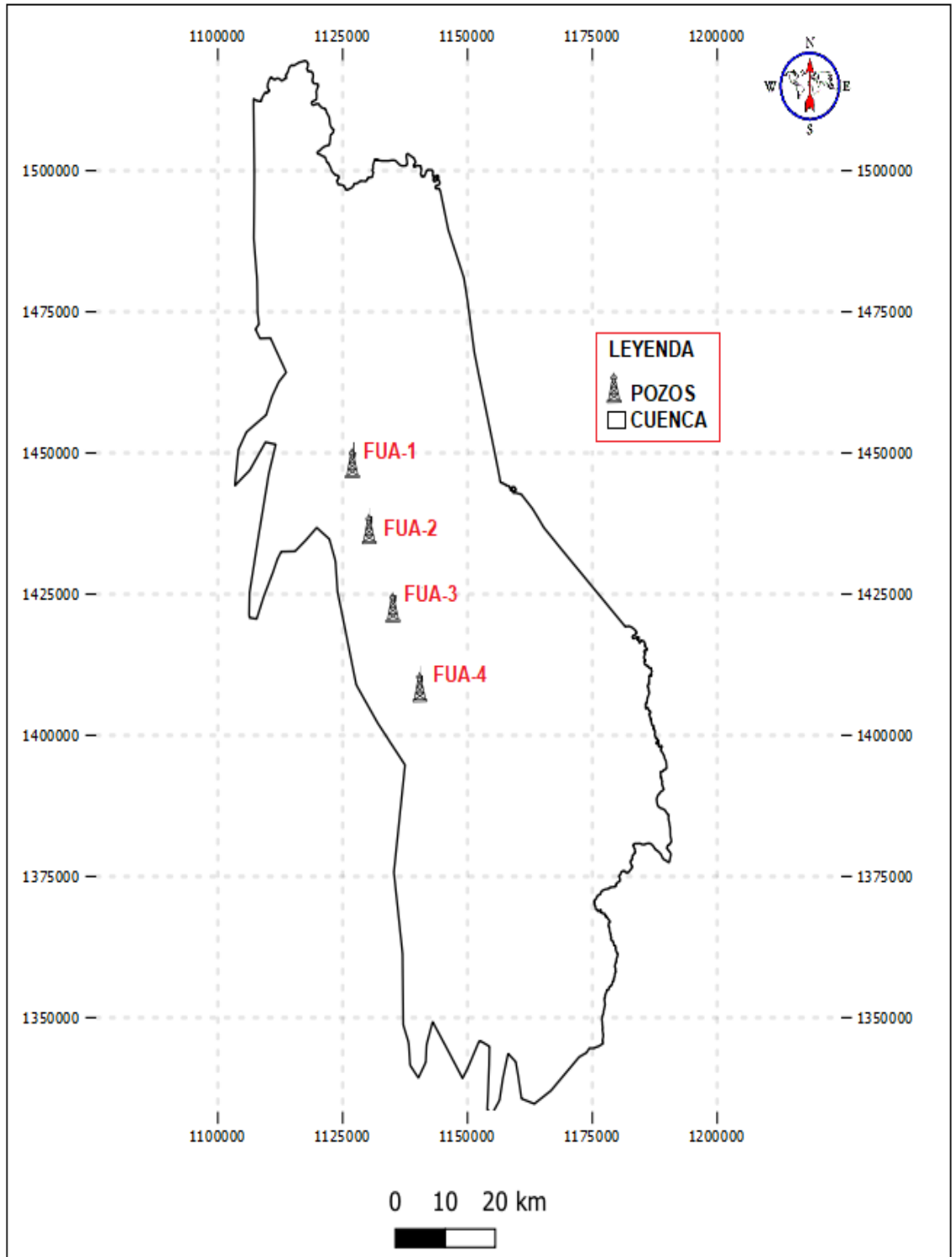
Para el desarrollo del presente trabajo de grado se utilizó el software Interactive Petrophysics y la información presentada en la Tabla 3 la cual está organizada de acuerdo con cada pozo y el tipo de estudio. Para los pozos FUA-4 y FUA-1 se cuenta con los datos de los registros NPHI y RHOB, los cuales no fueron corridos en las profundidades de las formaciones de estudio en los pozos FUA-2 y FUA-3

Tabla 3. Información disponible de pozos de estudio.

Pozo	Formación	Registros	Geoquímica	Mineralogía
FUA-1	LA LUNA	GR, CALI, LLD LLS, DT, NPFI, RHOB	Ro%, TOC LAB	X-Ray Diffraction
	COGOLLO	GR, CALI, LLD, LLS, DT, NPFI, RHOB	Ro%, TOC LAB	X-Ray Diffraction
FUA-2	LA LUNA	GR, CALI, LLD LLS, DT	Ro%, TOC LAB	X-Ray Diffraction
	COGOLLO	GR, CALI, LLD LLS, DT	Ro%, TOC LAB	X-Ray Diffraction
FUA-3	LA LUNA	GR, CALI, LLD LLS, DT	Ro%	X-Ray Diffraction (4340' -4510')
	COGOLLO	GR, CALI, LLD LLS, DT		X-Ray Diffraction (4590'- 4630'; 5110' - 5140'; 5170'-5270')
FUA-4	LA LUNA	GR, CALI, LLD LLS, DT, NPFI, RHOB	Ro%, TOC LAB	X-Ray Diffraction (4460'-4670';4692'- 4720')
	COGOLLO	GR, CALI, LLD LLS, DT, NPFI, RHOB	Ro%, TOC LAB	X-Ray Diffraction (4720'-5505')

Fuente: elaboración propia.

Figura 6. Mapa de pozos de estudio en la Cuenca del Catatumbo.



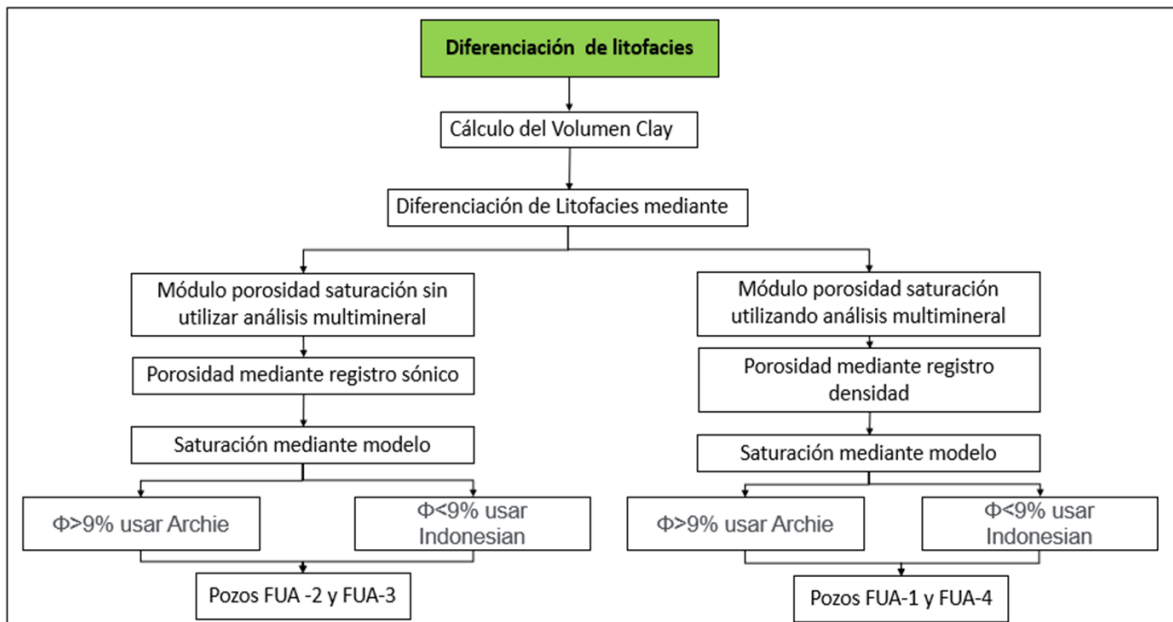
Fuente: elaboración propia.

Para la evaluación geoquímica se tienen los datos obtenidos a partir de la prueba de reflectancia de Vitrinita y los valores de TOC calculados a nivel de laboratorio mediante el análisis de cuttings, estos solo fueron obtenidos para los pozos FUA-1, FUA-2 y FUA-4 en las formaciones de estudio, en cuanto a FUA-3 solamente se cuenta con la reflectancia de Vitrinita en la Formación La Luna. En la Figura 6 se observa la distribución de los pozos en la Cuenca del Catatumbo.

2.2 CARACTERIZACIÓN DE LAS LITOFACIES ASOCIADAS A LUTITAS PARA LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO MEDIANTE LA INTERPRETACIÓN Y ANALISIS PETROFÍSICO DE REGISTROS DE POZO

En esta sección se describe la metodología correspondiente a la caracterización de las posibles litofacies a encontrar en las formaciones La Luna y Cogollo para los pozos de estudio la cual se puede observar en la Figura 7, tomando como base la información disponible para cada pozo ilustrada en el cuadro 1.

Figura 7. Metodología para diferenciar las litofacies.



Fuente: elaboración propia.

2.2.1 Cálculo del Volumen Clay. Para el cálculo del volumen Clay se utilizó el módulo Clay volume del software Interactive Petrophysics, este módulo viene cargado con diferentes modelos para el cálculo del VCL, para el presente trabajo se tuvieron en cuenta tres modelos los cuales son: modelo lineal de Gamma Ray ilustrado en la Ecuación 1, el modelo Densidad Neutrón ilustrado en la Ecuación 2 y el modelo Sónico ilustrado en la Ecuación 3.

En cada uno de los pozos con sus respectivas formaciones se seleccionó el modelo que permitiera obtener valores más cercanos a los obtenidos en laboratorio mediante difracción de rayos x, dado que estos tienen mayor exactitud que los valores dados por los registros de pozo.

Ecuación 1. Cálculo de VCL mediante registro de Rayos Gamma.

$$V_{Cl} = \frac{Gr_{log} - Gr_{clean}}{Gr_{clay} - Gr_{clean}}$$

Fuente: elaboración propia, con base en: SENERGY y SCHLUMBERGER. User manual Interactive petrophysics. kincardineshire.: schlumberger, 2008. p 834.

Ecuación 2. Modelo de Densidad Neutrón para el cálculo del VCL.

$$V_{Cl} = \frac{(Den_{cl2} - Den_{cl1}) * (Neu - Neu_{cl1}) - (Den - Den_{cl1}) * (Neu_{cl2} - Neu_{cl1})}{(Den_{cl2} - Den_{cl1}) * (Neu_{clay} - Neu_{cl1}) - (Den_{clay} - Den_{cl1}) * (Neu_{cl2} - Neu_{cl1})}$$

Fuente: elaboración propia, con base en: SENERGY y SCHLUMBERGER. User manual Interactive petrophysics. kincardineshire.: SCHLUMBERGER, 2008. p 836.

Ecuación 3. Modelo para el cálculo de VCL mediante el registro Sónico.

$$V_{Cl} = \frac{DT_{log} - DT_{clean}}{DT_{clay} - DT_{clean}}$$

Fuente: elaboración propia, con base en: SENERGY y SCHLUMBERGER. User manual Interactive petrophysics. kincardineshire.: SCHLUMBERGER, 2008. p 836.

2.2.1.1 Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-1. Para realizar el cálculo del VCL en las formaciones de estudio se tuvo en cuenta el valor máximo en porcentaje volumen de minerales de arcilla obtenido mediante las pruebas de laboratorio de difracción de rayos x, de acuerdo con este valor se seleccionó el registro Sónico para cada una de las formaciones de estudio, pues fue el que dio la mejor representación del cálculo de volumen de arcilla en IP en comparación con el estudio de difracción de Rayos X (DRX). Los valores seleccionados para introducir en el modelo VCL Sónico fueron $48\mu\text{Sec/ft}$ como DT_{clean} y $120\mu\text{Sec/ft}$ como DT_{clay} .

2.2.1.2 Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-2. Para el cálculo del VCL en la Formación La Luna se tomaron dos registros, para calcular el VCL en la base de esta Formación que corresponde al intervalo de 4793.5 ft a 4810 ft se seleccionó el registro Gamma Ray, Los valores seleccionados para introducir en el modelo VCL Gamma Ray fueron 38 API como Gr_{clean} 320 API y como Gr_{clay} .

para el resto de la Formación correspondiente al intervalo de 4590 ft a 4793.5 ft se seleccionó el modelo Sónico, los valores a introducidos en este fueron 57 μ Sec/ft como DT_{clean} y 125 μ Sec/ft como DT_{clay} .

Para el cálculo del volumen Clay en la Formación Cogollo se utilizó el modelo lineal de Gamma Ray en donde se tomaron los valores 31 API como Gr_{clean} y 320 API como Gr_{clay} .

2.2.1.3 Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-3. Para el cálculo del VCL en la Formación La Luna se tomaron dos modelos, para calcular el VCL en el tope de esta Formación que corresponde al intervalo de 4339 ft a 4359.5 ft se seleccionó el modelo Sónico el cual da un cálculo aproximado de VCL con respecto al de los estudios de difracción de rayos x, Los valores seleccionados para introducir en el modelo VCL Sónico fueron 53 μ Sec/ft como DT_{clean} y 112 μ Sec/ft como DT_{clay} .

Para el resto de la Formación correspondiente al intervalo de 4359.5 ft a 4590 ft se seleccionó el modelo Gamma Ray, Los valores seleccionados para introducir en el modelo VCL Gamma Ray fueron 49 API como Gr_{clean} y 201 API como Gr_{clay} .

Para el cálculo del volumen Clay en la Formación Cogollo se utilizó el modelo lineal de Gamma Ray en donde se tomaron los valores 50 API como Gr_{clean} y 201 API como Gr_{clay} .

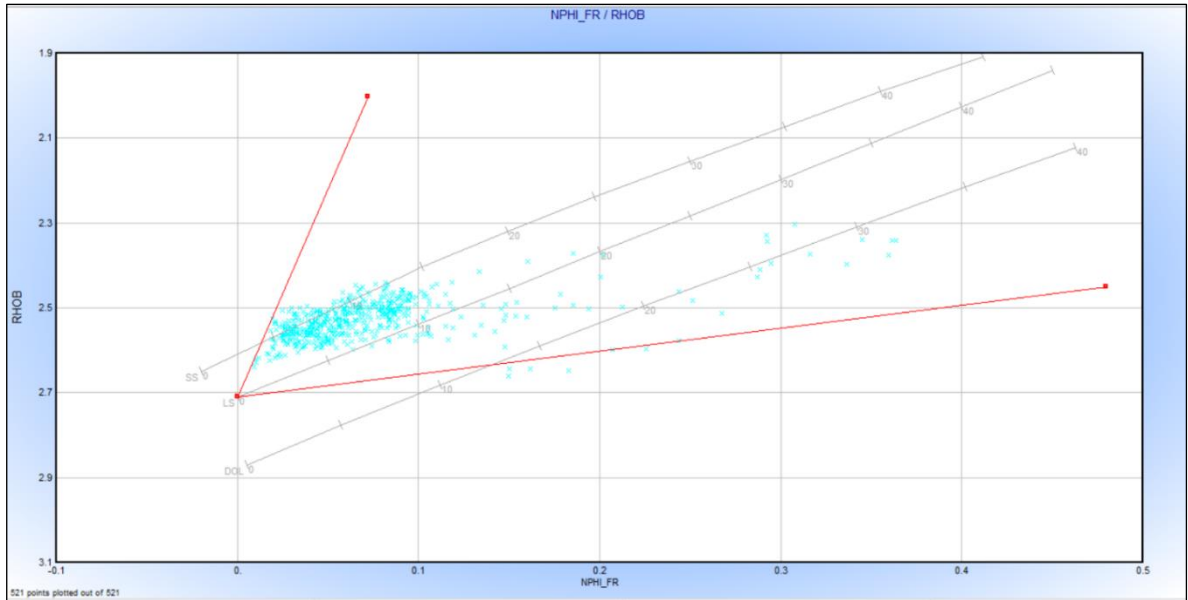
2.2.1.4. Cálculo del Volumen Clay para el pozo FUA-4. Para realizar el cálculo del VCL en la Formación La Luna se tuvo en cuenta el valor máximo en porcentaje volumen de minerales de arcilla obtenido mediante la Difracción de rayos x.

De acuerdo con ese valor se seleccionó el modelo que mejor representa estos minerales, de acuerdo con el valor del VCL en el módulo Clay volumen del software IP, se seleccionó el modelo Densidad Neutrón pues este muestra el mejor comportamiento, Los valores seleccionados para introducir en la Ecuación 2 fueron: 0.48 para Neu_{clay} , 2.45 Den_{clay} , 0 para Neu_{cl1} , 0.047 para Neu_{cl2} , 2.71 para Den_{cl1} y 2.12 para Den_{cl2} . Los dos primeros puntos son la referencia de una zona con alto contenido de minerales de arcilla, en cuanto al resto de puntos describen la recta libre de arcilla.

En la Figura 8 se observan las rectas en las cuales se basan los valores introducidos en el modelo Densidad Neutrón, el extremo derecho de la recta roja inferir

representa los puntos tomados como valores Clay, en el caso de la recta roja superior sus extremos representan los valores de litología limpia de minerales de arcilla en donde el extremo inferior representa los valores limpios con subíndice uno y el extremo superior representa los valores limpios con subíndice dos, los puntos azules representan los valores leídos en la Formación por los registros Densidad y Neutrón.

Figura 8. Crossplot Densidad Neutrón.



Fuente: elaboración propia.

Para realizar el cálculo del VCL en la Formación Cogollo se tuvo en cuenta el valor máximo en porcentaje volumen de minerales de arcilla obtenido mediante la difracción de rayos x. De acuerdo con ese valor se seleccionó el modelo que mejor represento estos minerales de acuerdo con el valor del VCL en el módulo Clay volume del software IP, se seleccionó el modelo gama ray pues es el que mostró una mejor aproximación a los del volumen de minerales de arcilla calculados mediante difracción de rayos X.

Los valores seleccionados para introducir en el modelo VCL Gamma Ray fueron 48 API como Gr_{clean} y 300 API como Gr_{clay} .

2.2.2 Diferenciación de litofacies mediante el módulo porosidad y saturación del software *Interactive petrophysics*. En esta sección se describe la metodología utilizada en el módulo porosidad y saturación del software Interactive Petrophysics para diferenciar las litofacies presentes en las formaciones La Luna y Cogollo para cada uno de los pozos de estudio.

2.2.2.1 Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-1. Para el cálculo del módulo porosidad y saturación se utilizó el modelo multimineral dado que para este pozo se contó con los registros Densidad y Neutrón en los intervalos correspondientes a las formaciones de estudio, adicionalmente se utilizaron los registros MSFL, Sónico de onda P, resistivo Depth (LLD), el volumen Clay previamente calculado y el registro de temperatura. Se empleo la temperatura en Fahrenheit.

Para el cálculo de la porosidad se seleccionó el modelo de Densidad ilustrado en la Ecuación 4 puesto que al incorporar el registro Neutrón junto con el registro Densidad se puede generar una mayor incertidumbre puesto que la lectura del registro Neutrón se puede ver influenciada por el agua asociada a las arcillas y de esta forma alterar los valores de porosidad sobrestimándolos.

Ecuación 4. Porosidad mediante el registro Densidad.

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Fuente. CAMARGO PUERTO, Jorge Arturo. Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Neiva.: Universidad Surcolombiana, 2005. P 161. 978-958-8324-13-5.

Ecuación 5. Modelo de saturación de agua de Archie.

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Fuente: elaboración propia, con base en: SENERGY y SCHLUMBERGER. User manual Interactive petrophysics. kincardineshire.: SCHLUMBERGER, 2008. p 908.

Para el cálculo de la saturación de agua se utilizó el modelo de Indonesia que está incorporado en la opción de modelos preestablecidos en el software para hacer este cálculo, pese a que en la industria usualmente se emplea Archie ilustrado en la Ecuación 5. Se selección el modelo de Indonesian con base en lo dicho por Ahmad⁵⁹

⁵⁹ SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific. (11-13 noviembre, 2012: Brisbane, Australia.). Water Saturation Evaluation of Murteree and Roseneath Shale Gas Reservoirs, Cooper Basin, Australia Using Wire-line Logs, Focused Ion Beam Milling and Scanning Electron Microscopy. Society of Petroleum Engineers, 2013. P 10.

et al, quien afirma que para calcular la saturación de agua en formaciones tipo shale utilizando Archie los valores son aceptables cuando la porosidad de estas es mayores al 9% y en cuanto a porosidades menores a este valor del orden de 0% a 4% el modelo de Indonesian da valores aceptables, para el caso de las formaciones de este pozo los valores de porosidad en la mayoría de intervalos están por debajo del 2% lo que hizo que Indonesian fuese el modelo a seleccionar. El modelo de Indonesian se expresa en la Ecuación 6.

Ecuación 6. Modelo de saturación de agua de Indonesian.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a * R_w}} + \frac{V_{cl}^{((1-V_{cl})/2)}}{\sqrt{R_{cl}}} \right) * S_w^{\frac{n}{2}}$$

Fuente. elaboración propia, con base en: SENERGY y SCHLUMBERGER. User manual Interactive petrophysics. kincardineshire.: SCHLUMBERGER, 2008. p 909.

Adicionalmente se empleó el módulo multimineral del software interactive petrophysics para diferenciar la litología y para incorporar el kerógeno como un mineral en el módulo pese a que este no lo es, pero es clave expresar el volumen que ocupa este en las formaciones de estudio. Este módulo permite incorporar valores base de los minerales a discriminar, para esto se introdujeron los valores ilustrados en la Tabla 4 para cada uno de los minerales a diferenciar en la Formación mediante este módulo, es importante destacar que los minerales de la arcilla se representaron con el cálculo del VCL previamente obtenido y no se involucran directamente en la Tabla 4, sin embargo, hacen parte del total de los minerales presentes en la Formación calculados mediante este módulo.

Tabla 4. Valores de referencia para introducir en el módulo multimineral.

Mineral	Valor base RHOB [gm/cc]	Valore base Sónico DT [µSec/ft]
Calcita	2.7	47
Cuarzo	2.65	55.5
Kerógeno	1.55	150

Fuente: elaboración propia.

Según Rattia y Glorioso⁶⁰, la densidad del kerógeno está entre 1 gm/cc a 1.5 gm/cc, por otra parte, Lewis et al, dicen que “una Formación con kerógeno de baja madurez

⁶⁰ SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. (20-22 Marzo,2012: Vienna, Austria.). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. Society of Petroleum Engineers, 2012.p 24.

puede tener valores de Sónico DT del orden de 160 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ ⁶¹. Para efectos de este estudio se tomaron como valores base 1.5 gm/cc para densidad y 150 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ para el registro Sónico DTC, pues estos valores permitieron tener una representación de los mineralógica aproximada a la evaluada mediante difracción de rayos x. Otros autores como Crain⁶², et al, sugieren que el valor del registro Sónico compresional para le kerógeno puede llegar a ser hasta de 345 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 525 $\mu\text{Seg}/\text{ft}$, al poner valores tan elevados en el software o mayores incluso a 150 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ la representación de los minerales se desestabiliza dando valores muy diferentes a los obtenidos mediante difracción de rayos x.

2.2.2.2 Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-2. La diferenciación de litofacies se hizo mediante el módulo de porosidad y saturación del software Interactive Petrophysics, para el que se tomó como input el volumen Clay previamente calculado y los siguientes registros: Sónico de onda P (DT), resistivo Depth (LLD) y temperatura.

Para el cálculo de la porosidad en las formaciones de estudio se utilizó el modelo de Wyllie ilustrado en la Ecuación 7 que viene incluido por defecto en el software Interactive Petrophysics, el cual emplea el registro Sónico.

Ecuación 7. Ecuación de Wyllie.

$$\phi_s = \frac{\Delta t_c - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Fuente. CAMARGO PUERTO, Jorge Arturo. Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Neiva.: Universidad Surcolombiana, 2005. 310 p. 978-958-8324-13-5.

Para calcular la saturación de agua en la Formación La Luna se tomó el modelo de Indonesian de acuerdo con lo Ahmad⁶³ et al, ya descrito anteriormente y para la Formación Cogollo se seleccionó el modelo de Archie basándose los mismos parámetros de selección que indican que el modelo de Archie funciona mejor en shales con porosidades mayores al 9% en el caso de Cogollo en su gran mayoría está compuesta por intervalos con porosidades mayores al 9%. Por falta de los registros Densidad y Neutrón no fue posible activar el módulo multiminerale del módulo porosidad y saturación del software Interactive Petrophysics, pues este no permite su activación si no se tienen estos registros.

⁶¹ ZHAO, Peiqiang, et al. Methods for estimating petrophysical parameters from well logs in tight oil reservoirs: a case study. Journal of geophysics and engineering. 2016a, vol. 13, No. 1. P 84

⁶² INTERNATIONAL FIELD EXPLORATION & DEVELOPMENT CONFERENCE. (18-20 Septiembre 2018). Op. cit., p 4.

⁶³ SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific. (11-13 noviembre, 2012: Brisbane, Australia). Op. cit., p 13.

Al no tener los registros necesarios para dar una representación de la mineralogía de la Formación y así clasificar las litofacies, fue necesario tomar las curvas VSILT y VCL y mediante la función shading se configuró para mostrar la clasificación los tres minerales principales los cuales son: el cuarzo, calcita y minerales de arcilla.

Los resultados del software fueron elaborados buscando una aproximación a la clasificación mineralógica hecha en laboratorio debido a que los valores obtenidos de muestras son los datos duros del proyecto por ende este cálculo debe aproximarse a estos datos. Es importante destacar que para la diferenciación de mineralógica de litofacies mediante este módulo no fue posible incluir el kerógeno para las formaciones de estudio en este pozo.

2.2.2.3 Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-3. La diferenciación de litofacies se hizo mediante el módulo de porosidad y saturación del software Interactive Petrophysics, para el que se tomó como input el volumen Clay previamente calculado y los siguientes registros: Sónico de onda P (DT), resistivo Depth (LLD) y temperatura.

Para el cálculo de la porosidad en las formaciones de estudio se utilizó el modelo de Wyllie ilustrado en la Ecuación 7, el cual viene incluido por defecto en el software Interactive Petrophysics, el cual emplea el registro Sónico.

Para calcular la saturación de agua en las formaciones de estudio se tomó el modelo de Indonesian, puesto que la Formación La Luna en este pozo tiene una porosidad mayormente de 8.5% y la Formación Cogollo tiene valores en su mayoría de 3.5%

Al no tener los registros necesarios para dar una representación de la mineralogía de la Formación y así clasificar las litofacies, fue necesario tomar las curvas VSILT y VCL, mediante la función shading del software IP se configuró para mostrar la clasificación de los tres minerales principales, los cuales son: cuarzo, calcita y minerales de arcilla.

2.2.2.4 Diferenciación de litofacies en el pozo FUA-4. La diferenciación de litofacies se hizo mediante el módulo de porosidad y saturación, para la implementación de este módulo se contó con el VCL previamente calculado y con los siguientes registros: Neutrón, Densidad, Sónico, Resistivo Depth, temperatura.

Para porosidad se utilizó el modelo Densidad y para saturación se utilizó el modelo de Indonesian el cual se puede ver en la Ecuación 6, este modelo se seleccionó dado que permite incluir el volumen Clay en cálculo de la saturación de agua, adicionalmente Ahmad⁶⁴ et al, afirman que para calcular saturación de agua en

⁶⁴ SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. (20-22 Marzo,2012: Vienna, Austria.). Op. cit., p 24.

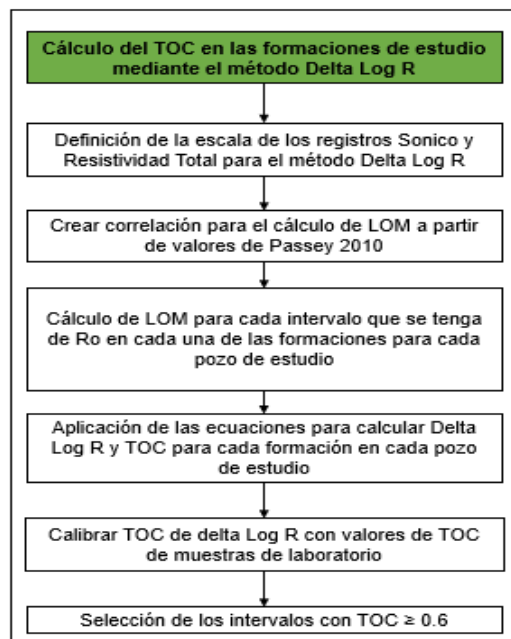
formaciones tipo shale utilizando Archie los valores son aceptables cuando la porosidad de estas son mayores al 9% y en cuanto a porosidades menores a este valor del orden de 2% a 4% da valores aceptables, a pesar de tener una data presente mayor a este intervalo pero mayormente por debajo del 9% se tomó Indonesian como el modelo para hacer el cálculo de Sw.

La diferenciación mineralógica se hace bajo los mismos valores establecidos en la Tabla 4, es clave resaltar que también se incluyó el kerógeno como un mineral en este módulo.

2.3 CÁLCULO DEL TOC EN LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO EN LOS POZOS FUA1, FUA2, FUA3 Y FUA4

El carbón orgánico total, según sus siglas en ingles Total Organic Carbon (TOC) es un indicador muy importante para tener en cuenta para la evaluación de yacimientos en roca generadora, pues describe que tan prospectivo puede ser un yacimiento de este tipo. Para el cálculo de este parámetro como primera medida se tuvieron en cuenta los valores de reflectancia de vitrinita (Ro) de las diferentes muestras de cada Formación y los registros de pozo Sónico de onda P y Resistivo Depth para poder aplicar el método de Delta Log R de Passey. En la Figura 9 se describe la secuencia de pasos efectuados para el cálculo del TOC. Es clave mencionar que todos los análisis de laboratorio fueron hechos por la empresa GMAS S.A.S.

Figura 9. Metodología para el cálculo del TOC mediante el método Delta Log R.

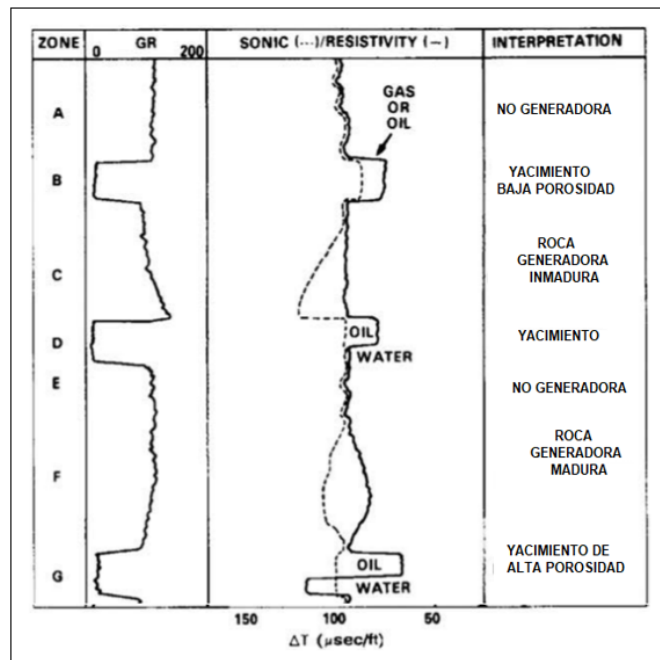


Fuente: elaboración propia.

2.3.1 Método Delta Log R mediante los registros Sónico de onda compresional y Resistividad Total. Este método consiste en analizar de forma visual el comportamiento de las curvas de los registros Sónico Compresional y Resistividad total en escala logarítmica, al ser superpuestos. La superposición de estos dos registros dio origen a la línea base de shale, cuyo valor para cada registro fue tomado en la Ecuación 9. Este proceso de superposición de las dos curvas en un mismo track se realizó mediante el software Interactive Petrophysics. El método cuantificó las diferentes respuestas de estos registros al interactuar con el variado contenido de materia orgánica presente en las Lutitas.

En las rocas fuente inmaduras también se observa una separación, pero solo del registro de porosidad, mientras que en las rocas no fuente no se observa separación, es decir, las lutitas poco prospectivas muestran una baja resistividad y ambas curvas muestran un comportamiento paralelo. Cuando la Formación contiene agua la resistividad cae y el registro Sónico mantiene su valor generando un delta negativo, para el caso de las lutitas maduras y con contenido de materia orgánica ambas curvas presentarán una separación de la línea base pues la velocidad de la onda compresional en el registro Sónico disminuye debido a la poca conductividad de la materia orgánica y la resistividad se incrementa por esta misma razón, como se puede observar en la Figura 10.

Figura 10. método Delta Log R mediante los registros Sónico de onda compresional y Resistividad.

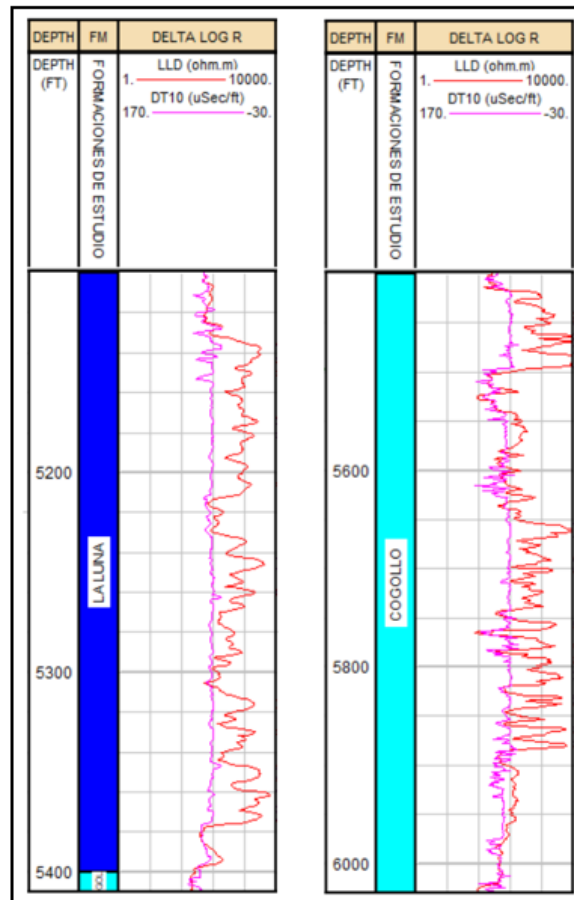


Fuente: elaboración propia, con base en: DEMBICKI, Harry. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production. [KNOVEL]. Amsterdam: Elsevier, 2016. p 123. ISBN 978-0-12-803350-0.

2.3.2 Definición de la escala de los registros Sónico y Resistividad Total para el método Delta Log R. Antes de utilizar las ecuaciones de Passey para el cálculo del TOC se definió la escala de los registros Sónico y Resistividad en la cual estos se sobreponen, para así generar la línea base de Shale y tomar la lectura de $\Delta t_{\text{línea base}}$ y $R_{\text{línea base}}$, adicionalmente poder observar la separación entre las dos curvas, o bien, el Delta Log R.

2.3.2.1 Definición de la escala en el Pozo FUA-1. La Figura 11 permiten apreciar el ajuste de los registros Sónico y Resistividad total para el pozo FUA-1 en las Formaciones La Luna y Cogollo respectivamente. La línea base de Shale en la Formación La Luna se encuentra a 5399 ft y en Cogollo a 6025.5 ft en el Pozo FUA-1, los valores para $\Delta t_{\text{línea base}}$ y $R_{\text{línea base}}$ tomados para la Formación Cogollo respectivamente fueron 82.1 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 38.9 Ohm^*m y para la Formación La Luna los valores de línea base respectivamente fueron 81.2 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 67.3 Ohm^*m .

Figura 11. Delta Log R para el pozo FUA-1.



Fuente: elaboración propia.

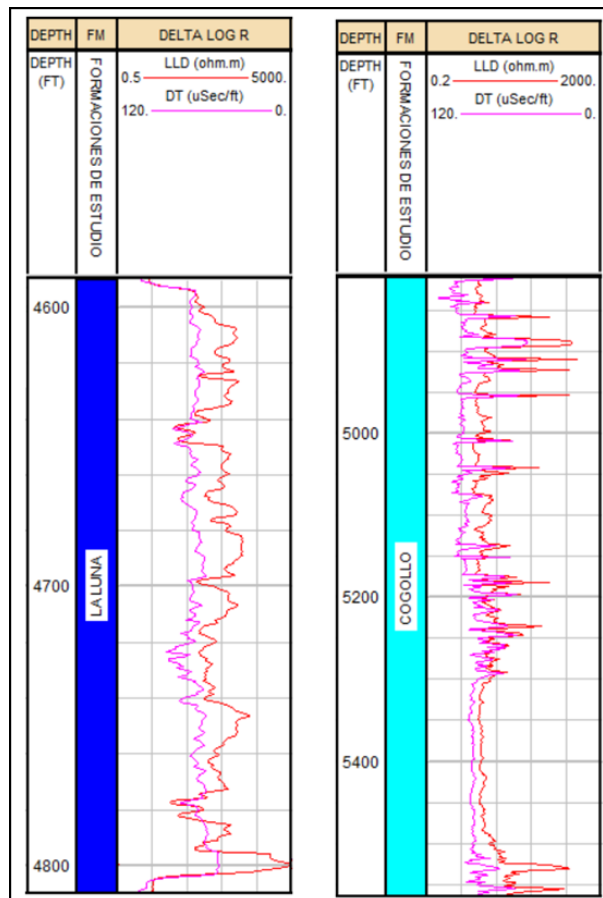
Para este pozo las escalas establecidas de Delta Log R para los registros Sónico y Resistividad Total fueron 170 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ a $-30\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 1 Ohm^*m A 10000 Ohm^*m respectivamente tanto en la Formación La Luna como en la Formación Cogollo.

2.3.2.2 Definición de la escala en el Pozo FUA-2. Para el pozo FUA-2 en la Figura 12 se puede apreciar la superposición de las curvas del registro Sónico y el registro Resistividad, es decir la línea base de Shale a 4592 ft para la Formación La Luna y para la Formación Cogollo se encuentra a 5174 ft.

Para este pozo se ajustaron las escalas del registro Sónico y Resistividad Total de 120 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ a 0 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 0.5 Ohm^*m a 5000 Ohm^*m para la Formación La Luna. En la Formación Cogollo la escala utilizada del registro Sónico fue 120 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ a 0 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y para el registro Resistividad Total 0.2 Ohm^*m a 2000 Ohm^*m .

Los valores para $\Delta t_{\text{línea base}}$ y $R_{\text{línea base}}$ tomados para la Formación Cogollo respectivamente fueron 78 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 5.34 Ohm^*m y para la Formación La Luna los valores de línea base respectivamente fueron 92 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 78 Ohm^*m .

Figura 12. Delta Log R para el pozo FUA-2.

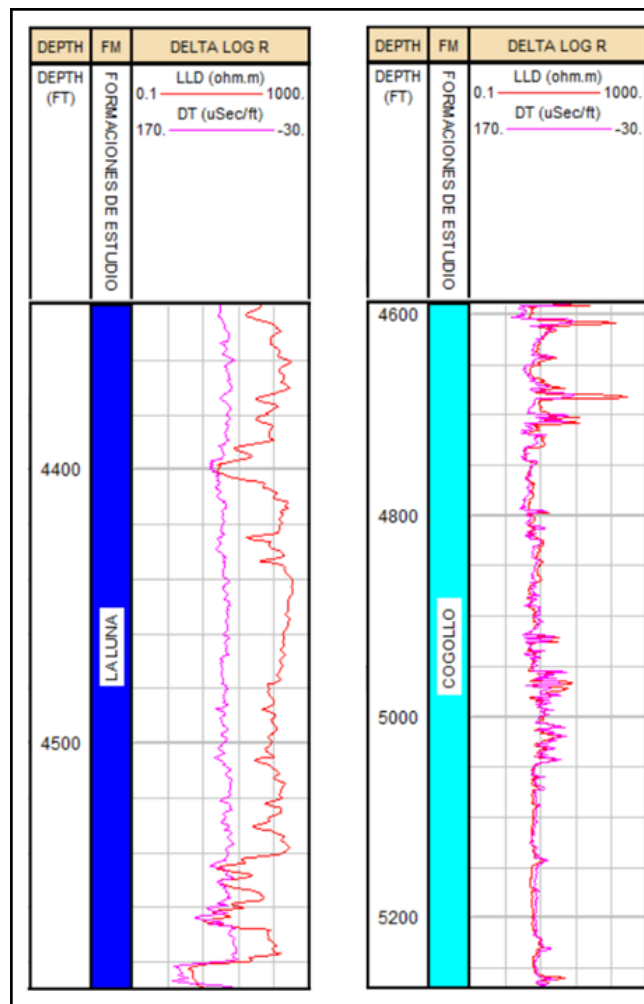


Fuente: elaboración propia.

2.3.2.3 Definición de la escala en el pozo FUA-3. Para el pozo FUA-3 las escalas establecidas de Delta Log R para los registros Sónico y Resistividad Total fueron 170 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ a $-30\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 0.1 Ohm^*m a 1000 Ohm^*m respectivamente tanto en la Formación La Luna como en la Formación Cogollo como se puede ver en La Figura 13.

La línea base de Shale se localizó a 4401 ft para la Formación La Luna y para la Formación Cogollo a 4245 ft. Los valores para $\Delta t_{\text{línea base}}$ y $R_{\text{línea base}}$ tomados para la Formación Cogollo respectivamente fueron 97 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 2.67 Ohm^*m y para la Formación La Luna los valores de línea base respectivamente fueron 78 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 8.41 Ohm^*m .

Figura 13. Delta Log R para el pozo FUA-3.

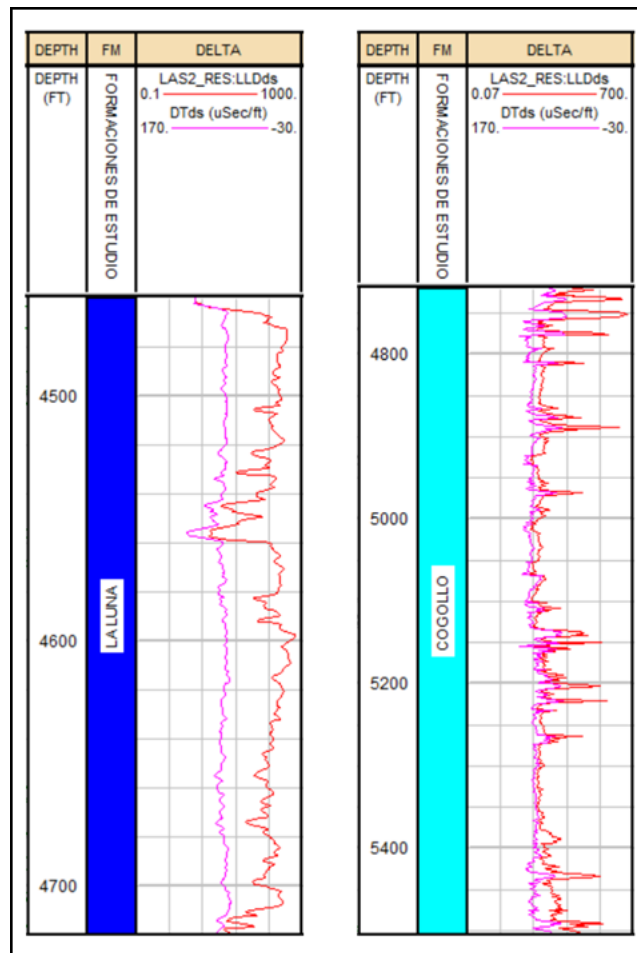


Fuente: elaboración propia.

2.3.2.4 Definición de la escala en el Pozo FUA-4 Para el pozo FUA-4 las escalas a las cuales se ajustaron el registro Sónico y Resistividad fueron 170 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ a -30 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 0.1 $\text{Ohm}\cdot\text{m}$ a 1000 $\text{Ohm}\cdot\text{m}$ respectivamente para la Formación La Luna, en cuanto a Cogollo las escalas fueron 170 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ a -30 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ para el registro Sónico y 0.07 $\text{Ohm}\cdot\text{m}$ a 700 $\text{Ohm}\cdot\text{m}$ para la Resistividad total. En la Figura 14 se puede apreciar la línea base de shale a una profundidad de 4463 ft y el Delta Log R para el pozo FUA-4 en la Formación La Luna y la línea base de Shale a 5354.5 ft para la Formación Cogollo.

Los valores para $\Delta t_{\text{línea base}}$ y $R_{\text{línea base}}$ tomados para la Formación Cogollo respectivamente fueron 86 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 3.66 $\text{Ohm}\cdot\text{m}$ y para la Formación La Luna los valores de línea base respectivamente fueron 95 $\mu\text{Sec}/\text{ft}$ y 3.88 $\text{Ohm}\cdot\text{m}$.

Figura 14. Delta Log R para el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

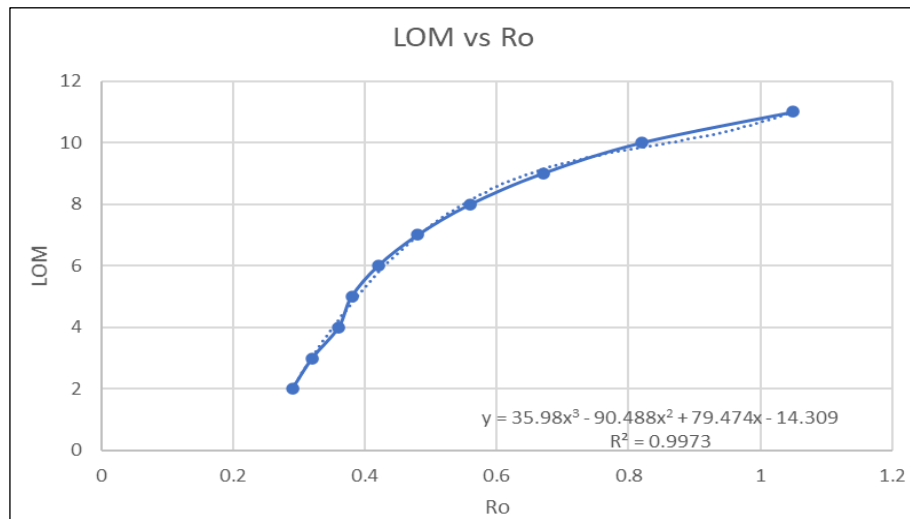
2.3.3 Cálculo del Nivel de madurez (LOM). Para calcular el nivel de madurez se tuvo en cuenta la relación entre el nivel de madurez y la reflectancia de Vitrinita propuesta por Passey, presentada en la Figura 15, estos datos se graficaron en Excel tomando como variable independiente el valor de la reflectancia de Vitrinita %Ro y al trazar una línea de tendencia se obtuvo una correlación que sirvió para calcular el nivel de madurez para cualquier valor de %Ro, tal y como se muestra en la Gráfica 1, es importante resaltar que solo se tomaron los datos en el intervalo de 0.29 a 1.05 de Ro y de 2 a 11 de LOM. La correlación obtenida presenta un Coeficiente de determinación R^2 de 0,997 lo cual indica que la línea de tendencia que atraviesa todos los puntos graficados fue trazada correctamente, y que la correlación es confiable para calcular el nivel de madurez.

Figura 15. Relación de nivel de madurez con respecto a la reflectancia de Vitrinita

LOM																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ro																				
.20	.24	.29	.32	.36	.38	.42	.48	.56	.67	.82	1.05	1.5	1.8	2.1	2.3	2.5	2.8	3.3	3.9	5.0

Fuente: elaboración propia, con base en: PASSEY, Quinn R., et al. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 2010, p 11.

Gráfica 1. Regresión lineal LOM Versus %Ro.



Fuente: elaboración propia, con base en: PASSEY, Quinn R., et al. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 2010, p 11.

La implementación de esta correlación fue necesaria pues para efectos del estudio no se contó con los datos de laboratorio sobre el nivel de madurez (LOM), por ende, se acudió a la relación entre el valor de la reflectancia de Vitrinita (% Ro) y el nivel

de madurez (LOM) propuesta por Passey. En la Figura 15 se encuentra la relación entre la reflectancia de Vitrinita (%Ro) y el Nivel de madurez (LOM); en ella se pueden observar la línea de tendencia y la Ecuación resultante de esta.

El cálculo del nivel de madurez LOM se hizo mediante la **Ecuación 8** la cual fue obtenida mediante la regresión de la Gráfica de LOM vs Ro, como valores de entrada se tomaron los valores de Ro obtenidos mediante pruebas de Pirolysis en laboratorio en los cuales se pueden observar en el anexo D, anexo E y anexo F y anexo G; estos valores fueron tomados para cada uno de los pozos de estudio.

Ecuación 8. Nivel de madurez.

$$\text{LOM} = 35.98 * \text{Ro}^3 - 90.488 * \text{Ro}^2 + 79.474 * \text{Ro} - 14.309$$

Fuente: elaboración propia.

2.3.4 Ecuaciones de Passey para el cálculo de TOC. Las ecuaciones de Passey hacen que la separación $\Delta \log R$ pase de ser un método netamente visual para permitir obtener de forma cuantitativa dicha separación, ese cálculo se puede hacer mediante la Ecuación 9, es importante resaltar que este método se puede realizar mediante la superposición de diferentes registros como es el caso del $\Delta \text{Log R}$ calculado superponiendo los registros Resistividad RT y Densidad, pero en esta investigación se utilizó la superposición de los registros Sónico compresional y Resistividad RT.

Ecuación 9. ΔLogR Sónico.

$$\Delta \text{Log } R_{\text{sonico}} = \text{Log}_{10} \left(\frac{R}{R_{\text{linea base}}} \right) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{linea base}})$$

Fuente. SHAH, Amjad, et al. Total organic carbon evaluation of the Bowland Shale Formation in the Upper Bowland of the Widmerpool Gulf. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 150. P 4. ISSN 0920-4105.

La separación de las curvas del registro Sónico compresional y el registro Resistividad RT, es decir el $\Delta \text{Log R}$, es directamente proporcional al TOC y es una función del nivel madurez esto significa que la separación se puede convertir a TOC siempre que se conozca el Nivel de madurez (LOM); este último depende de la estimación de la madurez térmica a través de la reflectancia de Vitrinita (Ro), esta variable es fundamental para el cálculo del nivel de madurez (LOM) mediante el uso de la Ecuación 8.

Una vez se calculan los valores del $\Delta \text{Log R}$ y del nivel de madurez, estos valores se reemplazan en la Ecuación 10 para obtener el valor correspondiente al TOC, la implementación de estas tres ecuaciones se realizó en los intervalos que presentan

separación entre las curvas del registro Sónico y el registro Resistividad Total, es decir, un ΔLogR .

Ecuación 10. Carbón orgánico Total TOC.

$$\text{TOC} = (\Delta \text{Log } R_{\text{sonico}}) * 10^{(2.297 - 0.1688 * \text{LOM})}$$

Fuente. SHAH, Amjad, et al. Total organic carbon evaluation of the Bowland Shale Formation in the Upper Bowland of the Widmerpool Gulf. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 150. P 4. ISSN 0920-4105.

2.3.5 Implementación de las ecuaciones de Passey para el cálculo de TOC.

Una vez se han ajustado las escalas de los registros Sónico y Resistividad Total para los cuatro pozos de estudio, y se han identificado los valores del tiempo de tránsito y resistividad en la línea base de Shale ya se puede hacer uso de las ecuaciones de Passey para el cálculo del TOC.

Teniendo en cuenta los valores de reflectancia de Vitrinita de cada pozo, mediante el uso de la Ecuación 8 se calculó el nivel de madurez LOM. Una vez obtenido el LOM se procedió a calcular el $\Delta \text{Log R}$ mediante la Ecuación 9 y con base en esto el TOC por medio de la Ecuación 10.

En el caso del pozo FUA-3 a diferencia de los otros tres pozos de estudio, solamente se cuenta con resultados de reflectancia de Vitrinita en la Formación La Luna, por lo tanto, el LOM calculado mediante la **Ecuación 8** se utilizó tanto para La Luna como para Cogollo con base en los resultados de los estudios de reflectancia de Vitrinita realizados en los intervalos pertenecientes a la Formación La Luna.

2.3.6 Calibración de TOC de Delta Log R con valores de TOC de muestras de laboratorio. Para calibrar los valores de TOC obtenidos mediante la metodología de Passey se empleó el valor de TOC obtenido mediante pruebas de laboratorio, pues este es el dato duro que se tiene y es decir es un dato más aproximado a lo real.

Para el pozo FUA-1 se tuvo que hacer un ajuste en el software para que los valores de la Formación La Luna se ajustaran a los de laboratorio que eran cercanos a cero, pues por los altos valores de resistividad de esta Formación en este pozo los valores de TOC inicialmente daban fuera de lo normal. Mientras que para la Formación Cogollo simplemente se cargaron los valores de TOC de laboratorio en donde se observó el ajuste con los datos calculados mediante el método de Passey.

En los pozos FUA-2 y FUA-4 no se efectuó ningún ajuste en el software, únicamente se hizo una carga de los valores de TOC obtenidos en laboratorio en el mismo track junto con los valores de TOC obtenidos mediante el método de Passey.

Para el pozo FUA-3 no se tuvieron resultados de laboratorio para el cálculo del TOC por ende no se hizo ningún ajuste.

2.3.7 Selección de los intervalos prospectivos. Para la selección de los intervalos prospectivos se tomaron como cutoff los valores de TOC mayores o iguales a 0.6 en cada una de las formaciones de estudio, mediante el uso del software Interactive Petrophysics y la opción shading. Un valor de 0.6 de TOC no se considera bueno, pero si aceptable, este valor fue seleccionado debido al bajo TOC que tiene la Formación La Luna en el pozo FUA-1, de no tomarse este valor se eliminarían muchos puntos y a la hora de hacer las correlaciones esto sería una causa de incremento de la incertidumbre en este cálculo.

2.4 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE FRAGILIDAD MINERALÓGICA PARA LAS FORMACIONES DE ESTUDIO

Para realizar el cálculo de la fragilidad mineralógica en las formaciones de estudio se tomaron como base los resultados de laboratorio de difracción de rayos X realizados por la empresa GMAS S.A.S para cada uno de los cuttings de las formaciones de estudio. Los resultados de las pruebas de laboratorio arrojan la composición de los minerales de cada una de las formaciones los cuales se digitalizaron y cargaron al software Interactive Petrophysics.

Para el pozo FUA-1 al momento de digitalizar los resultados de laboratorio de difracción de rayos x se agruparon los minerales Pirita, yeso o gypsum en inglés y Pirofilita como un solo porcentaje en el software Interactive Petrophysics con las siglas PGP, debido a su baja composición, adicionalmente es importante mencionar que estos no son incluidos en la Ecuación 11 para el cálculo de fragilidad mineralógica. Los minerales cuarzo, calcita, dolomita y arcilla se tomaron por aparte y son incluidos en el cálculo del índice de fragilidad mineralógica.

En cuanto a los pozos FUA-2, FUA-3 y FUA-4 en el proceso de digitalización se agruparon los minerales dolomita y siderita, los cuales se tomaron en el software con las siglas DS. Por otra parte, se agruparon los minerales Halita, Anatasa, Pirita y Albita en un solo grupo que lleva las siglas HAPA en el track de mineralogía. Los minerales cuarzo, calcita y arcilla se tomaron por aparte. Es importante aclarar que los minerales agrupados con las siglas HAPA no se emplearon para el cálculo de la fragilidad mineralógica el cual se hizo mediante la Ecuación 11.

Después de cargar la mineralogía de cada uno de los pozos, se procedió a calcular la fragilidad mineralógica mediante la Ecuación 11 introduciéndola en el módulo de cálculos del software Interactive Petrophysics, posteriormente se generó un track para este parámetro en cada uno de los pozos de estudio.

Ecuación 11. Fragilidad mineralógica.

$$B_{\text{mineralógica}} = \frac{Q + C}{Q + C + Cl}$$

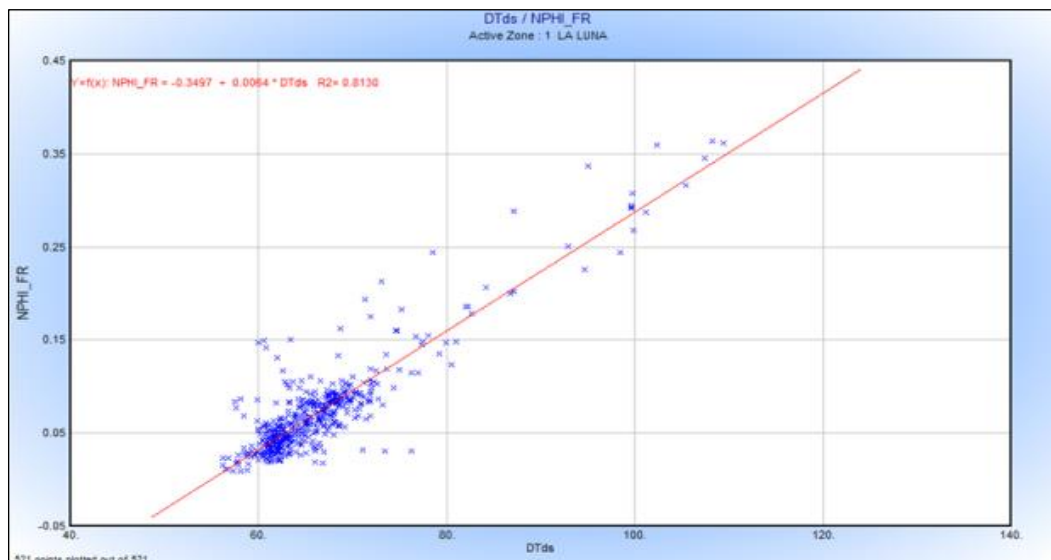
Fuente. JARAMILLO, José María.
GMASLOG(R). Bogotá.: Gmas S.A.S, 2014.

2.4.1 Creación de la curva pseudo-Neutrón. Debido a que en los pozos FUA-2 y FUA-3 no se cuenta con el registro Porosidad Neutrón en las formaciones de estudio, fue necesario mediante el uso de una correlación generar una curva sintética pseudo-Neutrón que permitiera representar de la manera más aproximada posible los datos que hubieran sido obtenidos en caso de contar con la herramienta original.

En el software Interactive Petrophysics mediante un Crossplot se correlacionaron los registros Sónico y Porosidad Neutrón en los dos pozos que contaban con ambos registros, es decir, en FUA-4 y en FUA-1. En el eje X se ubicaron los valores del registro Sónico y en el eje Y los valores correspondientes del registro Porosidad Neutrón y mediante una regresión lineal para ambos casos se obtuvieron dos correlaciones; una para la Formación La Luna y otra para la Formación Cogollo.

Tras evaluar las correlaciones en los pozos FUA-4 y FUA-1, se escogieron las correlaciones obtenidas con los valores del pozo FUA-4 para implementarlas en los otros dos pozos de estudio; puesto que en comparación con los valores del pozo Versailles, estas presentaban mayor coeficiente de determinación R^2

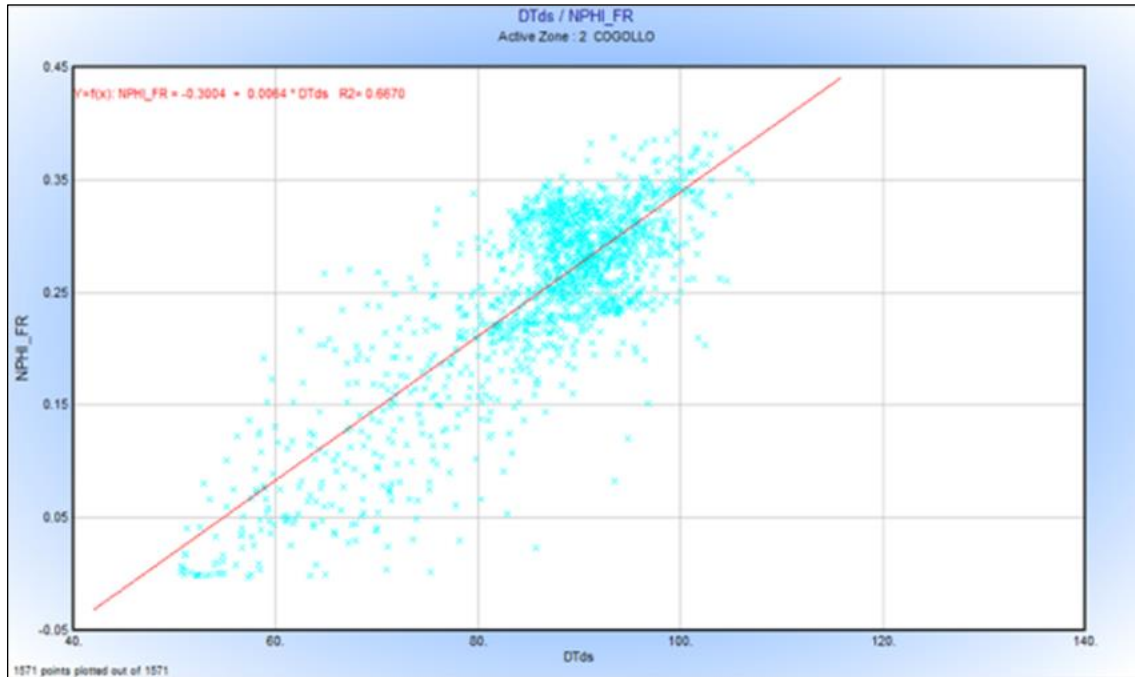
Gráfica 2. Correlación pseudo-Neutrón en la Formación La Luna.



Fuente: elaboración propia.

En la Gráfica 2 se puede apreciar la correlación de la curva pseudo-Neutrón en la Formación La Luna, por otro lado, en la Gráfica 3 se puede apreciar la correlación de la curva pseudo-Neutrón en la Formación Cogollo.

Gráfica 3. Correlación pseudo-Neutrón en la Formación Cogollo.



Fuente: elaboración propia.

Posteriormente se aplicaron la **Ecuación 12** y la **Ecuación 13** para los intervalos que abarcan las Formaciones La Luna y Cogollo en los pozos FUA-2 y FUA-3 según correspondiera y de esta forma se obtuvo una representación del valor de Porosidad Neutrón sintético para proceder con la generación de las correlaciones de fragilidad.

Ecuación 12. Porosidad Neutrón en la Formación La Luna.

$$NPHI_FR = -0.349659176 + 0.006370373 * DT$$

Fuente: elaboración propia.

Ecuación 13. Porosidad Neutrón en la Formación Cogollo

$$NPHI_FR = -0.300412117 + 0.0063918 * DT$$

Fuente: elaboración propia.

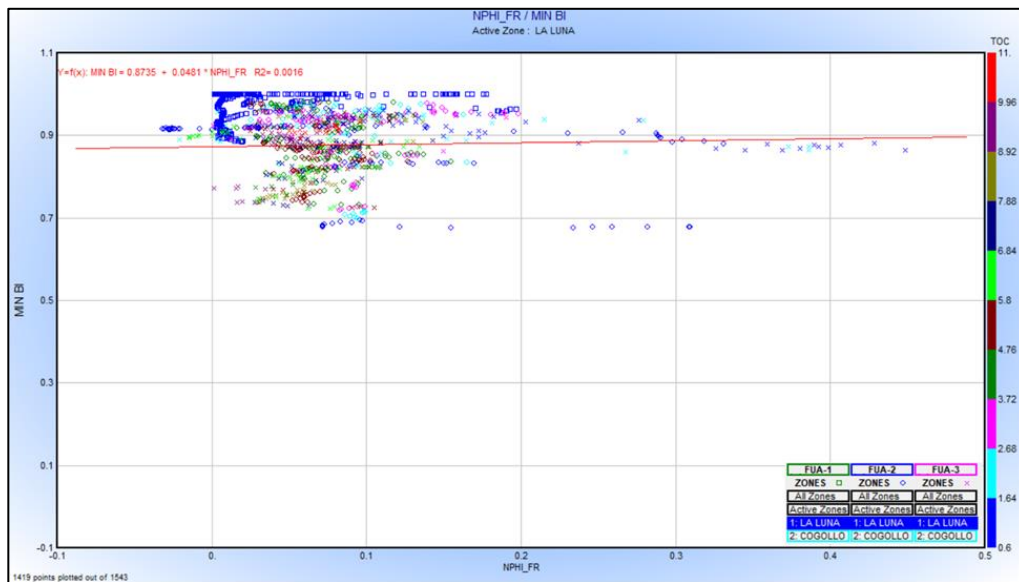
2.5 METODOLOGIA PARA LA CREACION DE CORRELACIONES PARA CALCULAR LA FRAGILIDAD MINERALÓGICA

Las correlaciones estadísticas son de mucha utilidad para el cálculo de la fragilidad mineralógica de yacimientos en roca generadora, puesto que no siempre se tiene acceso a los núcleos de un pozo para evaluar la mineralogía.

Para crear este conjunto de correlaciones se siguió la metodología aplicada por Jin⁶⁵, et al, para el cálculo de la fragilidad mediante el uso de correlaciones obtenidas de los registros Sónico de onda compresional y Porosidad Neutrón en el Shale Barnett.

Jin⁶⁶, et al, como primera medida teniendo en cuenta los valores de la fragilidad mineralógica de la Formación realiza una Gráfica en donde en el eje X ubica los valores del registro Porosidad Neutrón o bien el registro Sónico de onda compresional, y en el eje Y ubica los valores de fragilidad mineralógica, los valores tomados para esta Gráfica son únicamente de los intervalos con un TOC mayor o igual a 0.6 %Wt. Posteriormente mediante una linealización se obtuvo una correlación para el cálculo de la fragilidad por medio del registro Porosidad Neutrón o Sónico de onda compresional según sea el caso como se observa en la Gráfica 4 y Gráfica 5 en el caso del registro Porosidad Neutrón; en la Gráfica 6 y Gráfica 7 en cuanto al registro Sónico de onda compresional.

Gráfica 4. Correlación de fragilidad con Porosidad Neutrón para La Luna.

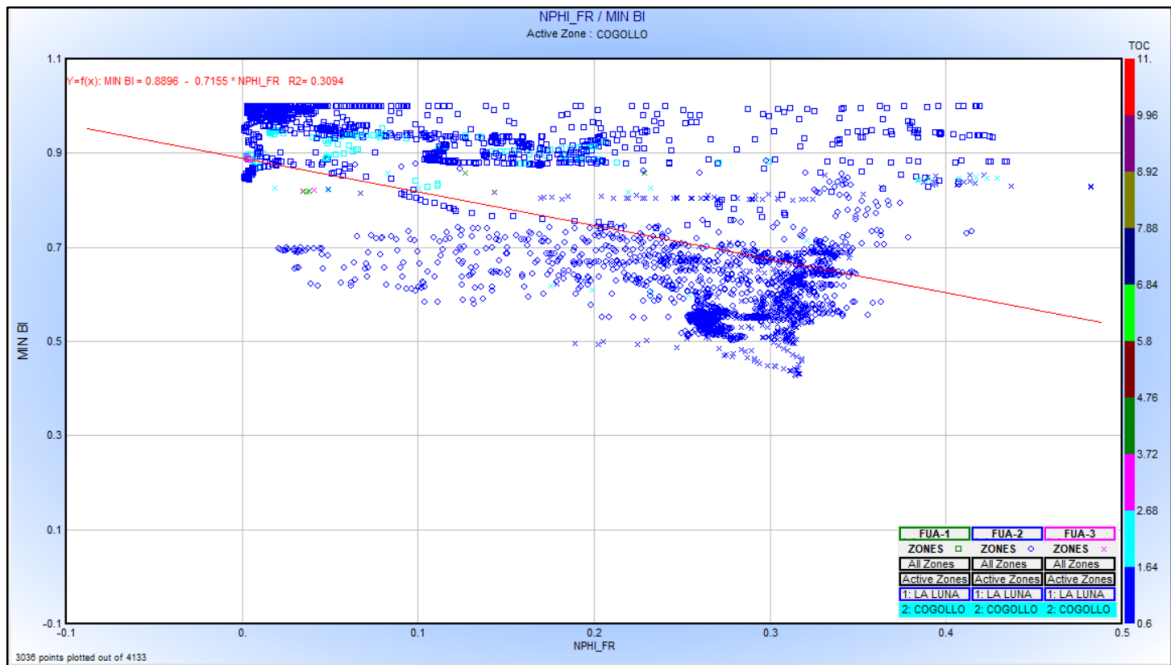


Fuente: elaboración propia.

⁶⁵ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Ámsterdam.). Op. cit., p. 6-7.

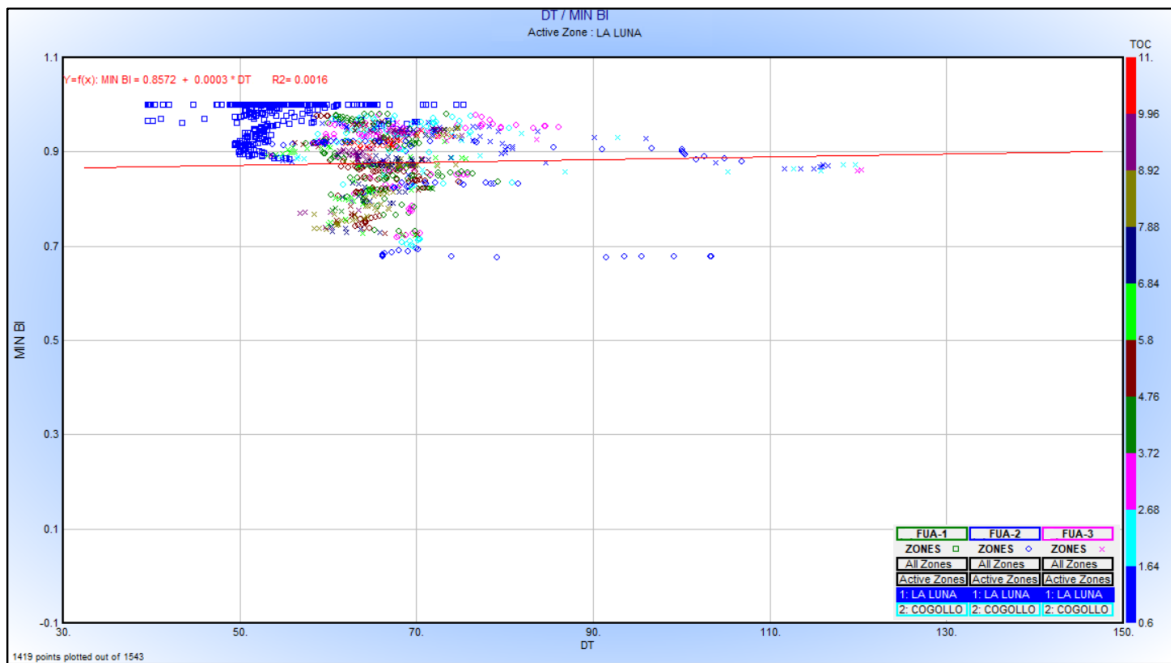
⁶⁶ Ibid., p 8.

Gráfica 5. Correlación de fragilidad con Porosidad Neutrón para Cogollo.



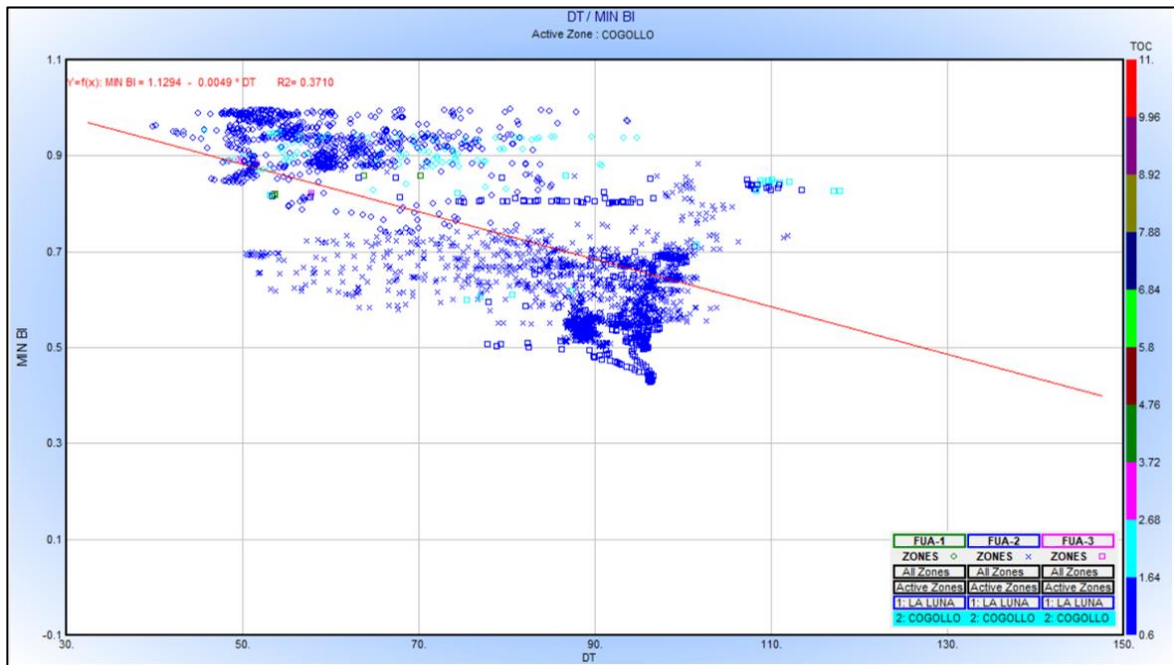
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 6. Correlación de fragilidad con Registro Sónico para la Formación La Luna



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 7. Correlación de fragilidad con Registro Sónico para la Formación Cogollo.



Fuente: elaboración propia.

2.6 METODOLOGIA PARA LA VALIDACION DE LAS CORRELACIONES PROPIAS

Para validar las correlaciones es importante tomar un valor real que se pueda comparar, para ello se tomó el valor de la fragilidad obtenida a partir de la Ecuación 11, para el pozo FUA-4 en los respectivos intervalos de las Formaciones La Luna y Cogollo.

Se procedió a calcular la fragilidad en los intervalos de estudio en Las formaciones La Luna y Cogollo utilizando las correlaciones de elaboración propia, los valores obtenidos fueron cargados en un track para posteriormente ser comparados con los valores obtenidos directamente con la Ecuación 11 en el mismo track en el software IP. Finalmente se realizó el cálculo del porcentaje de error entre la fragilidad mineralógica y la fragilidad obtenida de las correlaciones de elaboración propia por medio de la Ecuación 14 para así estimar en qué porcentaje se desvía el valor obtenido del valor real.

Ecuación 14. porcentaje de error.

$$\%error = \frac{|B_{correlación} - B_{mineralógica}|}{B_{mineralógica}} * 100\%$$

Fuente: elaboración propia.

2.7 COMPARACION DE LAS CORRELACIONES LOCALES CON LAS CORRELACIONES DE BARNETT SHALE

Las correlaciones de Barnett se pueden apreciar en la **Ecuación 15** y la **Ecuación 16**, estas se emplearon para calcular los valores de fragilidad en cada una de las formaciones de estudio en el pozo FUA-4, posteriormente se compararon los valores obtenidos mediante el uso de estas con los valores de fragilidad obtenidos tras utilizar las correlaciones creadas anteriormente mediante los registros Porosidad Neutrón y Sónico de onda P. Dicha comparación se hizo mediante el porcentaje de error de cada correlación con respecto al valor de fragilidad mineralógica calculado en el objetivo tres para el pozo FUA-4

Ecuación 15. Correlación de fragilidad mineralógica con NPHI para Barnett.

$$B_BI_NPHI = -1.4956 NPHI_FR + 0.9763$$

Fuente. Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27- Engineers 29, Octubre, 2014: Amsterdam.). A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs. Amsterdam.: Society of Petroleum. 2014. P 6.

Ecuación 16. Correlación de fragilidad con onda compresional para Barnett.

$$B_BI_DT = -0.0104 DT + 1.4941$$

Fuente. Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, Octubre, 2014: Amsterdam.). A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs. Amsterdam.: Society of Petroleum Engineers. 2014. P 8.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de acuerdo con lo desarrollado según lo que se planteó en la metodología para cada objetivo.

3.1 CARACTERIZACION DE LITOFACIES EN LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO

En esta sección se describen y analizan los resultados obtenidos correspondientes a la caracterización de las posibles litofacies existentes en los pozos de estudio en los intervalos correspondientes a las Formaciones La Luna y Cogollo.

3.1.1 Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-1. Esta formación está principalmente compuesta por calcita lo que indica que probablemente tiene una amplia composición de calizas, sin embargo no se determinó con exactitud que litofacies la componen, pues no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litofacies se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings. Dado que esta formación tiene valores de porosidad por debajo del 2% se seleccionó el modelo de Indonesian para el cálculo de saturación de agua, sin embargo, no se puede especificar qué tan exacto fue debido a la ausencia de pruebas de laboratorio para calibrar el modelo.

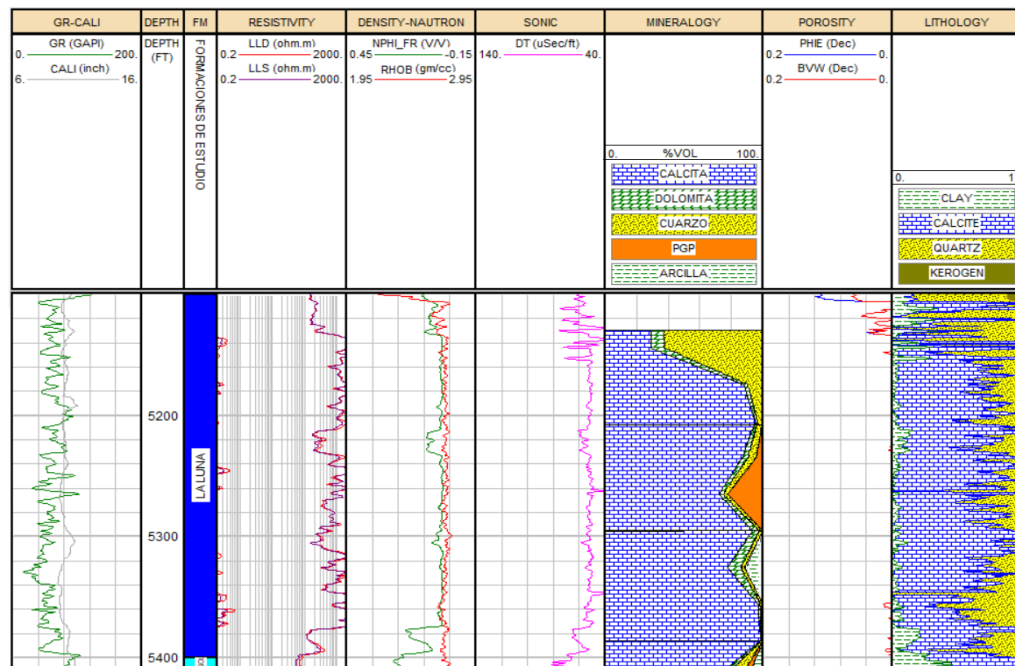
El track de litología presenta los resultados en minerales debido a que no fue posible generar una representación litológica adecuada por la amplia variación mineralógica de esta Formación, adicionalmente no se contó con un set de registros que permitiera hacer una representación mineralógica más precisa por esto se separó por minerales, es clave la representación del kerógeno pese a que no sea un mineral pues esta es útil para observar las secciones que pueden tener influencia de materia orgánica pese a que puede presentar un desfase frente a los valores reales presentes en la Formación e incluso respecto a pruebas de laboratorio, pues el modelo usado para generar el track de litología es modelo determinístico lo que hace que haya mayor incertidumbre respecto al uso de un modelo probabilístico en donde se puede escoger el aporte que da cada registro al cálculo.

En cuanto a los resultados obtenidos mediante el análisis de los registros y la mineralogía, es clave mencionar que los registros de Resistividad ubicados en el track cuatro de la Figura 16 tienen valores elevados de resistividad que llegan hasta 7030 Ohm*m para el registro de resistividad depth (LLD) y 4121 Ohm*m para Resistividad shallow (LLS), a lo largo de la Formación en este pozo las resistividades están mayormente por encima de los 200 Ohm*m lo que indica que puede presentar en su mayoría litologías con una porosidad muy baja, lo que se puede relacionar con el cálculo de porosidad, no es pertinente asociar este

incremento con un alto contenido de materia orgánica o de kerógeno pues con el track de litología se puede comprobar que hay un bajo contenido de kerógeno.

Probablemente puede que en la Formación se encuentre en mayor parte calizas y en la parte superior puede que haya lodolitas silíceas debido al importante contenido de cuarzo el cual se observa en el track siete de mineralogía. dado que este es un ambiente sedimentario marino la diagénesis del cuarzo no va a ser igual que la que presenta una roca de playa, sino que se presentara como un cuarzo microcristalino probablemente proveniente de ópalo. En cuanto a la sección con un contenido de arcilla probablemente se puedan encontrar calizas arcillosas o Lutitas. En el momento de tomar muestras de los intervalos descritos anteriormente las apreciaciones pueden cambiar pues esta es la forma más precisa de describir las litofacies de una Formación de este tipo.

Figura 16. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-1.



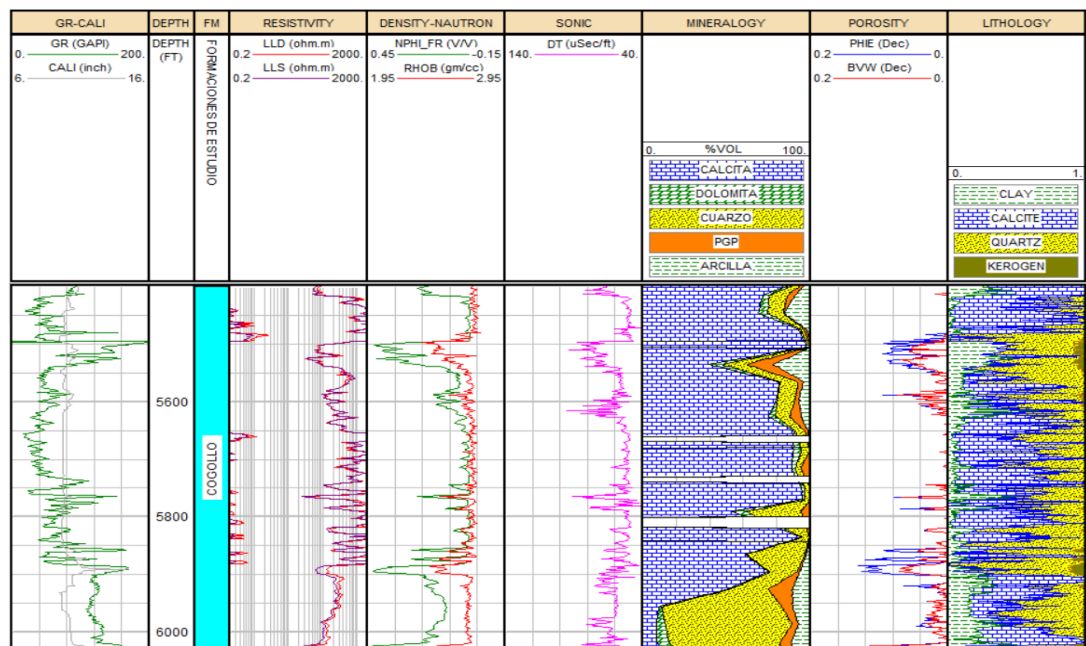
Fuente: elaboración propia.

3.1.2 Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-1. Para la determinación de litofacies de la Formación Cogollo en el pozo FUA-1 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litología se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings.

Al igual que la Formación La Luna en este pozo, la Formación Cogollo muestra valores altos de resistividad que llegan hasta 27542 Ohm*m en el registro LLD a los 5845 ft en donde se observa una composición del 95% de Calcita y 1.45% de Dolomita. En la mayoría de la Formación Cogollo probablemente se puedan encontrar calizas en las secciones de menor porosidad y alta resistividad, cuanto a las zonas que muestran cierto incremento en la porosidad probablemente puedan encontrarse lodolitas de diferentes tipos incluyendo el tipo de lutitas, lo cual no se pudo conocer con exactitud en este estudio. por otra parte, se destaca la baja porosidad con valores por debajo del 2%, por ende, se seleccionó el modelo de Indonesian, sin embargo, si se quiere tener valores más exactos para este parámetro se deben hacer pruebas de laboratorio para calibrar los datos obtenidos mediante el modelo matemático de Indonesian.

Es importante aclarar que en la base de la Formación se observa una gran cantidad de cuarzo que llega a un 75% en volumen a los 5958 ft, lo que indica una litología de tipo lodolita silíceea, este tipo de formaciones rocas pueden llegar a tener una cantidad importante de cuarzo, esto se puede afirmar teniendo en cuenta que la depositación de estas rocas se hizo en un ambiente marino. En cuanto al contenido de kerógeno se puede observar que en las dos secciones en las que la cantidad de este incrementa se observa también un incremento en el registro de Rayos Gamma, la primera está de 5496 ft a 5533 ft y la segunda está de 5885 ft a 5902 ft esto se debe a la presencia de componentes radioactivos en el kerógeno como es el caso del uranio.

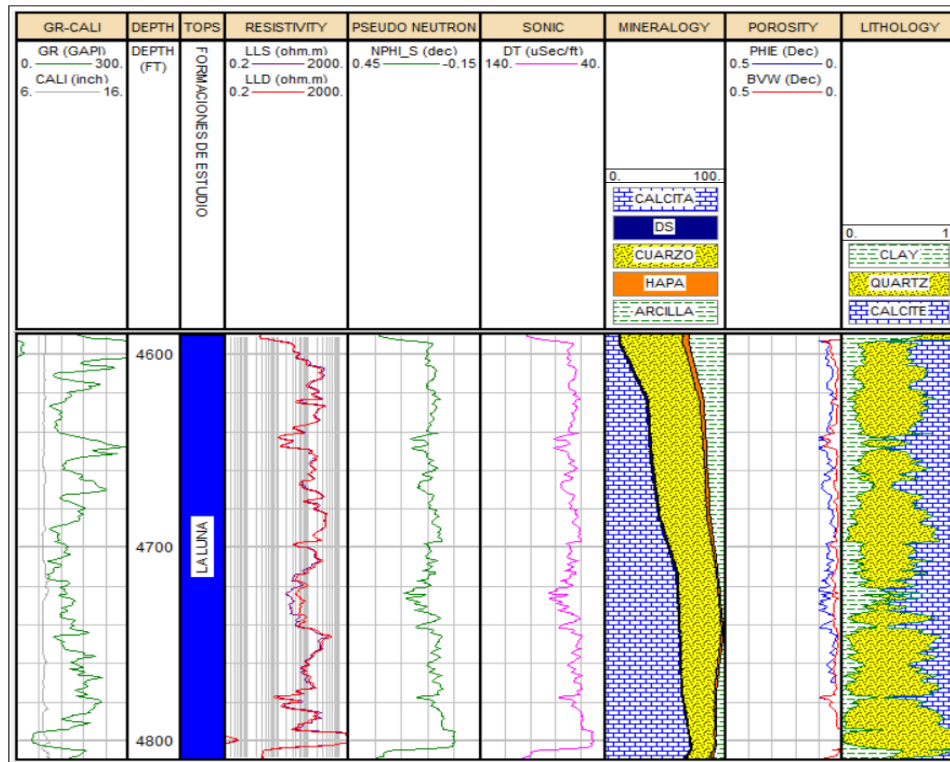
Figura 17. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-1.



Fuente: elaboración propia.

3.1.3 Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-2. Para la determinación de litofacies de la Formación La Luna en el pozo FUA-2 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litofacies se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings. Esta Formación presenta porosidades en su mayoría de 4.5%, por ende, se seleccionó el modelo de Indonesian para el cálculo de Sw, sin embargo, en ciertos intervalos que se salen del rango de selección probablemente el cálculo sea subestimado. Al observar los valores obtenidos de resistividad se puede inferir que son elevadas por dos razones una es el contenido de materia orgánica y la otra es la baja porosidad asociada a este tipo de litologías, los valores para LLD llegan hasta 5200 Ohm*m, en la profundidad de 4800 ft.

Figura 18. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-2.



Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, se destaca la presencia de minerales como: Halita, Anatasa, Pirita y Albita. No es una Formación con gran cantidad de minerales arcillosos su composición máxima se encuentra en el tope de la Formación con un 30.9 % en volumen, está mayormente constituida por calcita y cuarzo con un porcentaje respectivamente de 71% y 52% en volumen, probablemente se puedan encontrar

diferentes tipos de lodolitas, desde lutitas hasta lodolitas grises y silíceas; dependiendo de la composición de TOC.

El registro Gamma Ray muestra valores elevados, pero al compararlo con la composición de minerales de arcilla, tomando como ejemplo el valor registrado a los 4739 ft el cual se ve en la Figura 18 en donde el porcentaje de arcilla es del 2% en volumen y esta muestra un valor de 150 API, lo que indica que puede estar afectado por la composición química de la Formación, es decir un alto contenido de TOC que puede tener un tener uranio asociado que genere el incremento en la lectura del registro de Rayos Gamma.

En cuanto a la representación del track de litología ilustrado en la Figura 18 no es aproximado al real obtenido mediante difracción de rayos x en laboratorio, pues solo se tenían los registros Sónicos de onda P (DT), resistivo Depth (LLD) y temperatura, lo genera una incertidumbre aún mayor en la implementación del módulo porosidad saturación del software IP.

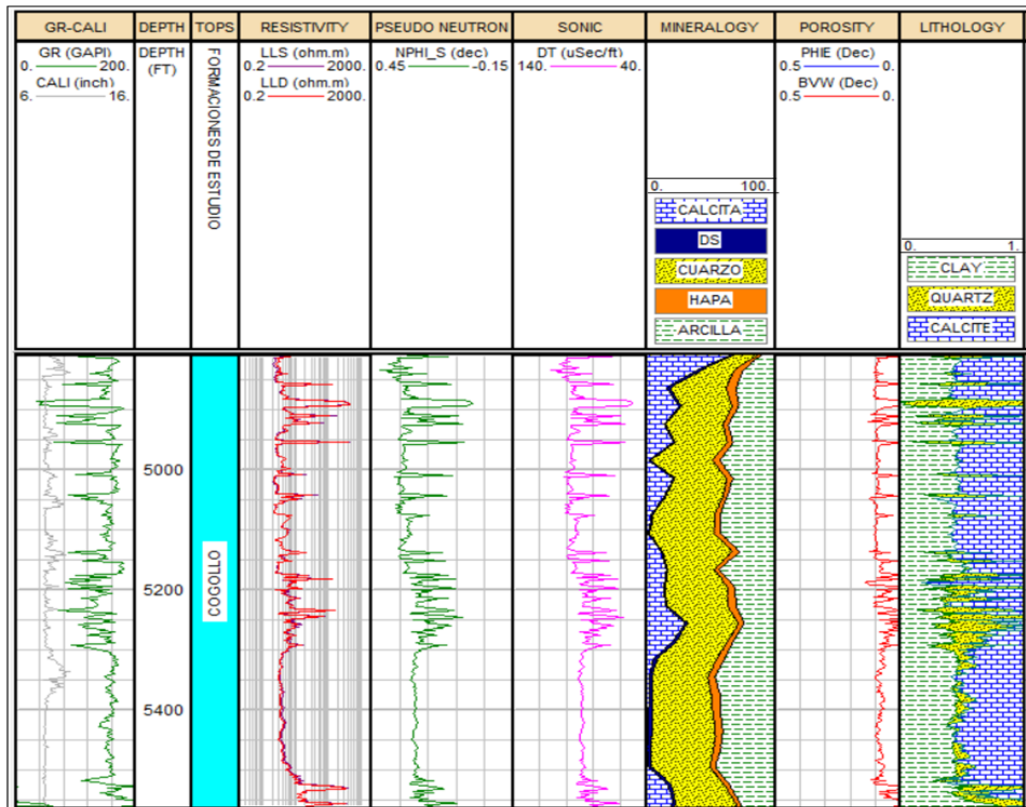
3.1.4 Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-2. Para la determinación de litofacies de la Formación Cogollo en el pozo FUA-2 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litofacies se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings.

En esta Formación se puede ver una litología con porosidades de mayormente 9.5%, con intercalaciones de porosidades por debajo del 2%, como se puede ver en la Figura 19, para esta formación se seleccionó Archie para el cálculo del Sw, sin embargo, en los intervalos de 2% de porosidad probablemente se sobre estime este valor. esta es una Formación que contiene grandes cantidades de cuarzo y arcilla, es decir que puede contener intercalaciones de lutitas y otro tipo de litología como lodolitas silíceas o lodolitas calcáreas, las intercalaciones también se pueden observar en los registros de Rayos Gamma y Resistividad, en donde los valores más altos de resistividad coinciden con los más bajos de Rayos Gamma, como se puede ver en la Figura 19 a los 4888 ft, donde el registro de resistividad Depth (LLD) muestra un valor de 405 Ohm*m y el registro Gamma Ray muestra un valor de 44 API, ahora bien si se observa el registro Sónico de onda compresional DT muestra un valor de 51 μ Sec/ft.

El otro tipo de litología con base en lo visto en los registros eléctricos muestra valores altos de Gamma Ray y Sónico de onda compresional DT y bajos para el registro Resistividad. Un ejemplo claro se puede ver en la Figura 19 a la profundidad de 4898 ft en donde el registro de Resistividad LLD muestra un valor de 4.28 Ohm*m, el registro Gamma Ray muestra un valor de 181 API y el registro Sónico muestra un valor de 94 μ Sec/ft. No es preciso definir exactamente las litofacies con

base en lo visto en los registros y la mineralogía debido a la heterogeneidad de este tipo de formaciones, pues para tener resultados con mayor exactitud es necesario analizar muestras de pozos, las cuales no fue posible obtener. En cuanto a la representación del track de litología ilustrado en la Figura 19 no es aproximado al real obtenido mediante difracción de rayos x en laboratorio, pues solo se tenían los registros Sónicos de onda P (DT), resistivo Depth (LLD) y temperatura, lo que genera una incertidumbre aún mayor en la implementación del módulo porosidad saturación del software IP.

Figura 19. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-2.



Fuente: elaboración propia.

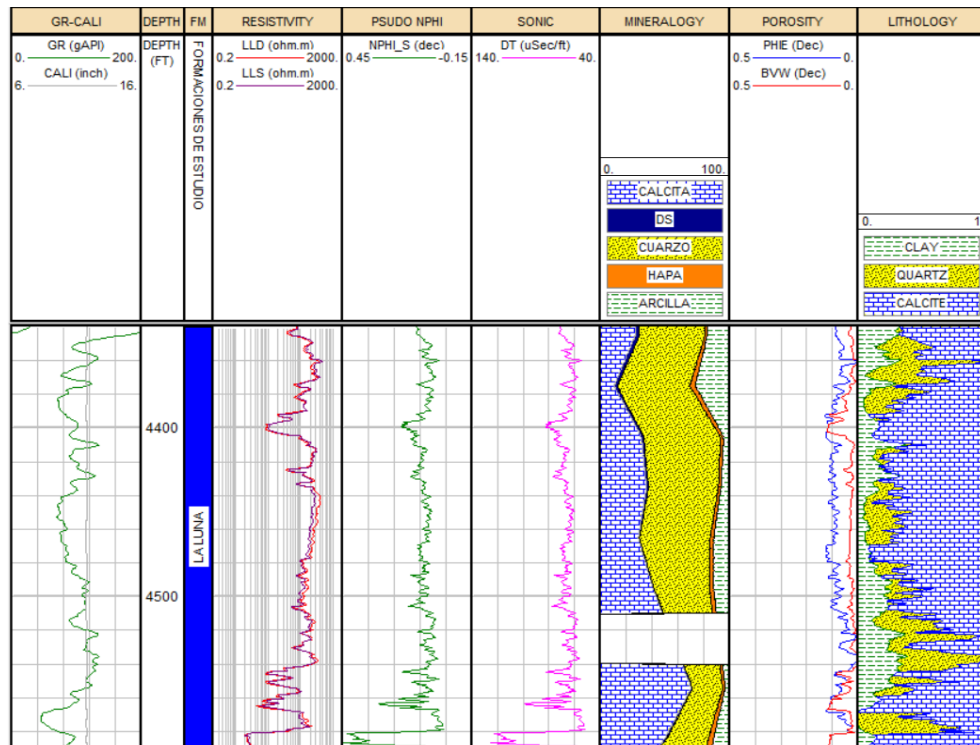
3.1.5 Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-3. Para la determinación de litofacies de la Formación La Luna en el pozo FUA-3 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litofacies se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings.

En cuanto a la representación del track de litología ilustrado en la Figura 20 no es aproximado al real obtenido mediante difracción de rayos x en laboratorio, pues solo

se tenían los registros Sónicos de onda P (DT), resistivo Depth (LLD) y temperatura, lo que genera una incertidumbre aún mayor en la implementación del módulo porosidad saturación del software IP. La resistividad en esta Formación mantiene valores altos como se puede ver en la Figura 20 a la profundidad de 4445 ft en donde el registro Resistividad Depth (LLD) muestra valores de 422 Ohm*m alcanzando su valor más alto en la Formación, con respecto a la porosidad mayormente tiene valores de 7.9% lo que indica que la Formación presenta, en este pozo presenta una mayor porosidad con respecto a la misma en los pozos FUA-1 y FUA-2 los cuales tienen porosidades respectivamente de 0.5% y 4.5%.

Las litofacies que se pueden esperar en esta Formación son diferentes tipos de lodolitas especialmente lodolitas silicios de acuerdo con el alto contenido de cuarzo y lutitas, en las zonas donde predomina los minerales de arcilla, es clave resaltar que para conocer de forma más exacta las litofacies se debe hacer un análisis de muestras a las que no fue posible acceder para el proceso de desarrollo de este objetivo. El porcentaje de minerales de arcilla no es alto pues el mayor valor es 26% y se alcanza a los 4375 ft por eso no se puede tomar como cutoff el porcentaje de arcilla para discriminar entre lutitas y calizas, dado que estas formaciones tienen distintos tipos de litofacies.

Figura 20. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-3.



Fuente: elaboración propia.

3.1.6 Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-3. Para la determinación de litofacies de la Formación Cogollo en el pozo FUA-3 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litofacies se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings.

En cuanto a la representación del track de litología ilustrado en la Figura 21 no es aproximado al real obtenido mediante difracción de rayos x en laboratorio, pues solo se tenían los registros Sónicos de onda P (DT), resistivo Depth (LLD) y temperatura, lo que genera una incertidumbre aún mayor en la implementación del módulo porosidad saturación del software IP. En cuanto a los resultados de las pruebas de laboratorio de difracción de rayos x solo fue posible obtenerlos para los siguientes intervalos; de 4590ft a 4631ft; 5110ft a 5140ft; 5170ft a 5270ft.

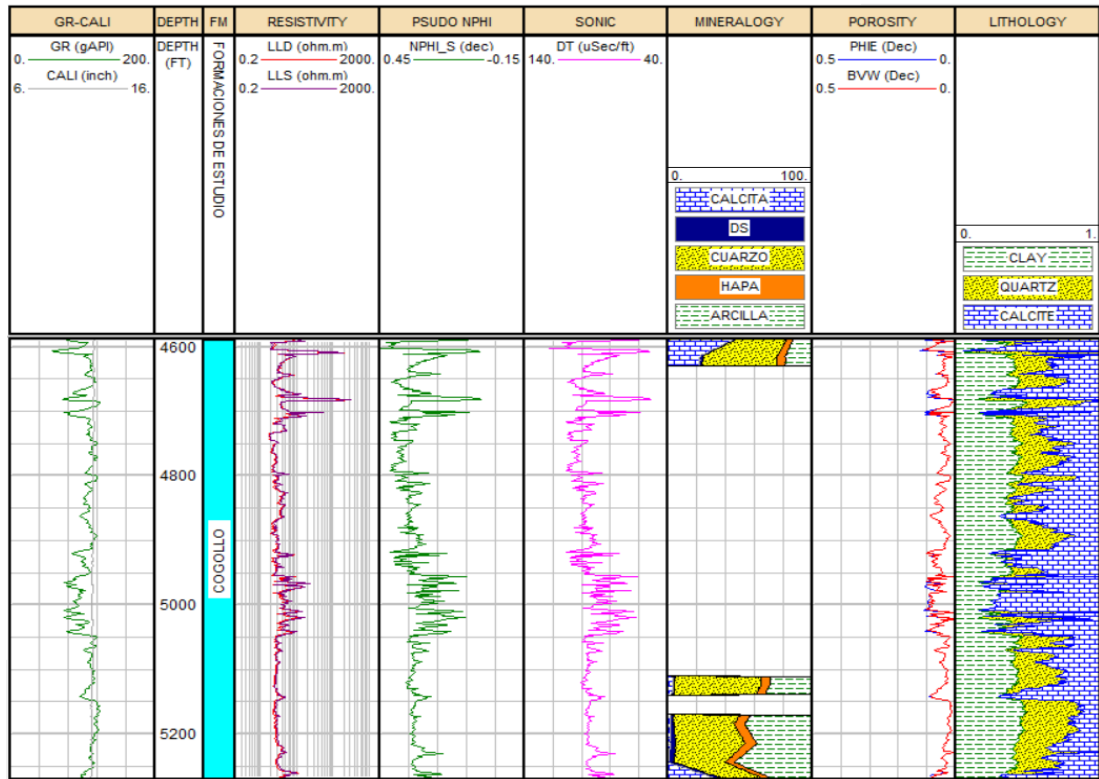
Al no tener los valores de la composición mineralógica completa a lo largo de toda la Formación aumenta la incertidumbre, pues en la gran mayoría no hay una data dura con la que se pueda realizar un respectivo análisis, esto hace que se tengan que tomar únicamente los registros y el track de litología que ya lleva una incertidumbre importante asociada.

En cuanto a la porosidad en esta Formación es mayormente de 4.5%, es decir en gran parte de la Formación se pueden ver estos valores. con base en el análisis de los registros Resistividad LLD, Gamma Ray, Sónico y tomando de referencia la curva de porosidad, se puede observar una intercalación entre diferentes litofacies que se marca especialmente de 4590ft a 4745ft. La primera Litofacie se puede identificar a los 4682 ft, en esta la resistividad aumenta con un valor de 351 Ohm*m, el registro Sónico DT disminuye su valor llegando a 56 μ Sec/ft, el valor del registro de Rayos Gamma da un valor de 75 API y la curva de porosidad da un valor muy cercano a cero.

La segunda Litofacie se puede identificar por un incremento en la porosidad y en los valores de los registros de Rayos Gamma, Sónico de onda compresional DT y una disminución significativa en el registro de Resistividad. Esta Litofacie se evidencia en la Figura 21 a los 4612, en esta la resistividad disminuye tomando un valor de 2.8 Ohm*m, el valor leído del registro Sónico DT incrementa su valor leído el cual es de 102 μ Sec/ft, el valor del registro Gamma Ray se incrementa llegando a 112 API, la porosidad es de 3.9%, por ende se implementó el modelo de Indonesian para calcular el Sw, en esta litofacie la composición de cuarzo y calcita predominan con un 49% y 24% en porcentaje en volumen. De acuerdo con la composición mineralógica y los registros se puede afirmar que la segunda Litofacie probablemente puede ser una lodolita silicia debido a su alto contenido de cuarzo, en cuanto a la primera Litofacie puede que se trate de una caliza por su baja porosidad y altos valores de resistividad.

Este comportamiento se presenta en varias secciones de la Formación como se ve en la sección de 4800ft a 5020ft. En la parte inferior de la Formación se ver un incremento del porcentaje en volumen de minerales de arcilla, lo que es un indicador que posiblemente se puedan encontrar lutitas en este intervalo.

Figura 21. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-3.



Fuente: elaboración propia.

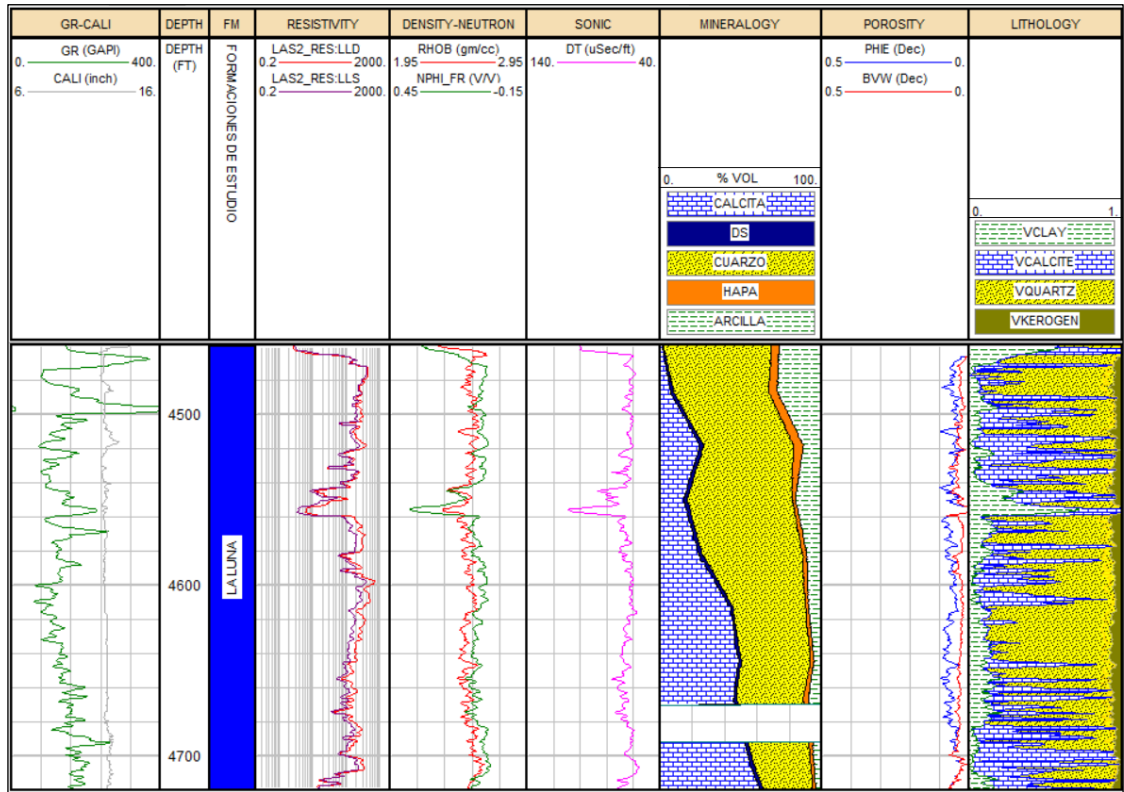
3.1.7 Caracterización de litofacies en la Formación La Luna pozo FUA-4. Para la determinación de litofacies de la Formación La Luna en el pozo FUA-4 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de los granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litología se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings.

El track de litología presenta los resultados en minerales debido a que no fue posible generar una representación litológica adecuada por la amplia variación mineralógica de esta Formación, adicionalmente no se contó con un set de registros que permitiera hacer una representación mineralógica más precisa por esto se separó por minerales, es clave la representación del kerógeno como un mineral pese a que no lo es, pues con mediante este se pueden identificar las zonas con más claridad que pueden estar afectadas por la composición de materia orgánica, es importante

aclarar que esta representación puede tener cierta incertidumbre pues el modelo utilizado para crear el track de litología es un modelo determinístico que no permite dar el respectivo peso a cada registro para el cálculo, sino que los toma todos por igual, resolviendo internamente un sistema de ecuaciones que da como resultado el track de litología.

Debido a la alta composición de cuarzo que va desde un mínimo valor de 25% en porcentaje volumen hasta un valor máximo de 72% en volumen, un contenido de carbonatos que va desde 20% hasta 61.3% en porcentaje volumen y una composición de minerales de arcilla de un 3.42% hasta un máximo de un 26.2% en porcentaje en volumen. De acuerdo con los porcentajes en volumen predominantes de cuarzo es probable tener un tipo de litofacies que comprenda lodolitas síliceas especialmente en las secciones donde predomina el cuarzo, si se observa la composición de minerales de arcilla también es probable tener lutitas y si se relaciona con el contenido de kerógeno ilustrado en la Figura 22 en el track de litología, es probable que hayan lutitas grises o negras dependiendo del alto contenido de kerógeno, sin embargo es clave aclarar que para tener una apreciación más acertada se requiere de muestras de la Formación para poder saber con precisión que litofacies se encuentran en esta Formación.

Figura 22. Caracterización litofacies en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

En cuanto la porosidad en la gran mayoría de la Formación es de 6.5% y llega a alcanzar valores máximos de 10% y mínimos muy cercanos a cero. Los valores elevados en el registro Gamma Ray llegan hasta 410 API en su punto más elevado a los 4500ft y mínimo de 65 API, junto con el contenido de kerógeno muestran y la resistividad muestran una influencia de la materia orgánica en la lectura de los registros a lo largo de la Formación, aunque no se observa un incremento representativo en el registro Sónico lo que se esperaría para una Formación con un contenido de materia orgánica alto, puesto que la materia orgánica es poco conductiva lo que hace que la onda de sonido tarde más en recorrer la Formación, más adelante en el análisis del TOC se podrá tener una apreciación de la riqueza de carbono de esta Formación, no fue posible establecer unos valores de laboratorio para los volúmenes de kerógeno en la Formación por ende no se sabe con precisión que cantidad en porcentaje volumen se tenga en la Formación.

3.1.8 Caracterización de litofacies en la Formación Cogollo pozo FUA-4. Para la determinación de litofacies de la Formación Cogollo en el pozo FUA-4 no se tuvieron muestras que permitieran hacer su respectiva clasificación, por ende, no se pudieron conocer las características texturales de la roca es decir el tamaño y la distribución de granos en la roca, la forma más adecuada de saber con exactitud que litofacies se tiene es describiéndola mediante la caracterización directa de las muestras de roca que pueden ser corazones o cuttings.

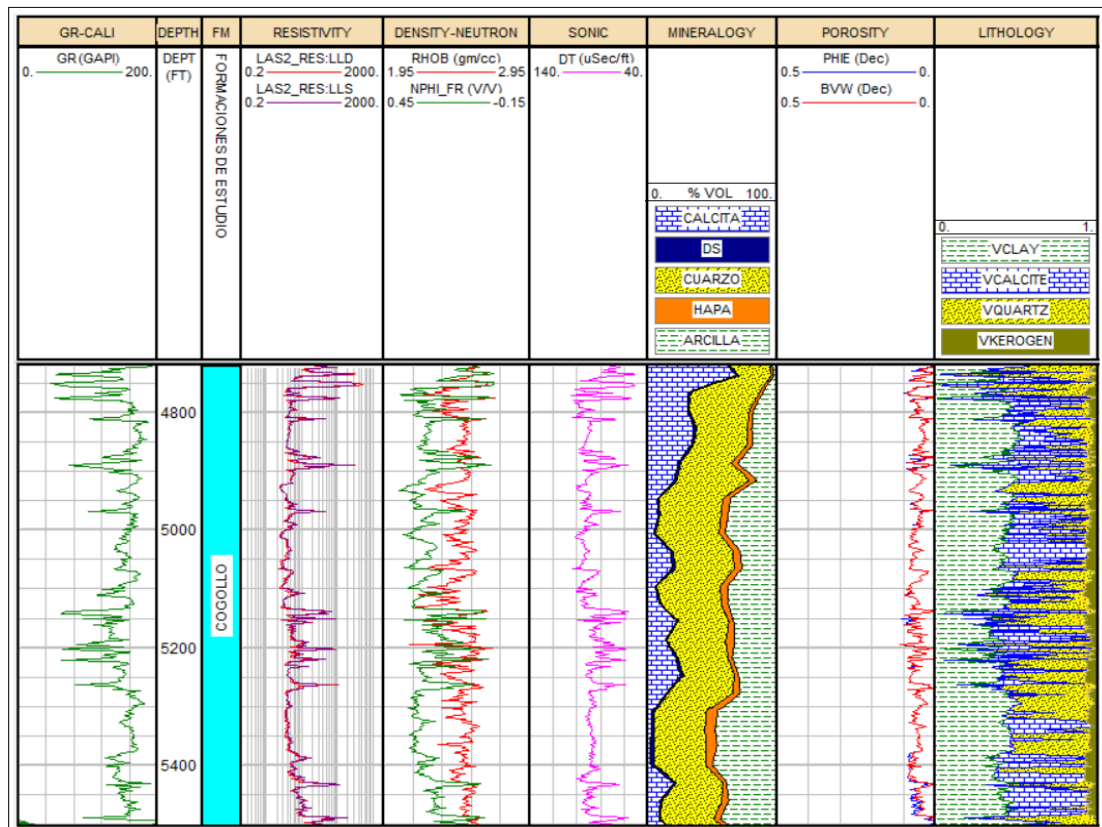
El track de litología presenta los resultados en minerales debido a que no fue posible generar una representación litológica adecuada por la amplia variación mineralógica de esta Formación, adicionalmente no se contó con un set de registros que permitiera hacer una representación mineralógica más precisa por esto se separó por minerales, es clave la representación del kerógeno como un mineral pese a que no lo es, pues con mediante este se pueden identificar las zonas con más claridad que pueden estar afectadas por la composición de materia orgánica, es importante aclarar que esta representación puede tener cierta incertidumbre pues el modelo utilizado para crear el track de litología es un modelo determinístico que no permite dar el respectivo peso a cada registro para el cálculo, sino que los toma todos por igual, resolviendo internamente un sistema de ecuaciones que da como resultado el track de litología.

Al observar los registros de Rayos Gamma, Resistividad, Sónico, Densidad, Neutrón y el track de litología se puede observar una serie de intercalaciones de diferentes litofacies a lo largo de la Formación. En la Figura 23 se puede identificar a los 4751 ft un pico en la resistividad con una lectura en el registro de Resistividad profunda LLD de 500 Ohm*m, una Densidad de 2.63 gm/cc, una lectura del registro NPHI de -0.01, la lectura del registro Sónico de 53 μ Sec/ft, de acuerdo con lo visto en el registro de litología el kerógeno es de 5.1% en porcentaje volumen y la porosidad muestra valores cercanos a cero de 0.07% por ende se utilizó el modelo de saturación de agua de Indonesian, en cuanto a la mineralología predominante en esta sección es la calcita con un 48.5 %, en esta sección el porcentaje de minerales de

arcilla llega a un 7.1%, probablemente puedan encontrarse diferentes tipos de lodolitas, desde silíceas hasta lodolitas carbonatadas. Es importante aclarar que las apreciaciones hechas anteriormente sobre la litología pueden cambiar en el momento de tener un análisis con respecto a muestras de dichos intervalos puesto que es muy complejo llegar a estimaciones precisas de litofacies con la poca data de registros y la mineralogía contemplando la ausencia de muestras de pozo.

Inclusive podrían esperarse intercalaciones de calizas con lutitas que podrían ser negras y grises de acuerdo con la composición de materia orgánica presente en la roca.

Figura 23. Caracterización litofacies en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

3.2 TOC EN LAS FORMACIONES LA LUNA Y COGOLLO EN LOS POZOS DE ESTUDIO

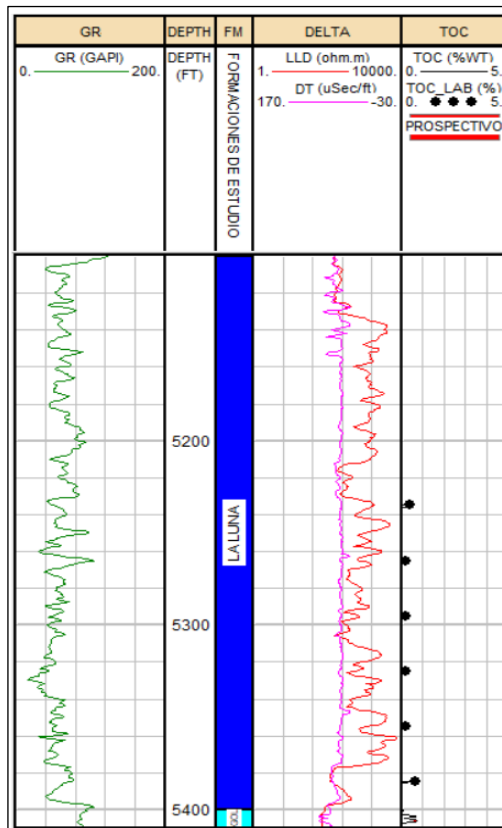
En esta sección se describen y analizan los resultados obtenidos correspondientes al cálculo del TOC mediante la implementación del método Delta Log R para cada uno de los pozos de estudio en los intervalos correspondientes a las Formaciones La Luna y Cogollo.

3.2.1 TOC en la Formación la Luna pozo FUA-1. Para la Formación La Luna en el pozo FUA-1 se obtuvo un Ro de 0.3 el cual se utilizó para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8, este valor se empleó para la Formación en su totalidad, debido a que no fue posible obtener más resultados de reflectancia de vitrinita Ro, de acuerdo con la clasificación mostrada en la Tabla 2, la Formación La Luna en el pozo FUA-1 es inmadura.

Al calcular el nivel de madurez mediante la Ecuación 8, se obtuvo un valor de LOM para la Formación La Luna de 2.36, lo cual hizo que al introducir este valor en la Ecuación 10 que se utiliza para el cálculo del TOC se obtuvieran valores fuera de lo normal, es decir TOC alrededor de 60 %Wt.

La curva TOC fue necesario llevarla a 0 mediante condicionales en el software IP y se calibró con los valores de TOC obtenidos, de esta manera se obtuvo un resultado con mayor aproximación al real dado por las muestras de laboratorio.

Figura 24. Template del cálculo del TOC mediante delta Log R para la Formación La Luna en el pozo FUA-1.

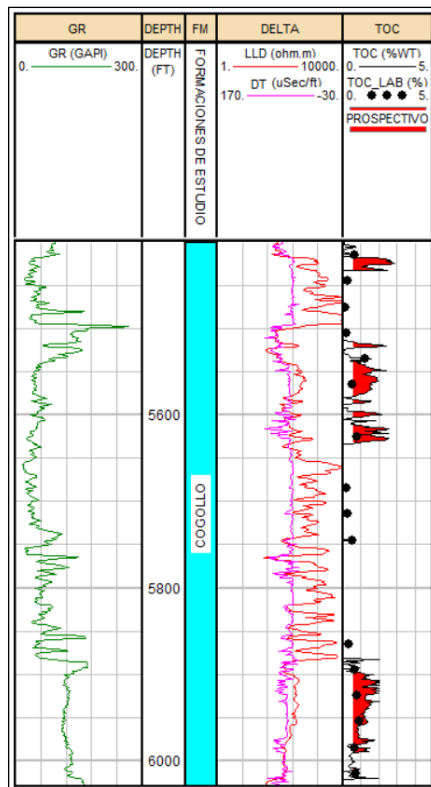


Fuente: elaboración propia.

en el track cinco de la Figura 24 se pueden ver los puntos tomados como TOC, así mismo en el tack cuatro se pueden observar el delta, de acuerdo con la escala utilizada para generar la superposición de la curva es clave mencionar que esta es un ejemplo de lo poco útil que puede ser utilizar la metodología de delta Log R en formaciones con una porosidad baja. Las porosidades en la Formación La Luna en el pozo FUA-1 están en su mayoría por el orden de 0.01% por eso presenta resistividades tan elevadas que pueden incluso llegar hasta 7030 Ohm*m, a los 4121 ft en el track cuatro de la Figura 16, el registro de Rayos Gamma no se ve con alteraciones marcadas, puesto que este pozo no tiene un contenido de TOC que pueda generar alteraciones importantes.

3.2.2 TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-1. Para la Formación Cogollo en el pozo FUA-1 se obtuvo un Ro de 1.03 el cual se utilizó para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8, este valor se empleó para la Formación en su totalidad, debido a que no fue posible obtener más resultados de reflectancia de vitrinita Ro, de acuerdo con la clasificación mostrada en la Tabla 2, la Formación Cogollo en el pozo FUA-1 se podría esperar gas condensado. Al calcular el nivel de madurez mediante la Ecuación 8, se obtuvo un valor de LOM para la Formación La Luna de 10.8.

Figura 25. TOC de la Formación Cogollo en el pozo FUA-1.

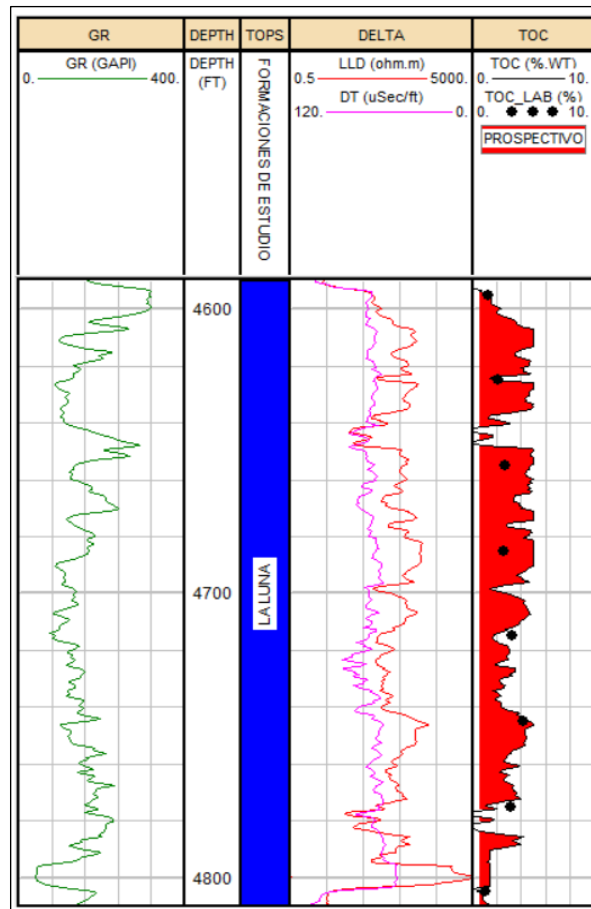


Fuente: elaboración propia.

La Formación Cogollo en el pozo FUA-1 no tiene una acumulación muy marcada de TOC pues en la Figura 25 en el track cinco se evidencia que los intervalos más prospectivos se encuentran en el medio y en la parte inferior del pozo.

3.2.3 TOC en la Formación La Luna pozo FUA-2. Para la Formación La Luna en el pozo FUA-2 se obtuvo un R_o promedio de 0.79, para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8 se utilizaron los datos de R_o del anexo E, el resultado promedio de LOM es 9.55. al reemplazar este valor en la Ecuación 10 se obtuvo un TOC en su mayoría por encima del calculado en el laboratorio, teniendo en cuenta el valor promedio del TOC obtenido en el laboratorio el cual es 2.5387%Wt y la clasificación dada en la Tabla 1, se puede afirmar que la Formación La Luna en este pozo tiene un TOC bueno, lo cual la hace un objetivo importante para futuras operaciones de fracturamiento hidráulico.

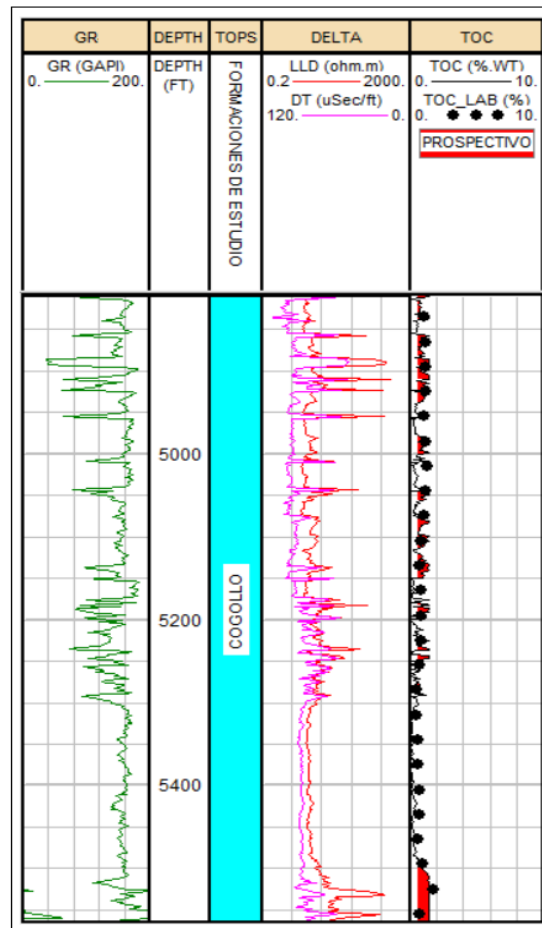
Figura 26. TOC para el pozo FUA-2 en la Formación La Luna.



Fuente: elaboración propia.

3.2.4 TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-2. Para la Formación Cogollo en el pozo FUA-2 se obtuvo un Ro de 0.92 el cual se utilizó para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8, este valor se empleó para la Formación en su totalidad, debido a que no fue posible obtener más resultados de reflectancia de vitrinita Ro, de acuerdo con la clasificación mostrada en la Tabla 2, la Formación Cogollo en el pozo FUA-2 se podría esperar petróleo. Al calcular el nivel de madurez mediante la Ecuación 8, se obtuvo un valor de LOM para la Formación La Luna de 10.2.

Figura 27. TOC para el pozo FUA-2 en la Formación Cogollo.



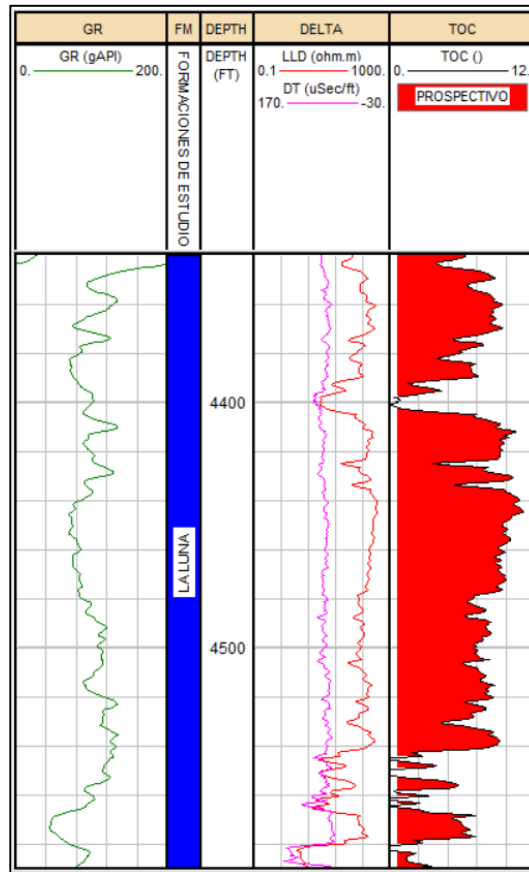
Fuente: elaboración propia.

La Formación Cogollo en el pozo FUA-2 puede tener una acumulación aceptable de hidrocarburos pues su valor de TOC de laboratorio promedio es de 0.89%Wt y su valor de TOC promedio calculado mediante la Ecuación 10 es 0.6281, es importante destacar que los valores de TOC calculados mediante laboratorio y el método Delta Log R se ajustan bien, es decir que la calibración de los datos se pudo

hacer de una forma acertada, esto se puede observar en el track cinco de la Figura 27, así mismo se observa como este TOC se extiende a lo largo de la Formación Cogollo en este pozo.

3.2.5 TOC en la Formación la Luna pozo FUA-3. Para la Formación La Luna en el pozo FUA-3 se obtuvo un Ro de 0.585 el cual se utilizó para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8, este valor se empleó para la Formación en su totalidad, debido a que no fue posible obtener más resultados de reflectancia de vitrinita Ro, de acuerdo con la clasificación mostrada en la Tabla 2, la Formación La Luna en el pozo FUA-3 es inmadura, en este pozo no es válido hacer una afirmación de este tipo pues no se tienen resultados de TOC calculados en laboratorio ni varios puntos de Ro en la Formación. Al calcular el nivel de madurez mediante la Ecuación 8, se obtuvo un valor de LOM para la Formación La Luna de 8.42. Al calcular el TOC con el método de Delta Log R se obtuvo un TOC de entre 0 %Wt y 11%Wt, con un valor promedio de 6.65%Wt.

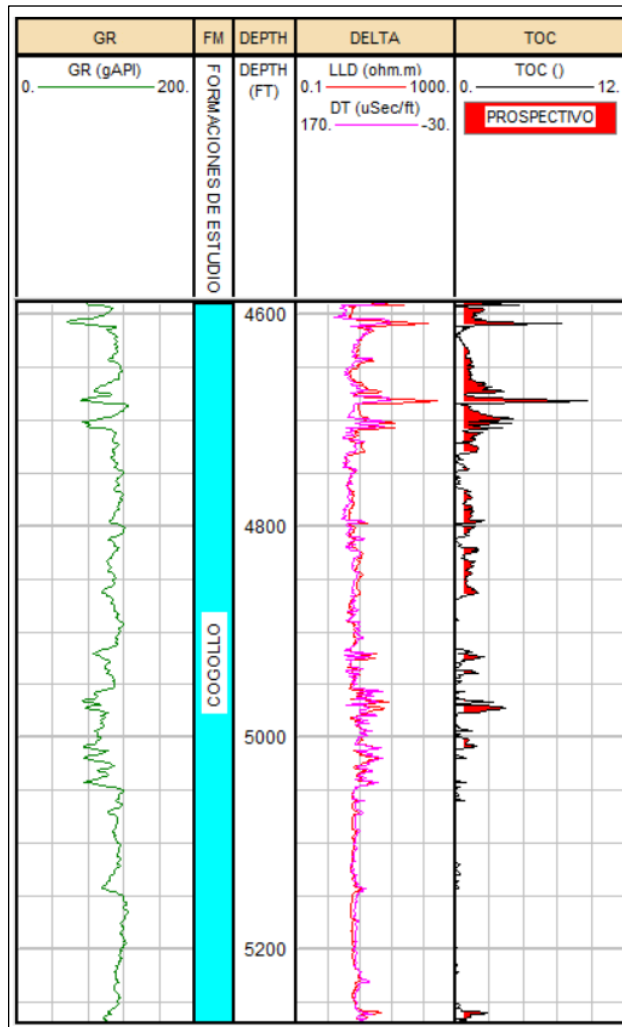
Figura 28. TOC para el pozo FUA-3 en la Formación La Luna.



Fuente: elaboración propia.

3.2.6 TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-3. Para la Formación Cogollo en el pozo FUA-3 se obtuvo un Ro de 0.585 el cual se utilizó para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8, este valor se empleó para la Formación en su totalidad, debido a que no fue posible obtener más resultados de reflectancia de Vitrinita Ro, de acuerdo con la clasificación mostrada en la Tabla 2, la Formación Cogollo en el pozo FUA-3 es inmadura, en este pozo no es válido hacer una afirmación de este tipo pues no se tienen resultados de TOC calculados en laboratorio ni varios puntos de Ro en la Formación. Al calcular el nivel de madurez mediante la Ecuación 8, se obtuvo un valor de LOM para la Formación La Luna de 8.42. Al calcular el TOC con el método de Delta Log R se obtuvo un TOC de entre 0 %Wt y 9.59%Wt, con un valor promedio de 0.58%Wt.

Figura 29. TOC para el pozo FUA-3 en la Formación La Cogollo.

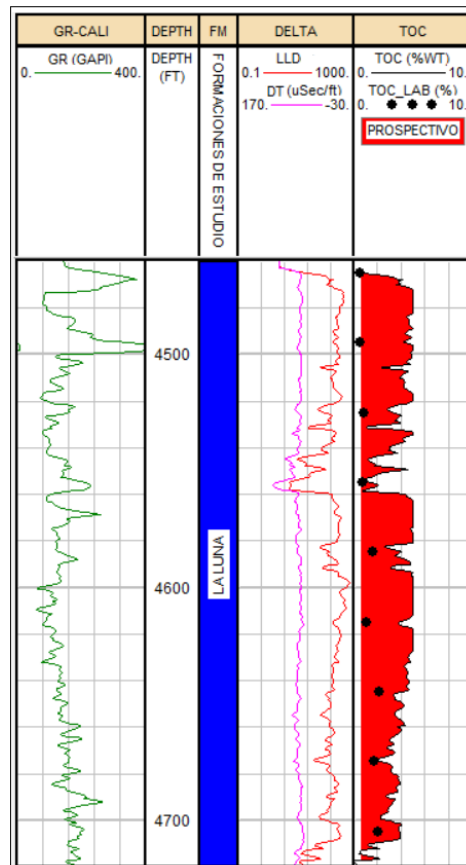


Fuente: elaboración propia.

Al observar la Figura 29, se puede evidenciar que los intervalos con mayor prospección de Cogollo en el pozo FUA-3 se encuentran del tope a 4592 ft a 5009 ft, con intercalaciones de valores poco prospectivos, es clave mencionar que al no tener muestras para calibrar este cálculo se tiene una gran incertidumbre.

3.2.7 TOC en la Formación la Luna pozo FUA-4. Para la Formación La Luna en el pozo FUA-4 se obtuvo un Ro promedio de 0.89, para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8 se utilizaron los datos de Ro del anexo G, el resultado promedio de LOM es 10.154. al reemplazar este valor en la Ecuación 10 se obtuvo un TOC en su mayoría por encima del calculado en el laboratorio, teniendo en cuenta el valor promedio del TOC obtenido en el laboratorio el cual es 1.28%Wt y la clasificación dada en la Tabla 1, se puede afirmar que la Formación La Luna en este pozo tiene un TOC bueno, lo cual la hace un objetivo importante para futuras operaciones de fracturamiento hidráulico.

Figura 30. TOC para el pozo FUA-4 en la Formación La Luna.

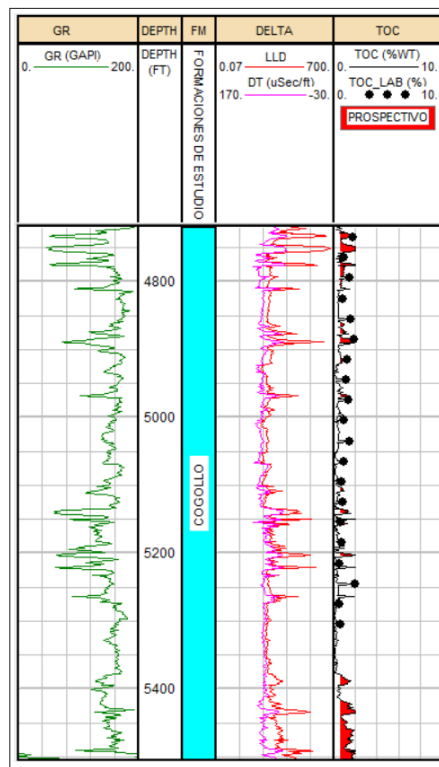


Fuente: elaboración propia.

3.2.8 TOC en la Formación Cogollo pozo FUA-4. Para la Formación Cogollo en el pozo FUA-4 se obtuvo un Ro promedio de 1.06, para realizar el cálculo correspondiente al LOM ilustrado en la Ecuación 8 se utilizaron los datos de Ro del anexo G, el resultado promedio de LOM es 11.15.

El promedio de los valores obtenidos mediante la metodología es 0.65%Wt y el promedio de los valores obtenidos en laboratorio es 1.11 %Wt de acuerdo con estos valores obtenidos y con base en las escalas de las Tabla 1, se puede afirmar que el % de TOC para la Formación Cogollo en el pozo FUA-4 es bueno, al observar la Figura 31 se puede ver en el track cuatro que los valores con mayor prospección están en la parte superior e inferior de la Formación.

Figura 31. TOC para el pozo FUA-4 en la Formación Cogollo.



Fuente: elaboración propia.

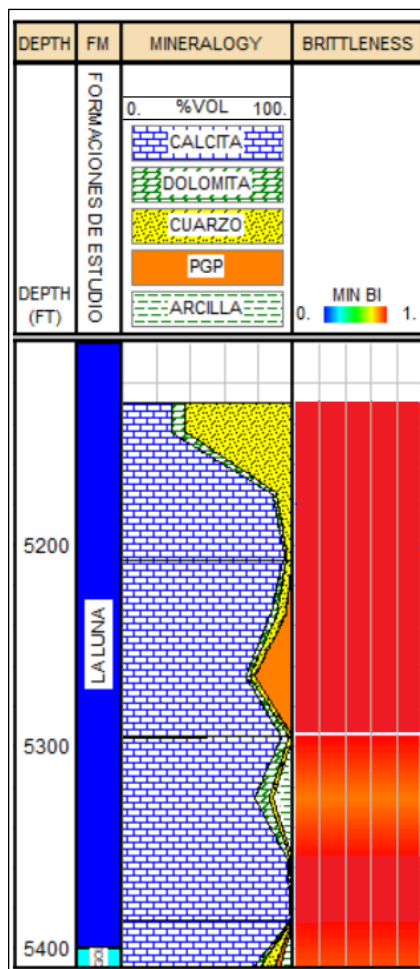
3.3 ÍNDICE DE FRAGILIDAD MINERALÓGICA

En esta sección se describen y analizan los resultados correspondientes al cálculo del índice de fragilidad mineralógica mediante el uso de la Ecuación 11 en cada uno de los pozos de estudio en los intervalos que corresponden a las Formaciones La Luna y Cogollo.

3.3.1 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-1.

Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores con un alto índice de fragilidad, como mínimo se obtuvo 0.88, en la zona que tiene mayor contenido de minerales de arcilla a los 5327 ft lo cual se puede observar en la Figura 32, el valor máximo que se obtuvo fue 1, este se ve reflejado en los intervalos que no tienen presencia de minerales de arcilla, puede que tengan un contenido importante de Pirita, Yeso y Pirofilita lo que se esperaría es que estos minerales no afecten al comportamiento frágil por lo que probablemente se encuentran diseminados por todo el intervalo. El promedio del índice de fragilidad mineralógica en esta Formación es de 0.98, lo que es un factor positivo a la hora de emplear operaciones de fracturamiento hidráulico. Por falta de muestras no fue posible obtener la fragilidad mineralógica en toda la amplitud de la Formación La Luna en este pozo, por lo que en la Figura 32 se pueden ver dos espacios en blanco en los tracks de mineralogía y de fragilidad.

Figura 32. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-1.

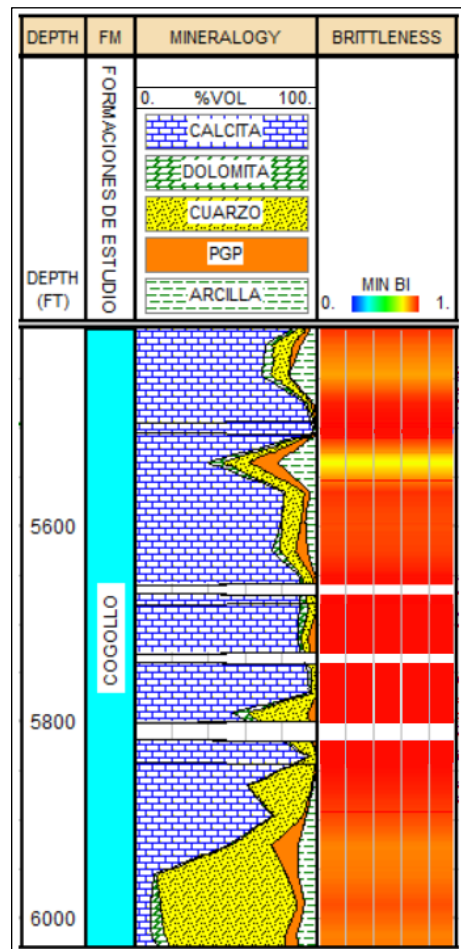


Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-1.

Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores con un alto índice de fragilidad, el valor mínimo alcanzado fue de 0.73 el cual se observa en la Figura 33 a los 5535 ft, el valor promedio fue de 0.93, a pesar de tener un índice de fragilidad máximo de 1 en ciertos intervalos de la Formación, esta contiene una mayor cantidad de intervalos con una composición de minerales de arcilla en comparación con La Luna en este pozo, es clave resaltar que a pesar de tener ciertos intervalos con minerales arcillosos no deja de ser mínima su composición pues el máximo valor que alcanzó fue 13.84% a 5535 ft. Por falta de muestras no fue posible obtener la fragilidad mineralógica en toda la amplitud de la Formación Cogollo en este pozo, por lo que en la Figura 33 se pueden ver tres espacios en blanco en los tracks de mineralogía y de fragilidad.

Figura 33. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-1.

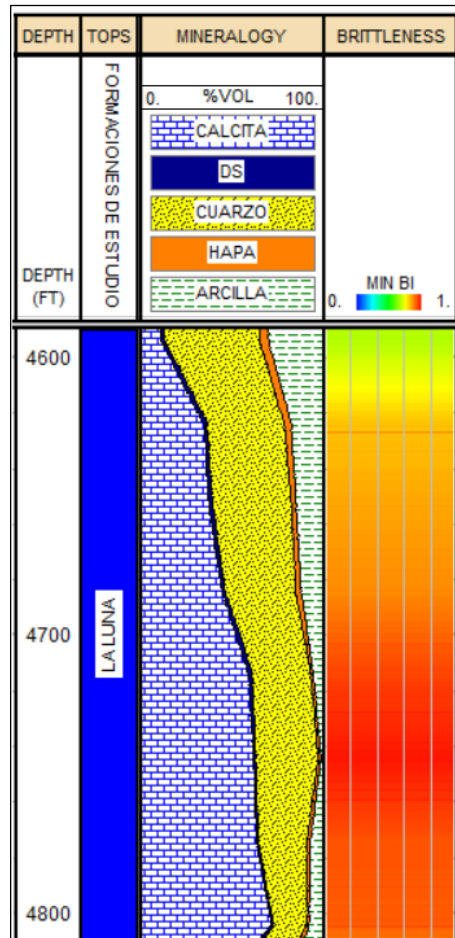


Fuente: elaboración propia.

3.3.3 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-2.

Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores con un alto índice de fragilidad, como mínimo se obtuvo 0.67, en la zona que tiene mayor contenido de minerales de arcilla a los 4593 ft lo cual se puede observar en la Figura 34, en general el intervalo del tope comprende una cantidad importante de minerales de arcilla con respecto a otros puntos que llega a 30.8% en volumen a los 4593 ft. El valor de fragilidad promedio para la Formación La Luna en este pozo es de 0.87, esto se debe a que en la mayor parte de la Formación contiene cierta cantidad de minerales de arcilla, tanto así que el valor máximo alcanzado por el índice de fragilidad es de 0.98. De acuerdo con los valores de fragilidad obtenidos es clave mencionar que esta Formación describe un comportamiento frágil en términos de su composición mineralógica.

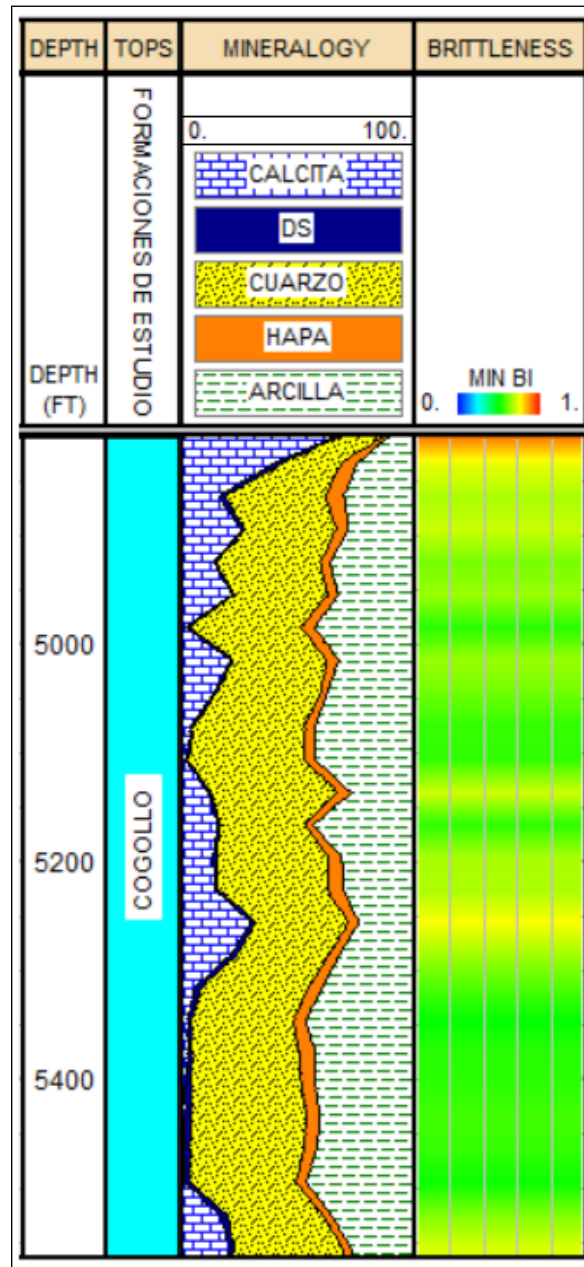
Figura 34. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-2.



Fuente: elaboración propia.

3.3.4 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-2.
 Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores de índice de fragilidad de 0.50 a 0.88, la Formación Cogollo en este pozo contiene una cantidad importante de minerales arcillosos que llega hasta 47% a los 5445 ft, como se muestra en la Figura 35.

Figura 35. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-2.



Fuente: elaboración propia.

El índice de fragilidad promedio es de 0.61, pese a tener una cantidad importante de minerales de arcilla y a bajar su índice de fragilidad mineralógica hasta 0.50, de acuerdo con Rickman⁶⁷, et al, se considera una Formación frágil cuando se tienen índices de fragilidad iguales o superiores a 0.40, lo cual hace que esta Formación pueda tomarse como frágil, pese a que esta fragilidad calculada por Rickman⁶⁸ toma como base los módulos elásticos, al revisar el comportamiento de las diferentes formas de calcular la fragilidad ilustradas en la Figura 3 la cual indica que cada forma de cálculo da valores más altos o bajos dependiendo del método, para el caso de la fragilidad mineralógica se tienen valores más altos que los calculados utilizando módulos elásticos, una forma de comprobar la veracidad de estos índices de fragilidad con respecto al comportamiento dúctil sería someter una muestra que tenga el índice de fragilidad mineralógica de 0.50 y así saber si verdaderamente es frágil o no, para el presente trabajo de grado no fue posible implementar este tipo de pruebas por falta de muestras y dispositivos especializados para examinar estos comportamientos.

3.3.5 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-3.

Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores con un alto índice de fragilidad, como mínimo se obtuvo 0.72, en la zona que tiene mayor contenido de minerales de arcilla a los 4375 ft lo cual se puede observar en la Figura 36, en general el intervalo del tope comprende una cantidad importante de minerales de arcilla con respecto a otros puntos que llega a 26.5% en volumen a los 4375 ft.

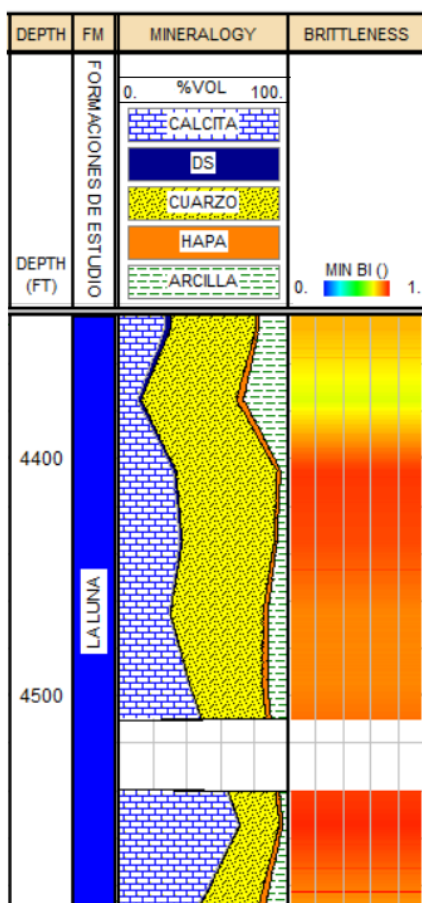
El valor de fragilidad promedio para la Formación La Luna en este pozo es de 0.87, esto se debe a que en la mayor parte de la Formación contiene una pequeña cantidad de minerales de arcilla, tanto así que el valor máximo alcanzado por el índice de fragilidad es de 0.98, es decir no llega 1 en ninguna sección. De acuerdo con los valores de fragilidad obtenidos es clave mencionar que esta Formación describe un comportamiento frágil en términos de su composición mineralógica.

Por falta de muestras no fue posible obtener la fragilidad mineralógica en toda la amplitud de la Formación La Luna en este pozo, por lo que en la Figura 36 se puede ver un espacio en blanco en los tracks de mineralogía y de fragilidad, en el intervalo correspondiente de 4510 ft a 4540 ft, lo que representa una pequeña incertidumbre en la estimación de la fragilidad para esta Formación.

⁶⁷ SPE annual technical conference. (21–24, septiembre, 2014: Denver.). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not cloning of the barnett shale. Denver.: Society of Petroleum Engineers. 2008. p 21.

⁶⁸ Ibid., p 21

Figura 36. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-3.



Fuente: Elaboración propia.

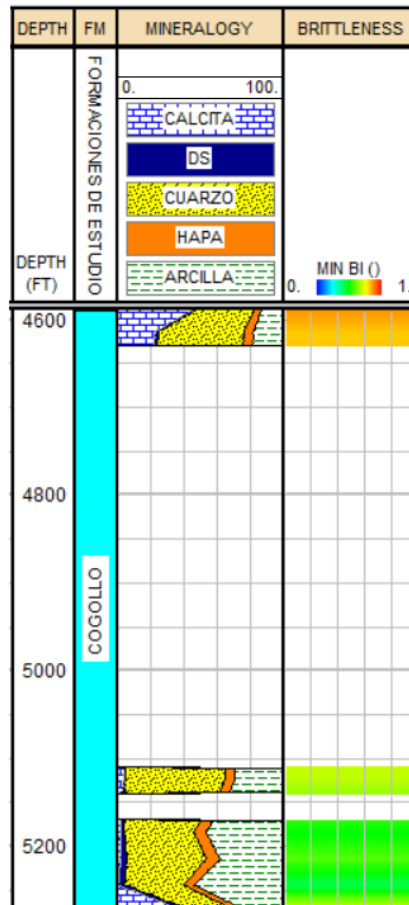
3.3.6 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-3.

Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores de índice de fragilidad de 0.42 a 0.85, la Formación Cogollo en este pozo contiene una cantidad importante de minerales arcillosos que llega hasta 53.9% a los 5244 ft, como se muestra en la Figura 37. Por falta de muestras no fue posible obtener la fragilidad mineralógica en toda la amplitud de la Formación Cogollo en este pozo, por lo que en la Figura 37 se pueden ver dos espacios en blanco en los tracks de mineralogía y de fragilidad, el primero comprende la sección de 4630 ft a 5110 y el segundo de 5140 ft a 5170, lo que incrementa la incertidumbre en la estimación de la fragilidad en esta Formación pues se ignora una gran parte de su composición mineralógica.

Los intervalos que contienen la mayor cantidad de minerales arcillosos los cuales se encuentran hacia el tope de la Formación probablemente describan un comportamiento dúctil pues llegan a tener un índice de fragilidad de 0.42, de

acuerdo con Rickman⁶⁹ este podría ser un intervalo frágil, pero al haber tomado estos valores de la fragilidad mineralógica indica un valor superior al que se podría obtener utilizando los módulos elásticos como lo hizo Rickman⁷⁰ para establecer su cutoff, un ejemplo de que la fragilidad mineralógica da índices de fragilidad superiores a los obtenidos con los módulos elásticos es la Figura 3.

Figura 37. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-3.



Fuente: elaboración propia.

3.3.7 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación La Luna pozo FUA-4.

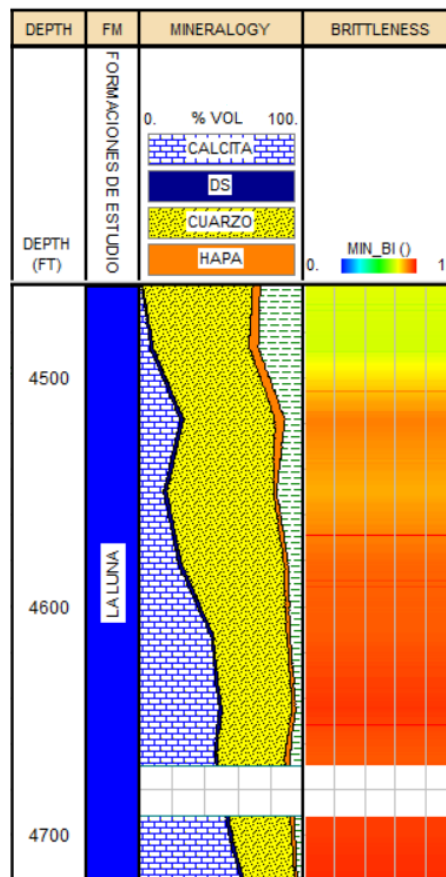
Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores con un alto índice de fragilidad, como mínimo se obtuvo 0.70, en la zona que tiene mayor contenido de minerales de arcilla a los 4486 ft lo cual se puede observar en la Figura 38, en general el intervalo del tope comprende una cantidad importante de minerales de arcilla con respecto a otros puntos que llega a 27.5% en volumen a los 4486 ft. El valor de fragilidad promedio para la

⁶⁹ SPE annual technical conference. (21–24, Setiembre, 2014: Denver.). Op. cit., p. 21.

⁷⁰Ibid. p 21

Formación La Luna en este pozo es de 0.87, esto se debe a que en la mayor parte de la Formación contiene cierta cantidad de minerales de arcilla, tanto así que el valor máximo alcanzado por el índice de fragilidad es de 0.96. De acuerdo con los valores de fragilidad obtenidos es clave mencionar que esta Formación describe un comportamiento frágil en términos de su composición mineralógica. Por falta de muestras no fue posible obtener la fragilidad mineralógica en toda la amplitud de la Formación La Luna en este pozo, por lo que en la Figura 38 se puede ver un espacio en blanco en los tracks de mineralogía y de fragilidad.

Figura 38. Índice de fragilidad Formación La Luna pozo FUA-4.



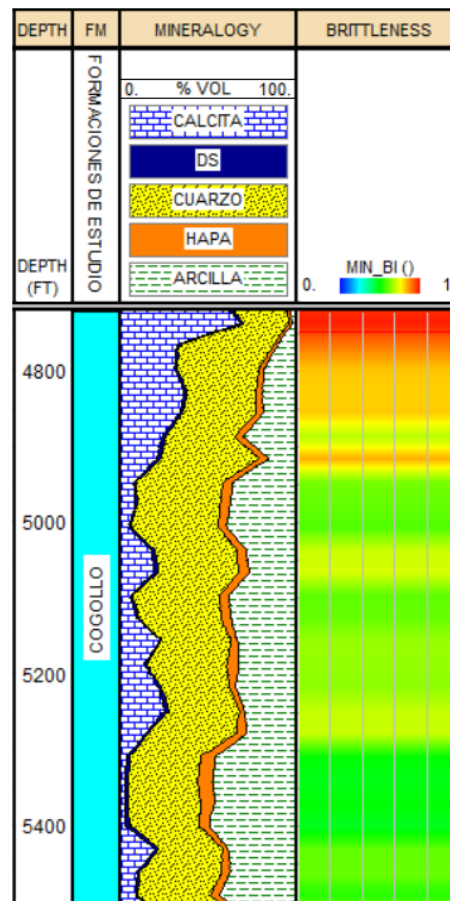
Fuente: elaboración propia.

3.3.8 Índice de fragilidad mineralógica en la Formación Cogollo pozo FUA-4.

Al realizar el cálculo del índice de fragilidad mineralógica empleando la Ecuación 11, se obtuvieron valores de índice de fragilidad de 0.47 a 0.97, la Formación Cogollo en este pozo contiene una cantidad importante de minerales arcillosos que llega hasta 49.7% a los 5397.5 ft, como se muestra en la Figura 39. El índice de fragilidad promedio es de 0.87, pese a tener una cantidad importante de minerales de arcilla y a bajar su índice de fragilidad mineralógica hasta 0.47, de acuerdo con

Rickman⁷¹, et al, dice que se considera una Formación frágil cuando se tienen índices de fragilidad iguales o superiores a 0.40, lo cual hace que esta Formación pueda tomarse como frágil, pese a que esta fragilidad calculada por Rickman⁷² toma como base los módulos elásticos, al revisar el comportamiento de las diferentes formas de calcular la fragilidad ilustradas en la Figura 3 la cual indica que cada forma de cálculo da valores más altos o bajos dependiendo del método, para el caso de la fragilidad mineralógica se tienen valores más altos que los calculados utilizando módulos elásticos, una forma de comprobar la veracidad de estos índices de fragilidad con respecto al comportamiento dúctil sería someter una muestra que tenga el índice de fragilidad mineralógica de 0.47 y así saber si verdaderamente es frágil o no, para el presente trabajo de grado no fue posible implementar este tipo de pruebas por falta de muestras y dispositivos especializados para examinar estos comportamientos.

Figura 39. Índice de fragilidad Formación Cogollo pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

⁷¹ SPE annual technical conference. (21–24, Seotiembre, 2014: Denver.). Op. cit., p. 21

⁷² Ibid. p21

3.4 CORRELACIONES ESTADÍSTICA PARA CALCULAR LA FRAGILIDAD MINERALÓGICA

En esta sección se describen y analizan los resultados obtenidos correspondientes a la creación de las correlaciones estadísticas para el cálculo de la fragilidad mineralógica mediante el uso de registros de pozo como el Sónico de onda P y el registro Porosidad Neutrón para cada una de las formaciones de estudio, es decir que se van a evaluar cuatro correlaciones.

3.4.1 Correlaciones estadísticas de fragilidad con Porosidad Neutrón para la Formación La Luna. Para la creación de las correlaciones de Porosidad Neutrón y fragilidad mineralógica, fue necesario implementar en los pozos FUA-1 y FUA-2 una curva pseudo Neutrón porque no fue posible obtener la curva directamente del registro, esto hace que los valores puedan presentar una mayor incertidumbre con respecto al valor directamente de un registro. Para esta correlación se obtuvo como resultado un coeficiente de determinación (R^2) de 0.0016, la correlación estadística creada para el cálculo del índice de fragilidad mediante el registro Neutrón para la formación La Luna se observa en la Ecuación 17.

Ecuación 17. Correlación estadística de fragilidad con Porosidad Neutrón para la Formación La Luna.

$$BI_NPHI_L = 0.8735 + 0.0481 * NPHI$$

Fuente: elaboración propia

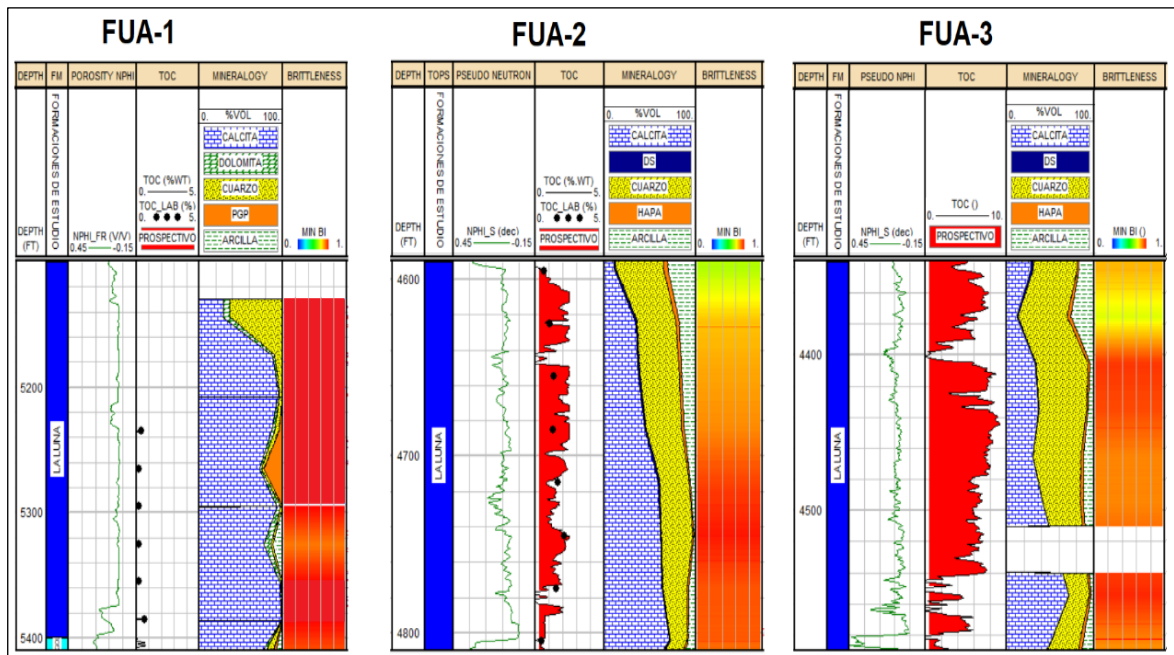
Para graficar la fragilidad mineralógica versus los valores de Porosidad Neutrón se tomaron únicamente las secciones que tuvieron un TOC entre 0.6 y 11 esto se puede ver en la figura 40 en el track de TOC en los intervalos marcados en rojo, tomando como punto de comparación los tracks de mineralogía los cuales corresponden a los resultados del estudio de difracción de rayos x se logra evidenciar una variación importante de la mineralogía en cada uno de los pozos, resaltando el pozo FUA-1 como el que más contenido de carbonatos tiene, esto describe una amplia heterogeneidad que hace poco útil la creación de correlaciones con base en regresiones lineales; pues los valores de fragilidad mineralógica, TOC y Porosidad Neutrón tuvieron una amplia variación en el momento de graficarlos como se observa en la Gráfica 4, en donde los puntos correspondientes a los diferentes valores de fragilidad mineralógica y NPHI se agrupan en secciones distintas de la gráfica sin mostrar una tendencia.

Al observar el coeficiente de determinación (R^2) correspondiente a 0.0016 para esta correlación estadística se confirma la poca relación existente entre los puntos tomados por la recta trazada en la gráfica de fragilidad versus Porosidad Neutrón, esto se debe a los cambios que tiene la formación de manera vertical y horizontal

con respecto a su composición mineralógica, propiedades petrofísicas y geoquímicas.

Por otra parte, es importante resaltar que solo se tomó de ocho a nueve muestras por pozo para realizar el estudio de mineralogía correspondiente a esta formación, lo que genera una mayor incertidumbre pues los puntos tomados para el cálculo de la fragilidad mineralógica y la creación de las correlaciones son resultado de la representación de la tendencia entre cada muestra tomada para el estudio de difracción de rayos x, al tener una gran cantidad de puntos generados mediante tendencia se incrementa la dispersión entre los datos pues en la gráfica de porosidad Neutrón versus fragilidad mineralógica no se puede apreciar un comportamiento que describa una tendencia entre los puntos tomados esto hace que sea más complejo eliminar los datos atípicos pues los datos se agrupan en diferentes secciones de la gráfica haciendo que el coeficiente de determinación al trazar la recta con los puntos de TOC de 0.6 a 11 sea muy bajo.

Figura 40. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Porosidad Neutrón en la Formación La Luna.



Fuente: elaboración propia.

Debido a la amplia variación tanto horizontal como vertical en los valores del registro Porosidad Neutrón, TOC y composición mineralógica en la Formación La Luna, además de la baja cantidad de muestras obtenidas para la creación de la correlación estadística que permite calcular el índice de fragilidad mediante el registro Porosidad Neutrón hace que para este caso la implementación del registro Porosidad Neutrón para el cálculo de este parámetro geomecánico pierda su contribución significativa pues no permitirá estimar correctamente el índice de

fragilidad y de esta manera no sería posible tener una óptima selección de las zonas frágiles que permitan realizar operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación. Adicionalmente esto se puede evidenciar en el bajo valor obtenido para el coeficiente de determinación.

3.4.2 Correlación estadística de fragilidad con Porosidad Neutrón para la Formación Cogollo. La correlación creada mediante el registro Porosidad Neutrón y la fragilidad mineralógica se puede observar en la Ecuación 18, esta dio como resultado un coeficiente de determinación (R^2) de 0.3094 lo que indica que los valores graficados no tienen un ajuste con la recta trazada.

Para el estudio de difracción de rayos x se tomaron veintiún muestras para el pozo FUA-1, treinta y tres muestras para FUA-2 y cuatro muestras para FUA-3 en la Formación Cogollo, lo cual permitió hacer una descripción con mayor detalle en términos de composición mineralógica y fragilidad en comparación con la Formación La Luna, pero se sigue manteniendo una alta incertidumbre pues los puntos seleccionados para el cálculo de la fragilidad mineralógica y la creación de correlaciones son el resultado de la representación de la tendencia entre cada muestra tomada para el estudio de difracción de rayos x. además la poca cantidad de muestras en el pozo FUA-3 no permite tener una representación adecuada de la variación mineralógica a nivel horizontal en esta Formación incrementando así la incertidumbre.

En la Figura 41 se puede observar la información tomada para la elaboración de la correlación de fragilidad mineralógica y el registro Porosidad Neutrón para la Formación Cogollo, en la cual es importante destacar la heterogeneidad que muestra cada pozo en cuanto a su composición mineralógica, valores de porosidad Neutrón y TOC, esto no solo se ve en el plano vertical sino también en la horizontal, lo que hace que la elaboración de una correlación seleccionando todo el bloque con una simple discriminación de TOC de 0.6 %Wt a 11%Wt de como resultado un valor de coeficiente de determinación bajo, como en este caso este valor es del 0.3094, además al no involucrar el TOC directamente en el modelo para el cálculo del índice de fragilidad ilustrado en la Ecuación 11 no se puede ver una relación directa entre estas dos variables.

En la Gráfica 5 se observa una amplia dispersión entre los datos de cada pozo, por ejemplo en el caso de los del pozo FUA-1 tienden a agruparse en la parte superior indicando valores de fragilidad de uno y muy cercanos a uno, para los pozos FUA-2 y FUA-3 los datos se intercalan entre sí pero no tienen una tendencia establecida, adicionalmente parte de los datos pertenecientes a estos pozos tienden a acumularse como grupos alejados de la recta trazada para la regresión lineal, es clave mencionar que para la creación de esta correlación no se contó con los valores de Porosidad Neutrón directamente tomados con una herramienta de wireline por lo que fue necesario crear un registro Pseudoneutrón para los pozos FUA-2 y

FUA-3, esto va generar una incertidumbre importante en la correlación y los valores que esta arroje.

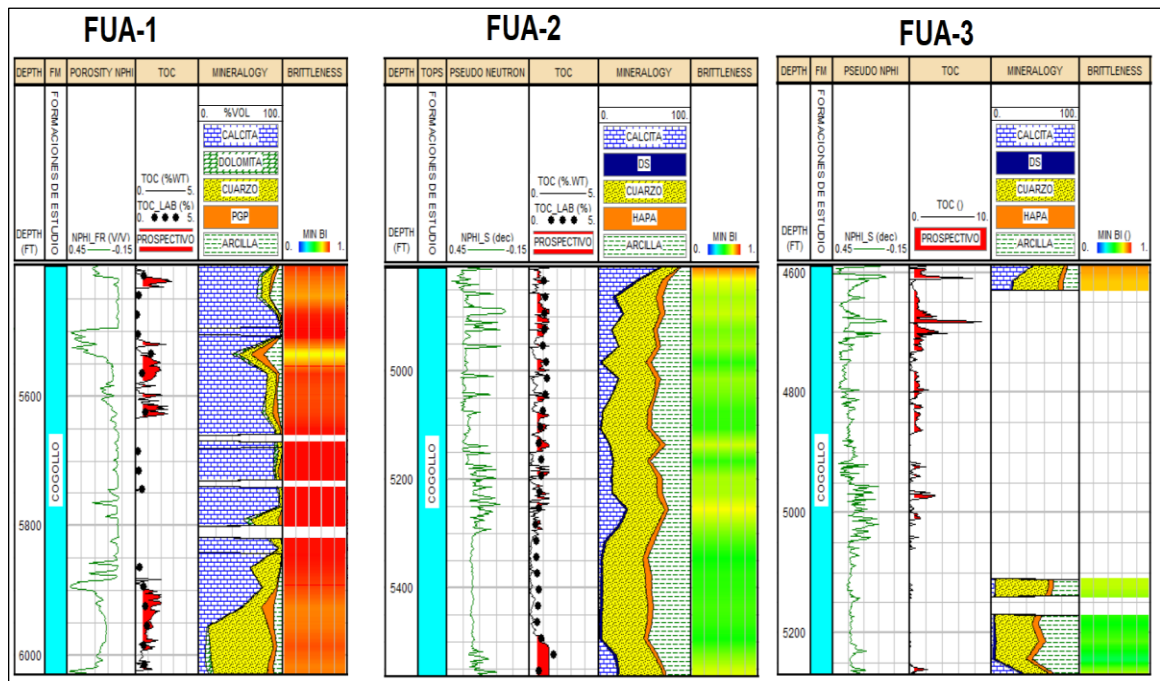
El hecho de tener un valor bajo de coeficiente de determinación (R^2) correspondiente a 0.3094 para la correlación estadística que permite calcular el índice de fragilidad mediante el registro Porosidad Neutrón hace que para este caso la implementación del registro Porosidad Neutrón para el cálculo de este parámetro geomecánico pierda su contribución significativa pues no permitirá estimar correctamente el índice de fragilidad y de esta manera no sería posible tener una óptima selección de las zonas frágiles que permitan realizar operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación, a esto se le suma la heterogeneidad asociada a la Formación y los pocas muestras tomadas para el presente estudio.

Ecuación 18. Correlación estadística de fragilidad con porosidad neutrón para la Formación Cogollo.

$$BI_NPHI_C = 0.8896 - 0.7155 * NPHI$$

Fuente: elaboración propia.

Figura 41. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Porosidad Neutrón en la Formación Cogollo.



Fuente: elaboración propia.

3.4.3 Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna. La correlación creada mediante el registro Sónico de onda compresional y la fragilidad mineralógica dio como resultado un coeficiente de determinación (R^2) de un 0.0016 lo que indica que los valores graficados no tienen un ajuste con la recta trazada, en la Gráfica 6 se observa una amplia dispersión entre los datos de cada pozo. La correlación estadística creada para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna se ilustra en la Ecuación 19.

Para graficar la fragilidad mineralógica versus los valores del registro Sónico de onda compresional se tomaron únicamente las secciones que tuvieron un TOC entre 0.6 y 11 esto se puede ver en la Figura 42 en el track de TOC en los intervalos marcados en rojo, tomando como punto de comparación los tracks de mineralogía los cuales corresponden a los resultados del estudio de difracción de rayos x se logra evidenciar una variación importante de la mineralogía en cada uno de los pozos, resaltando el pozo FUA-1 como el que más contenido de carbonatos tiene, esto describe una amplia heterogeneidad que hace poco útil la creación de correlaciones con base en regresiones lineales; pues los valores de fragilidad mineralógica, TOC y Sónico de onda p tuvieron una amplia variación en el momento de graficarlos como se observa en la Gráfica 6, en donde los puntos correspondientes a los diferentes valores de fragilidad mineralógica y Sónico de onda p se agrupan en secciones distintas de la gráfica sin mostrar una tendencia.

Es importante resaltar que solo se tomó de ocho a nueve muestras por pozo para realizar el estudio de mineralogía correspondiente a esta Formación, lo que genera una mayor incertidumbre pues los puntos tomados para el cálculo de la fragilidad mineralógica y la creación de las correlaciones son resultado de la representación de la tendencia entre cada muestra tomada para el estudio de difracción de rayos x, al tener una gran cantidad de puntos generados mediante tendencia se incrementa la dispersión entre los datos pues en la gráfica de Sónico de onda p versus fragilidad mineralógica no se puede apreciar un comportamiento que describa una tendencia entre los puntos tomados, esto hace que sea más complejo eliminar los datos atípicos pues los datos se agrupan en diferentes secciones de la gráfica haciendo que el coeficiente de determinación al trazar la recta con los puntos de TOC de 0.6 a 11 sea muy bajo, es decir 0.0016.

El hecho de tener un valor bajo de coeficiente de determinación (R^2) correspondiente a 0.0016, además de una amplia heterogeneidad en la Formación La Luna y una baja cantidad de muestras obtenidas para la creación de la correlación estadística que permite calcular el índice de fragilidad mediante el registro Sónico de onda p hace que para este caso la implementación del registro Porosidad Neutrón para el cálculo de este parámetro geomecánico pierda su contribución significativa pues no permitirá estimar correctamente el índice de fragilidad y de esta manera no sería posible tener una óptima selección de las zonas

frágiles que permitan realizar operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación.

En vista del bajo coeficiente de determinación obtenido utilizando la data anteriormente mencionada para la creación de la correlación del cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda p en la Formación La Luna, se hizo un análisis de los datos en donde se creó una correlación de prueba tomando únicamente los valores de fragilidad en los puntos de la Formación correspondientes a las muestras evaluadas mediante difracción de rayos x por cada pozo utilizando el registro LLD como cutoff y el TOC, esta correlación lleva por nombre BI_L_DT_R.

La información tomada como input para la creación de esta correlación se puede ver en el anexo H en la Figura H1, los valores cutoff seleccionados para el TOC fueron de 1%Wt a 11%Wt estos se pueden ver en el track de TOC señalados de color rojo y para el registro LLD fueron de 100 ohm*m a 300 ohm*m estos se pueden ver en el track delta señalados de verde en donde las secciones seleccionadas son en las que la curva de Resistividad coincide con la recta verde.

En la Figura H1 se puede evidenciar la heterogeneidad en los valores correspondientes a la resistividad, TOC y composición mineralógica, no solo se observa la variación horizontal sino también vertical, como en el pozo FUA-1 la selección de los puntos es casi nula con respecto a los otros pozos, en la Gráfica H1 se puede evidenciar que la línea de regresión para la creación de la correlación de prueba toma en su mayoría puntos de muy alta resistividad y TOC, tiende a acercarse a algunos valores con menor resistividad y mayor contenido de TOC como es el caso del punto representado con la letra G el cual tiene un TOC de 4%Wt a 5%Wt y una resistividad de 163 ohm*m a 175 ohm*m, lo que indica que no hay una selección adecuada de los puntos para la creación de la correlación y no se evidencia una tendencia descrita que permita representar un alto rango de puntos, lo que se puede tomar como un sesgo importante pues la línea de regresión solo se ajusta a una pequeña parte de la población, también se evidencia cierta dispersión en los datos debido a la alta heterogeneidad de la Formación.

Ecuación 19. Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna.

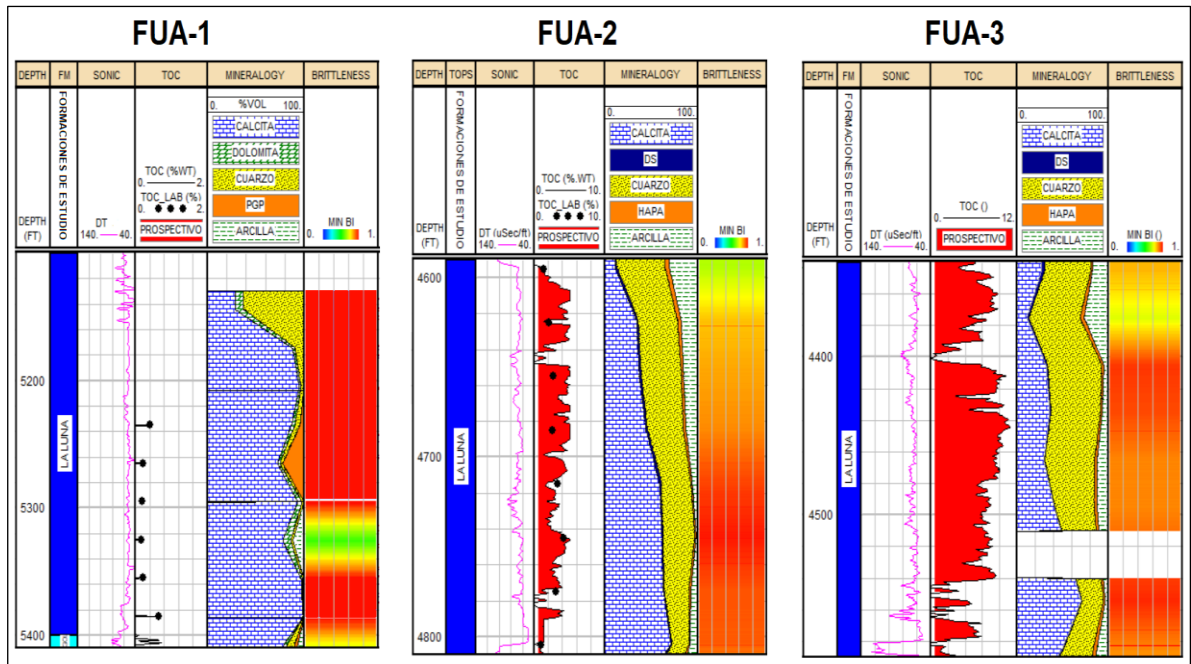
$$BI_DTL = 0.8572 + 0.0003 * DT$$

Fuente: elaboración propia

Se obtuvo como resultado un incremento en el coeficiente de determinación el cual tiene un valor de 0.6843, pese a ser un valor alto es importante mencionar que la muestra tomada para este cálculo es muy pequeña y no logra representar la

heterogeneidad asociada a esta Formación, esto se puede ver en el anexo H en la Gráfica H1, lo cual genera un sesgo importante haciendo que se incremente el coeficiente de determinación, esto puede generar resultados erróneos en el momento de calcular el índice de fragilidad mineralógica mediante esta correlación.

Figura 42. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda p en la Formación La Luna.



Fuente: elaboración propia.

3.4.4 Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación Cogollo. La correlación creada mediante el registro Sónico de onda compresional y la fragilidad mineralógica dio como resultado un coeficiente de determinación (R^2) de un 0.3710 lo que indica que los valores graficados no tienen un ajuste con la recta trazada, en la Gráfica 7 se observa una amplia dispersión entre los datos de cada pozo.

Para el estudio de difracción de rayos x se tomaron veintiún muestras para el pozo FUA-1, treinta y tres muestras para FUA-2 y cuatro muestras para FUA-3 en la Formación Cogollo, lo cual permitió hacer una descripción con mayor detalle en términos de composición mineralógica y fragilidad en comparación con la Formación La Luna, pero se sigue manteniendo una alta incertidumbre pues los puntos seleccionados para el cálculo de la fragilidad mineralógica y la creación de correlaciones son el resultado de la representación de la tendencia entre cada muestra tomada para el estudio de difracción de rayos x. además la poca cantidad de muestras en el pozo FUA-3 no permite tener una representación adecuada de la variación mineralógica de manera horizontal en esta Formación incrementando así

la incertidumbre. Por otra parte, es clave resaltar que no hay una relación directa entre el índice de fragilidad y el TOC en la Ecuación 11 lo cual hace que los puntos seleccionados como prospectivos no tengan una relación directa y se pueda seleccionar de manera errónea un conjunto de estos.

En la Figura 43 se pueden observar los tracks correspondiente a cada uno de los pozos tomados para la creación de la correlación estadística para el cálculo de la fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda compresional para la Formación Cogollo, la data seleccionada de cada uno de los pozos comprende únicamente los intervalos denominados como prospectivos los cuales corresponden a un TOC de 0.6 %Wt a 11%Wt, los cuales se pueden observar en la Figura 43 en el track cuatro de cada uno de los pozos.

En la Gráfica 7 se observa una amplia dispersión entre los datos de cada pozo, por ejemplo en el caso de los del pozo FUA-1 tienden a agruparse en la parte superior indicando valores de fragilidad de uno los cuales no son tomados por la curva línea trazada para la regresión, dado que estos valores tienen un TOC muy bajo y no se ajustan a los valores tomados como prospectivos, para los pozos FUA-2 y FUA-3 los datos se intercalan entre sí pero no tienen una tendencia establecida, adicionalmente parte de los datos pertenecientes a estos pozos tienden a acumularse como grupos alejados de la recta trazada para la regresión lineal, lo que indica que la recta solo está tomando varios puntos asociados a una rango de fragilidad mineralógica entre 0.63 y 0.9 asociados a una TOC de 0.6 %Wt a 1.64 %Wt en su mayoría, dado que estos puntos son los que se presentan mayormente y el software IP selecciona los que tengan una mayor tendencia para generar el mayor coeficiente de determinación, que para esta correlación es bajo, pero de las cuatro correlaciones es el más alto con un valor de 0.3710.

Ecuación 20. Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación Cogollo

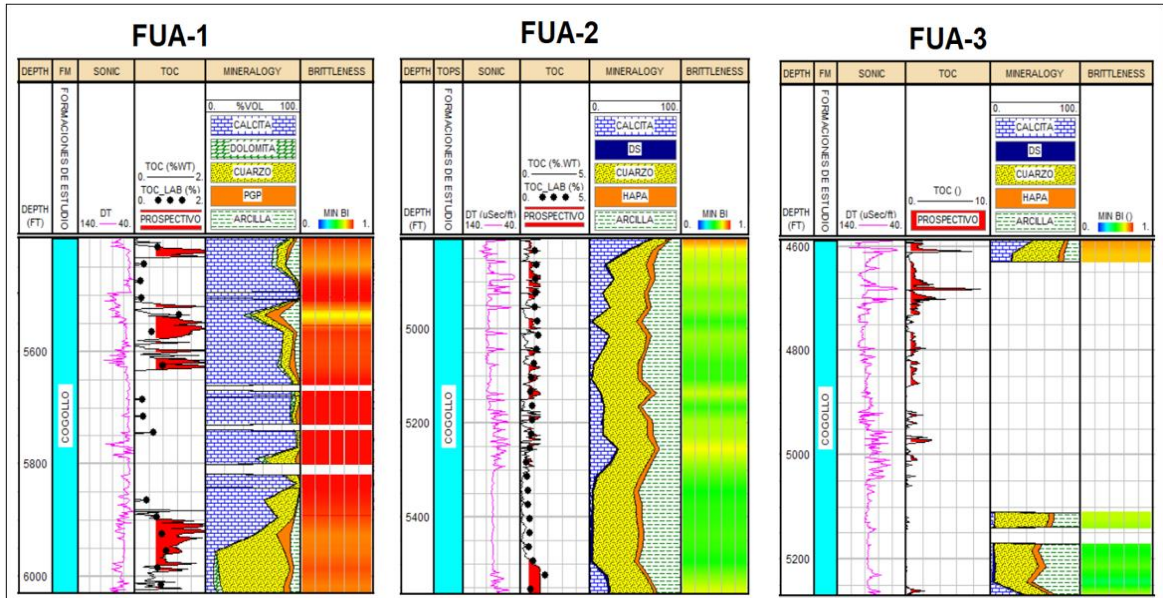
$$BI_{DTC} = 1.1294 - 0.0049 * DT$$

Fuente: elaboración propia

Debido a la amplia variación tanto horizontal como vertical en los valores del registro Sónico, TOC y composición mineralógica en la Formación Cogollo, además de la baja cantidad de muestras obtenidas para la creación de la correlación estadística que permite calcular el índice de fragilidad mediante el registro Sónico de onda p hace que para este caso la implementación del registro Sónico de onda P para el cálculo de este parámetro geomecánico pierda su contribución significativa pues no permitirá estimar correctamente el índice de fragilidad y de esta manera no sería posible tener una óptima selección de las zonas frágiles que permitan realizar

operaciones de fracturamiento hidráulico en la Formación. Adicionalmente esto se puede evidenciar en el bajo valor obtenido para el coeficiente de determinación.

Figura 43. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda p en la Formación Cogollo.



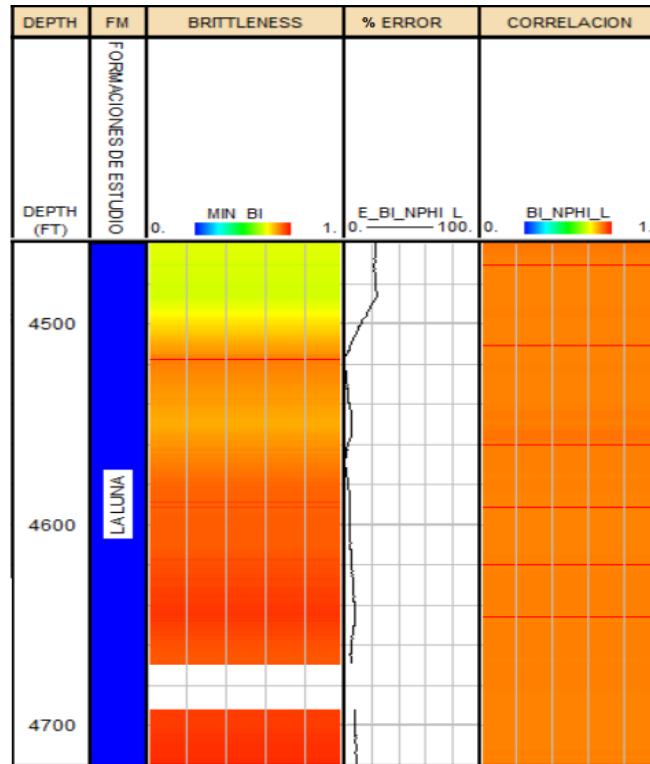
Fuente: elaboración propia.

3.5 VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES PROPIAS

En esta sección se describen y analizan los resultados obtenidos al validar las correlaciones creadas mediante la implementación de regresiones lineales en Gráficas de fragilidad mineralógica vs los valores del registro Porosidad Neutrón y fragilidad mineralógica vs los valores del registro Sónico de onda p, para cada una de las formaciones de estudio. Dicha validación se hizo mediante la Ecuación 14, además se discute la efectividad de la correlación de prueba creada para la Formación La Luna para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda compresional.

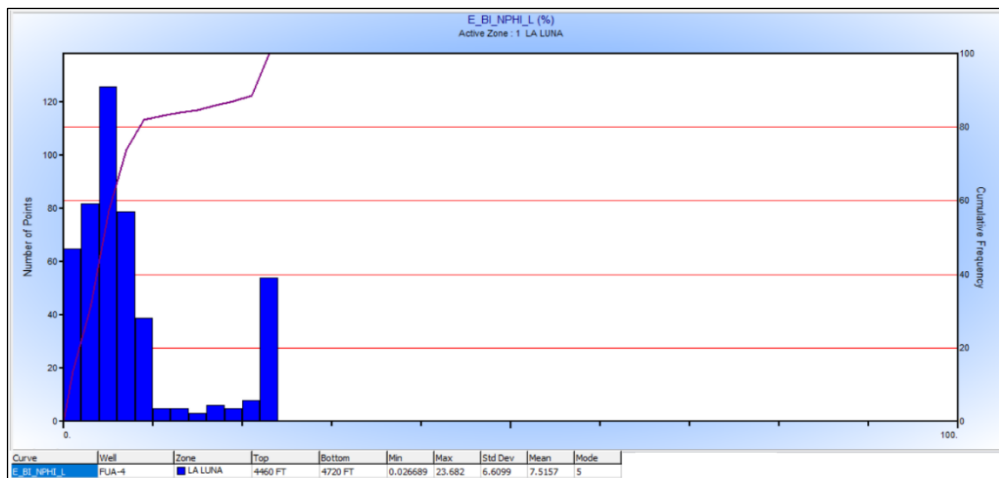
3.5.1 Validación de la correlación de fragilidad mineralógica creada mediante el registro Porosidad Neutrón para la Formación La Luna. A partir de la aplicación de la Ecuación 14 se obtuvo una curva llamada E_BI_NPHI_L ilustrada en la Figura 44 en el track de %ERROR, esta curva es la representación del porcentaje de error de la correlación creada para el cálculo de la fragilidad mineralógica mediante el registro Porosidad Neutrón en la Formación La Luna, el mayor porcentaje de error se encuentra en la parte superior de la Formación en el intervalo de 4460ft a 4490 ft en donde los valores de error superan el 20%, alcanzando el máximo valor de 23.682%.

Figura 44. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_NPHI_L).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 8. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_NPHI_L.



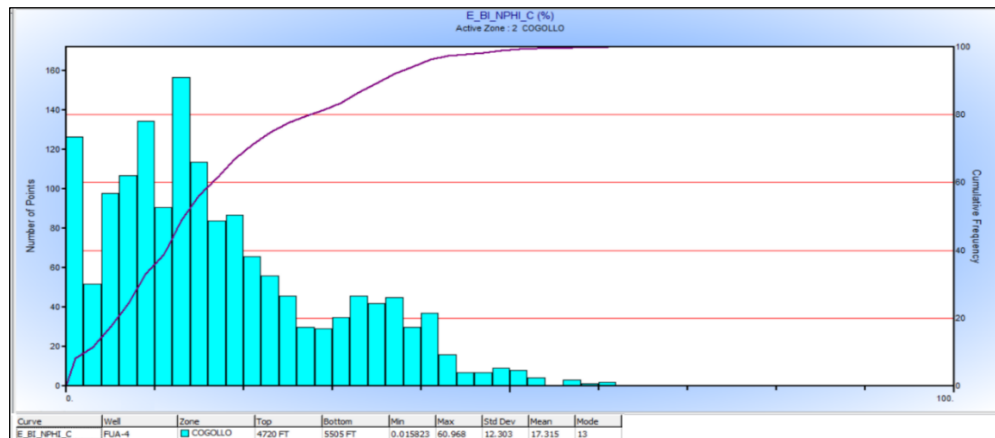
Fuente: elaboración propia

En la Gráfica 8 se muestran los valores claves los cuales permiten saber que tan aceptable puede ser emplear la correlación de fragilidad creada empleando el registro Neutrón, entre estos es importante destacar el promedio que es 7.5%, el

valor mínimo es 0.026689%. De acuerdo con los valores de la Gráfica 8 y el track de %ERROR se puede afirmar que los resultados dados en el track de correlación de la Figura 44 tienen una alta incertidumbre con respecto a los valores de fragilidad mineralógica calculados mediante la Ecuación 11, por ende, la implementación del registro de Porosidad Neutrón en la Formación La Luna mediante esta metodología no es significativa para la evaluación de la fragilidad lo cual no permite realizar una evaluación óptima para implementar fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa.

3.5.2 Validación de la correlación de fragilidad mineralógica creada mediante el registro Porosidad Neutrón para la Formación Cogollo. Al implementar la Ecuación del porcentaje de error en el software IP, tomando como valor real el índice de fragilidad mineralógica y como valor teórico el índice de fragilidad calculado con la correlación de fragilidad mineralógica con el registro Porosidad Neutrón se obtuvo una curva que lleva como nombre E_BI_NPHI_C la cual representa el porcentaje de error de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Porosidad Neutrón en la Formación Cogollo ilustrada en el track de %ERROR en la Figura 45.

Gráfica 9. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_NPHI_C.

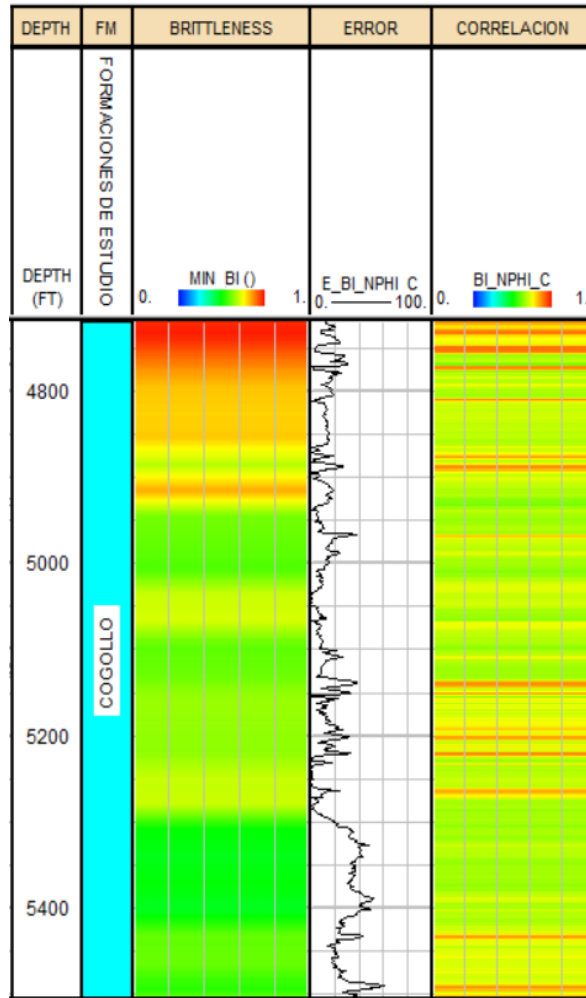


Fuente: elaboración propia.

En la Gráfica 9 se muestran los valores claves los cuales permiten saber que tan aceptable puede ser emplear la correlación de fragilidad creada empleando el registro Neutrón, entre estos es importante destacar el promedio que es 17.315%, el valor máximo es de 60.9% y el valor mínimo que es 0.015%. De acuerdo con los valores de la Gráfica 9 y el track de %ERROR se puede afirmar que los resultados dados en el track de correlación de la Figura 45 tienen una alta incertidumbre con respecto a los valores de fragilidad mineralógica calculados mediante la Ecuación 11, por ende, la implementación del registro de Porosidad Neutrón en la Formación Cogollo mediante esta metodología no es significativa para la evaluación de la

fragilidad lo cual no permite realizar una evaluación óptima para implementar fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa.

Figura 45. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_NPHI_C) en la Formación La Luna.



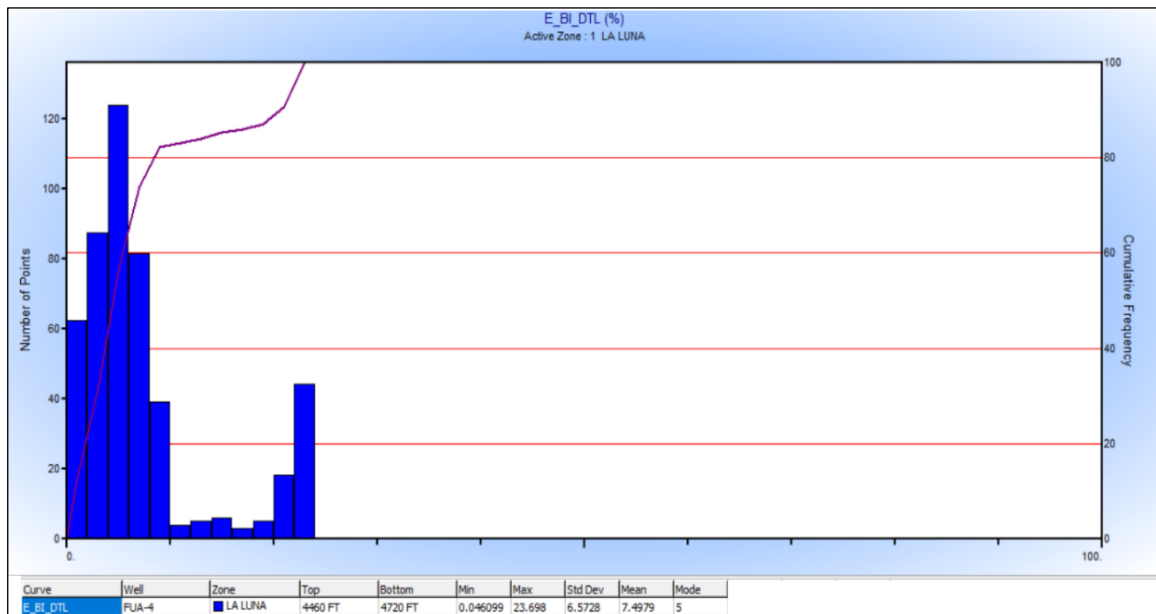
Fuente: elaboración propia.

3.5.3 Validación de la Correlación de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna. Al implementar la Ecuación del porcentaje de error en el software IP, tomando como valor real el índice de fragilidad mineralógica y como valor teórico el índice de fragilidad calculado con la correlación de fragilidad mineralógica con el registro Sónico de onda compresional se obtuvo una curva que lleva como nombre E_BI_DTL la cual representa el porcentaje de error de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda compresional en la Formación La Luna ilustrada en el track de %ERROR en la Figura 46.

En cuanto a los resultados de fragilidad mineralógica obtenidos mediante la Ecuación 19 correspondiente a la correlación BI_DTL, se identificó que los valores oscilan entre 0.87 y 0.89, esto indica que un , al observar la figura 46 se evidencia claramente que el porcentaje de error está mayormente en el intervalo de 4460 ft a 4500 ft , en el cual la correlación propia creada para la Formación La Luna muestra valores por encima de los obtenidos mediante la Ecuación 11 (MIN BI).

En cuanto a las sección restantes de la Formación que van desde 4500 ft a 4570 ft los valores de la correlación se mantienen por encima de los valores obtenidos en la Ecuación 11, es decir sobrestiman el índice de fragilidad mineralógica, para el intervalo que va desde 4570 ft a 4720 ft los valores de fragilidad obtenidos mediante la correlación se ubican por debajo de los valores obtenidos en laboratorio, es decir la correlación en esta sección subestima los valores de fragilidad mineralógica

Gráfica 10. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_DTL.

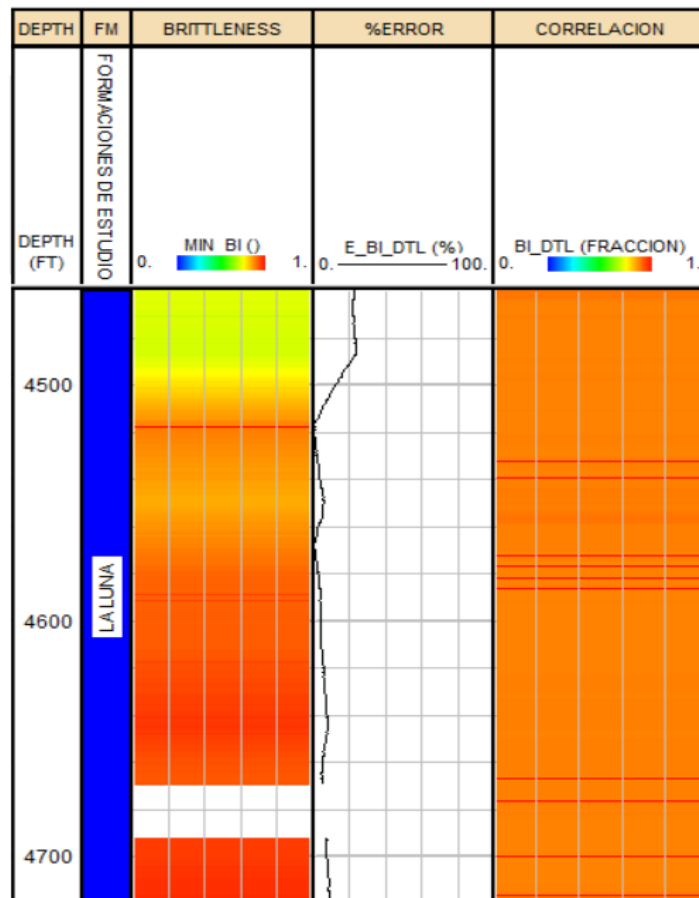


Fuente: elaboración propia.

La Gráfica 10 muestra diferentes características de los datos del porcentaje de error que son claves para la validación de las correlaciones, entre estos es clave destacar el valor promedio en la curva de porcentaje de error es 7.4979%, el error alcanza los como valor mínimo el 0.046099% y como máximo un 23.698%, con base en los valores de la curva E_BI_DTL se afirma que los resultados dados en el track de correlación de la Figura 46 tienen una alta incertidumbre con respecto a los valores de fragilidad mineralógica calculados mediante la Ecuación 11.

La implementación del registro Sónico de onda P en este caso para la evaluación de la fragilidad en La Formación La Luna no es significativa debido la heterogeneidad presente en las propiedades de esta Formación y a la poca cantidad de muestras para realizar este ejercicio, pues no se pudo realizar una evaluación optima en términos del índice de fragilidad mineralógica, los resultados obtenidos de esta correlación no representan un valor significativo para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica, no son de aplicación valida en operaciones de fracturamiento hidráulico.

Figura 46. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_DTL).



Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la correlación de prueba (BI_L_DT_R) la cual presenta un coeficiente de determinación de 0.6840, esta indicaría a siempre vista que es una correlación que da como resultado valores con mayor precisión para estimar el índice de fragilidad mineralógica que la correlación BI_DTL.

Al comparar los resultados obtenidos utilizando la correlación BI_L_DT_R con los de los obtenidos al utilizar la Ecuación 11 correspondiente a la fragilidad mineralógica (MIN BI) se pudo evidenciar en el anexo H en la gráfica H2 que el error promedio para esta correlación es de 7.5% tomando todos los puntos de la Formación en los que se hizo el cálculo de la fragilidad mineralógica con la Ecuación 11, si se compara el resultado del error porcentual de la correlación BI_L_DT_R con el error obtenido utilizando la correlación BI_DTL se logra identificar que la correlación con mayor error es la BI_L_DT_R, esto indica que la creación de correlaciones tomando los datos de fragilidad mineralógica únicamente de los puntos correspondientes a las muestras de laboratorio no es de gran utilidad pues se tiene un sesgo importante y adicionalmente el porcentaje de error se incrementa.

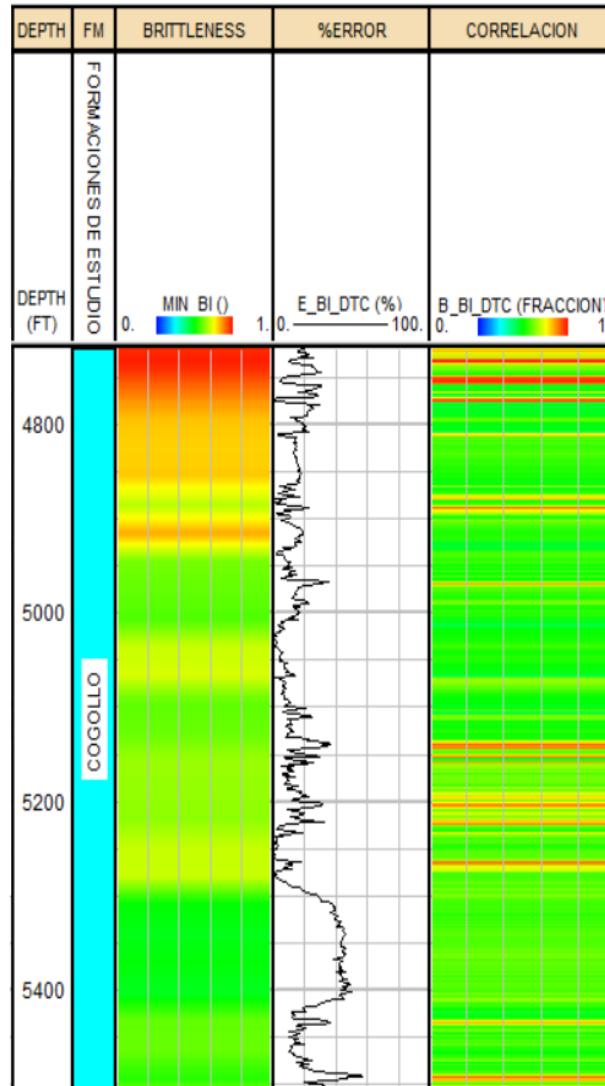
Si se emplea la correlación BI_L_DT_R únicamente en los puntos correspondientes a los valores de fragilidad mineralógica de las muestras tomadas para los estudios de difracción de rayos x, se puede evidenciar en la gráfica H2 que el error promedio disminuye a 6.24%, esto podría ser una buena alternativa siempre y cuando se tuvieran más muestras, pero es clave mencionar que por cada pozo se tiene alrededor de ocho a nueve muestras, lo que hace muy difícil la representación de las secciones de la Formación, debido a su amplia heterogeneidad. La poca cantidad de muestras hace que el sesgo se eleve y que los valores calculados no sean representativos, por esto se descarta la opción de implementar esta metodología en las tres correlaciones restantes.

3.5.4 Validación de la correlación de fragilidad creada mediante el Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación Cogollo. Al implementar la Ecuación del porcentaje de error en el software Interactive Petrophysics, en donde se tomó como valor real el índice de fragilidad mineralógica y como valor teórico el índice de fragilidad que se calculó mediante la correlación de fragilidad mineralógica creada con el registro Sónico de onda compresional, se obtuvo una curva que lleva como nombre E_BI_DTC la cual representa el porcentaje de error de la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda compresional en la Formación Cogollo ilustrada en el track de %ERROR en la figura 47.

La Gráfica 11 muestra diferentes características de los datos del porcentaje de error que son claves para la validación de las correlaciones, entre estos es clave destacar el valor promedio en la curva de porcentaje de error es 17.667%, el error alcanza los como valor mínimo el 0.047231% y como máximo un 57.059%, con base en los valores de la curva E_BI_DTC se afirma que los resultados dados en el track de

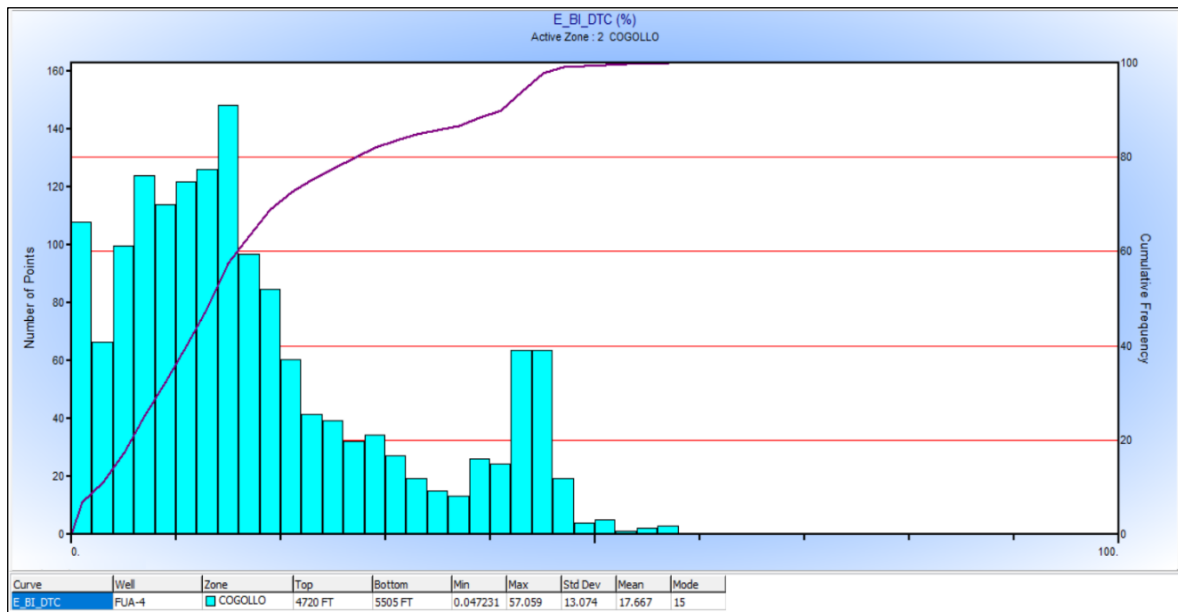
correlación de la Figura 47 tienen una alta incertidumbre con respecto a los valores de fragilidad mineralógica calculados mediante la Ecuación 11.

Figura 47. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_DTC).



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 11. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_DTC.



Fuente: elaboración propia.

En cuanto a los resultados dados por la correlación BI_DTC los valores oscilan entre 0.60 y 0.87, lo cual no permite visualizar los valores de mayor fragilidad obtenidos mediante la Ecuación 11 (MIN BI), lo que hace que en las secciones del tope de la Formación se subestimen este valor, en cuanto a la base los valores dados por la correlación son mayores a los obtenidos mediante la Ecuación 11, esto se evidencia en la sección de 5300ft a 5505 ft.

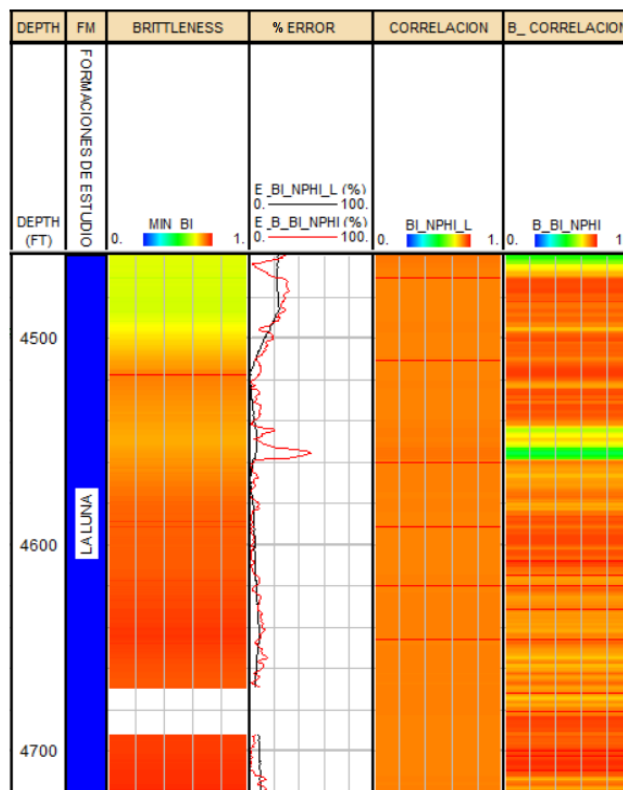
La implementación del registro Sónico de onda P en este caso para la evaluación de la fragilidad en La Formación Cogollo no es significativa, pues no permitiría realizar una evaluación óptima de este parámetro para una posterior implementación de fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa, pues los resultados comprenden una alta incertidumbre.

3.6 COMPARACION DE LAS CORRELACIONES LOCALES CON LAS CORRELACIONES DE BARNETT SHALE

En esta sección se describen y analizan los resultados obtenidos correspondientes a la implementación de las correlaciones de Barnett shale y las correlaciones locales en las formaciones de estudio, en donde se evalúa el porcentaje de error que tiene cada una de estas y cual puede dar valores más cercanos a los calculados utilizando la Ecuación 11.

3.6.1 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_L y B_BI_NPHI en la Formación La Luna en el pozo FUA-4. Al aplicar en la Formación La Luna la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica descrita en este trabajo como B_BI_NPHI ilustrada en la Ecuación 15 creada con los datos de la Formación Barnett en estados unidos por Jin⁷³, et al, se obtuvo como resultado la curva que lleva su mismo nombre, la cual se puede ver en la Figura 48 en el track seis.

Figura 48. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_L y B_BI_NPHI en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

La curva B_BI_NPHI da como resultado una fragilidad promedio de 0.86 mientras la curva correspondiente a la correlación local para la Formación La Luna (BI_NPHI_L) da como resultado una fragilidad promedio de 0.87, al observar los datos promedio obtenidos mediante la fragilidad mineralógica (MIN BI) se puede evidenciar que el valor para promedio para esta es de 0.87 lo que podría indicar que la correlación BI_NPHI_L da un mejor calculo para la estimación de esta propiedad, esto no es una afirmación del todo valida, puesto que para saber cuál de las dos se

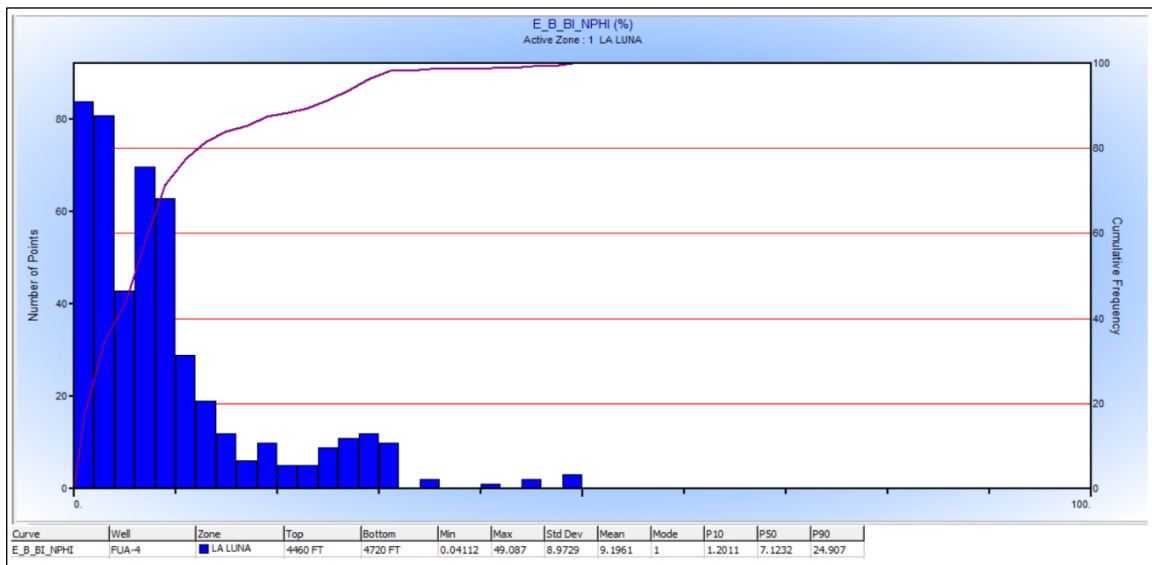
⁷³ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p.6

acerca más al valor real se debe emplear la fórmula del porcentaje de error ilustrada en la Ecuación 14.

Los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio (MIN BI) y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación BI_NPHI_L arrojan un error promedio de 7.515% ilustrado en la Gráfica 8, mientras que los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio y como valor teórico la fragilidad teórica la fragilidad obtenida mediante la correlación B_BI_NPHI arrojan un error promedio de 9.196% ilustrado en la Gráfica 12.

Los valores de los errores promedio para cada correlación se observan en la Figura 48 en el track número cuatro, en donde la curva E_BI_NPHI_L representa el error porcentual de la correlación creada para La Luna y la curva B_BI_NPHI representa el error porcentual de la correlación creada para Barnett, tomando como referencia los promedios de cada uno de estas curvas de error se evidencia que la correlación de Barnett tiene un mayor porcentaje de error por ende es mayor su incertidumbre, pese a ser muy cercano el porcentaje de error promedio entre estas dos correlaciones. Además, el valor más alto de porcentaje de error se presenta a 4559 ft correspondiente a la correlación de Barnett Shale y equivale a 50% de error.

Gráfica 12. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_NPHI en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

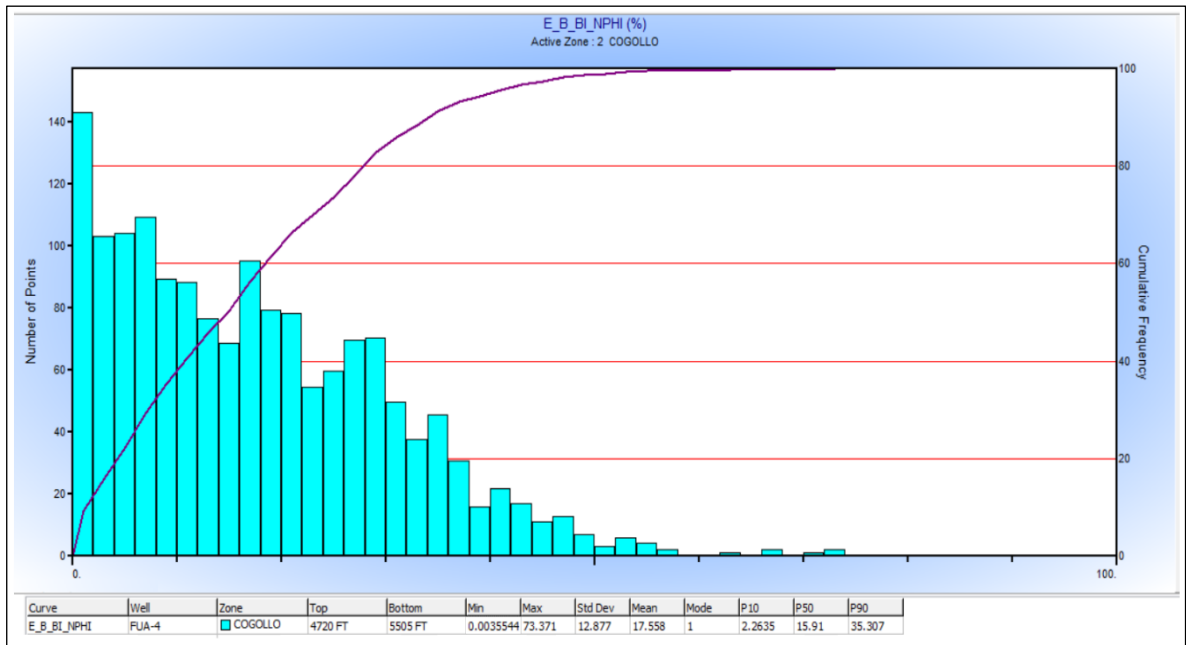
La implementación de correlaciones para el cálculo de fragilidad mineralógica creadas con base en datos de otra Formación como es el caso de Barnett (B_BI_NPHI) aplicada a la Formación La Luna en la Cuenca del Catatumbo no es

significativa, pues no permitiría realizar una evaluación óptima de este parámetro para una posterior implementación de fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa, pues los resultados comprenden una alta incertidumbre, dado que sus porcentajes de error son bastante elevados.

3.6.2 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_C y B_BI_NPHI en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4. Al aplicar en la Formación Cogollo la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica descrita en este trabajo como B_BI_NPHI ilustrada en la Ecuación 15 creada con los datos de la Formación Barnett en estados unidos por Jin⁷⁴, et al, se obtuvo como resultado la curva que lleva su mismo nombre, la cual se puede ver en la Figura 49 en el track seis.

La curva B_BI_NPHI da como resultado una fragilidad promedio de 0.59 mientras la curva BI_NPHI_C da como resultado una fragilidad promedio de 0.70, al observar los datos promedio obtenidos mediante la fragilidad mineralógica (MIN BI) se puede evidenciar que el valor para promedio para esta es de 0.66 lo que podría indicar que la correlación BI_NPHI_C da un mejor calculo para la estimación de esta propiedad, esto no es una afirmación valida, puesto que para saber cuál de las dos se acerca más al valor real se debe emplear la formula del porcentaje de error.

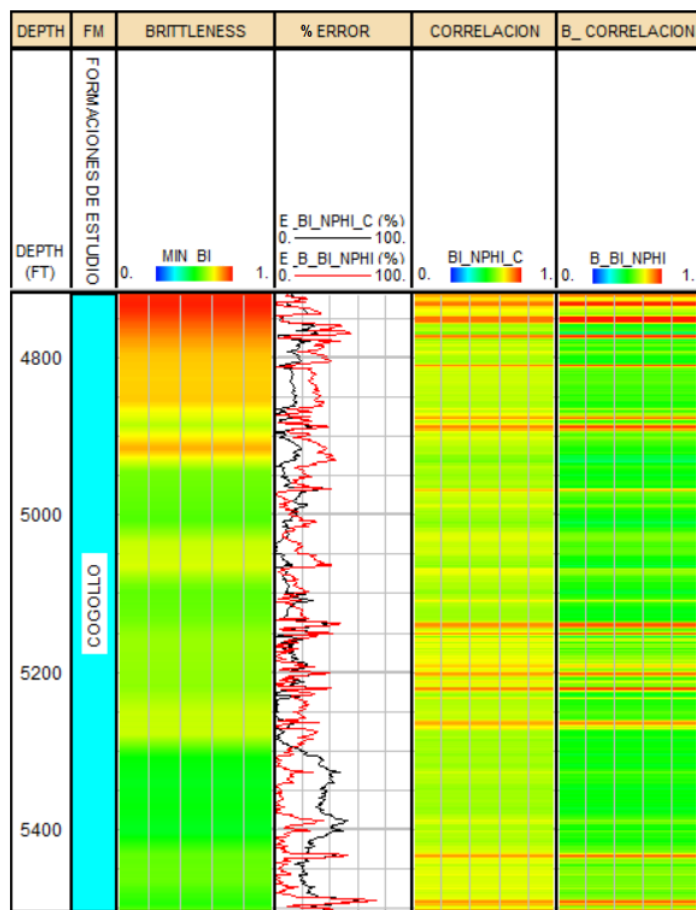
Gráfica 13. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_NPHI en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

⁷⁴ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p.6

Figura 49. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_NPHI_C y B_BI_NPHI en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio (MIN BI) y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación (BI_NPHI_C) arrojan un error promedio de 17.315% ilustrado en la Gráfica 9, mientras que los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación B_BI_NPHI arrojan un error promedio de 17.558% ilustrado en la Gráfica 13.

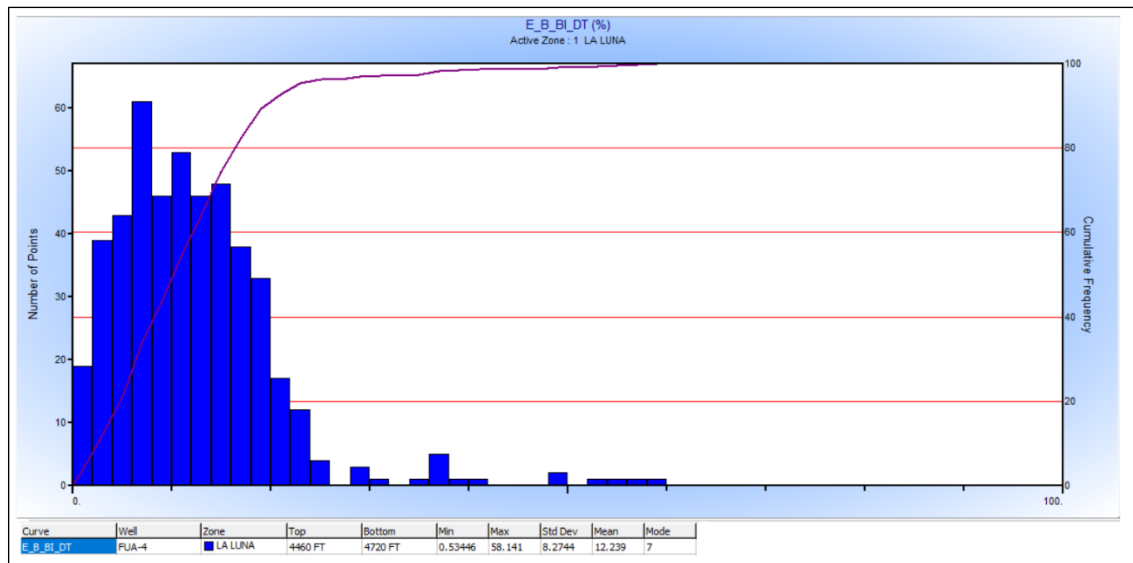
Los valores de los errores promedio para cada correlación se observan en la Figura 49 en el track número cuatro, en donde la curva E_BI_NPHI_C representa el error porcentual de la correlación creada para Cogollo y la curva E_B_BI_NPHI representa el error porcentual de la correlación creada para Barnett, tomando como referencia los promedios de cada uno de estas curvas de error, se evidencia que

la correlación de Barnett tiene un mayor porcentaje de error por ende es mayor su incertidumbre, pese a ser muy cercano el porcentaje de error promedio entre estas dos correlaciones.

La implementación de correlaciones para el cálculo de fragilidad mineralógica creadas con base en datos de otra Formación como es el caso de Barnett (B_BI_NPHI) aplicada a la Formación Cogollo no es significativa, pues no permitiría realizar una evaluación optima de este parámetro para una posterior implementación de fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa, pues los resultados comprenden una alta incertidumbre, incluso mayor que utilizando correlaciones con datos locales.

3.6.3 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTL y B_BI_DT en la Formación La Luna en el pozo FUA-4. Al aplicar en la Formación La Luna la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica descrita en este trabajo como B_BI_DT ilustrada en la Ecuación 16 creada con los datos de la Formación Barnett en estados unidos por Jin⁷⁵, et al, se obtuvo como resultado la curva que lleva su mismo nombre, la cual se puede ver en la Figura 50 en el track seis.

Gráfica 14. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_DT en la Formación La Luna en el pozo FUA-4.



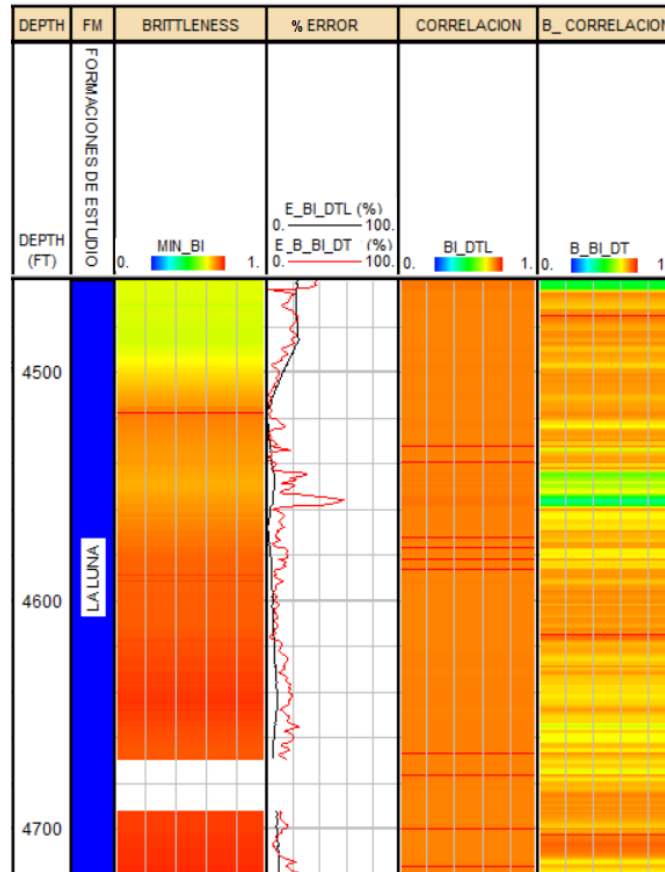
Fuente: elaboración propia.

La curva B_BI_DT da como resultado una fragilidad promedio de 0.80 mientras la curva BI_DTL da como resultado una fragilidad promedio de 0.87, al observar los datos promedio obtenidos mediante la fragilidad mineralógica (MIN BI) se puede

⁷⁵ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p.8

evidenciar que el valor para promedio para esta es de 0.87 lo que podría indicar que la correlación BI_DTL da un mejor calculo para la estimación de esta propiedad, esto no es una afirmación valida, puesto que para saber cuál de las dos se acerca más al valor real se debe emplear la formula del porcentaje de error.

Figura 50. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTL y B_BI_DT en la Formación La Luna en el pozo FUA-4



Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación BI_DTL arrojan un error promedio de 7.497% ilustrado en la Gráfica 10, mientras que los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación B_BI_DT arrojan un error promedio de 12.239% ilustrado en la Gráfica 14.

Los valores de los errores promedio para cada correlación se observan en la Figura 50 en el track número cuatro, en donde la curva E_BI_DTL representa el error porcentual de la correlación creada para La Luna y la curva E_B_BI_DT representa el error porcentual de la correlación creada para Barnett, tomando como referencia los promedios de cada uno de estas curvas de error se evidencia que la correlación de Barnett tiene un mayor porcentaje de error por ende es mayor su incertidumbre.

La implementación de correlaciones para el cálculo de fragilidad mineralógica creadas con base en datos de otra Formación como es el caso de Barnett (B_BI_DT) aplicada a la Formación La Luna no es significativa, pues no permitiría realizar una evaluación óptima de este parámetro para una posterior implementación de fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa, pues los resultados comprenden una alta incertidumbre, incluso mayor que utilizando correlaciones con datos locales.

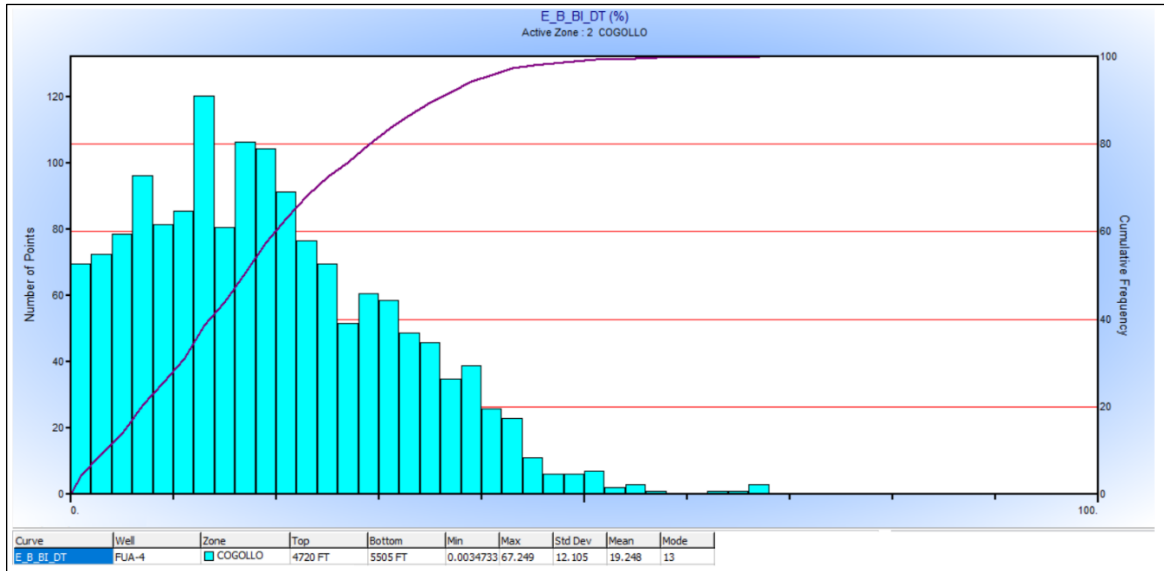
3.6.4 Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTC y B_BI_DT en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4. Al aplicar en la Formación Cogollo la correlación para el cálculo de fragilidad mineralógica descrita en este trabajo como B_BI_DT ilustrada en la Ecuación 16 creada con los datos de la Formación Barnett en estados unidos por Jin⁷⁶, et al, se obtuvo como resultado la curva que lleva su mismo nombre, la cual se puede ver en la Figura 51 en el track seis.

La curva B_BI_DT da como resultado una fragilidad promedio de 0.59 mientras la curva BI_DTC da como resultado una fragilidad promedio de 0.7, al observar los datos promedio obtenidos mediante la fragilidad mineralógica (MIN BI) se puede evidenciar que el valor para promedio para esta es de 0.66 lo que podría indicar que la correlación BI_DTC da un mejor calculo para la estimación de esta propiedad, esto no es una afirmación valida, puesto que para saber cuál de las dos se acerca más al valor real se debe emplear la formula del porcentaje de error.

Los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación B_DTC arrojan un error promedio de 17.667% ilustrado en la Gráfica 11, mientras que los resultados obtenidos aplicando la Ecuación del porcentaje de error tomando como valor real la fragilidad obtenida mediante datos de laboratorio y como valor teórico la fragilidad obtenida mediante la correlación B_BI_DT arrojan un error promedio de 19.248% ilustrado en la Gráfica 15.

⁷⁶ Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, octubre, 2014: Amsterdam.). Op. cit., p 8.

Gráfica 15. Histograma de la curva de porcentaje de error E_B_BI_DT en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.

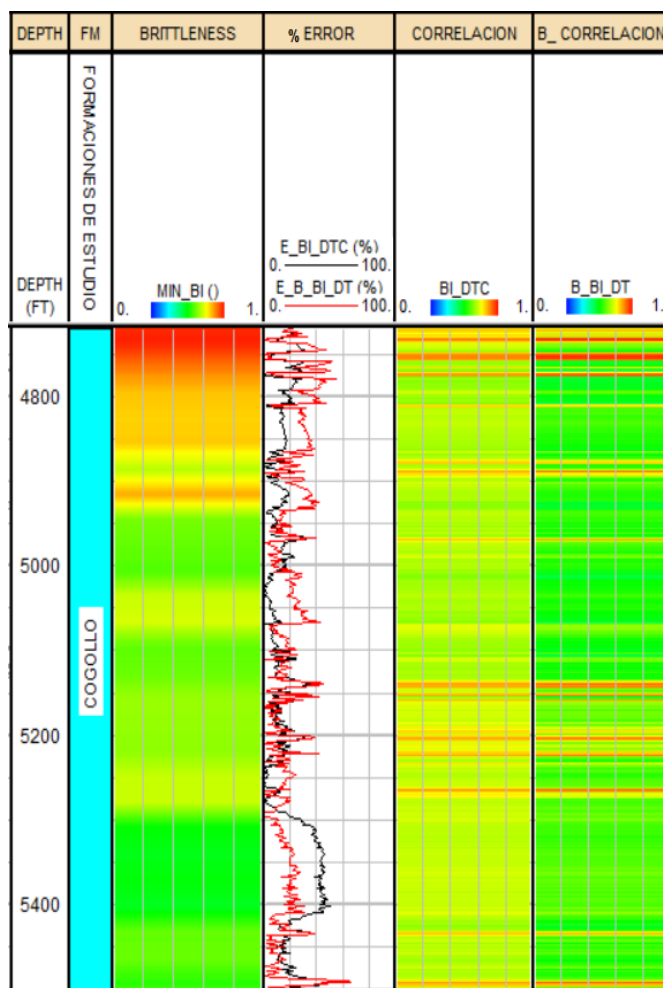


Fuente: Elaboración propia.

Los valores de los errores promedio para cada correlación se observan en la Figura 51 en el track número cuatro, en donde la curva E_BI_DTC representa el error porcentual de la correlación creada para Cogollo y la curva E_B_BI_DT representa el error porcentual de la correlación creada para Barnett, tomando como referencia los promedios de cada uno de estas curvas de error se evidencia que la correlación de Barnett tiene un mayor porcentaje de error por ende es mayor su incertidumbre.

La implementación de correlaciones para el cálculo de fragilidad mineralógica creadas con base en datos de otra Formación como es el caso de Barnett (B_BI_DT) aplicada a la Formación Cogollo no es significativa, pues no permitiría realizar una evaluación óptima de este parámetro para una posterior implementación de fracturamiento hidráulico ya sea convencional o multietapa, pues los resultados comprenden una alta incertidumbre, incluso mayor que utilizando correlaciones con datos locales.

Figura 51. Comparación de los resultados obtenidos aplicando las correlaciones BI_DTC y B_BI_DT en la Formación Cogollo en el pozo FUA-4.



Fuente: elaboración propia.

3.7 RESUMEN DE PARAMETROS PETROFÍSICOS, GEOQUÍMICOS Y GEOMÁNICOS DE LAS FORMACIONES DE ESTUDIO.

En esta sección se hace un compendio de los resultados obtenidos correspondientes a los parámetros más importantes en términos de geomecánica, petrofísica y geoquímica evaluados en el presente estudio en las formaciones La Luna y Cogollo, en cada uno de los pozos de estudio, mediante las siguientes tablas: Tabla 5, Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9; las cuales se ilustran a continuación. Es clave mencionar que el valor -999.000 hace referencia a los intervalos no medidos, el cual se puede ver en las tablas de resumen.

Tabla 5. Resumen parámetros petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-1.

POZO FUA-1										
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	PETROFÍSICA							GEOQUÍMICA	GEOMECÁNICA
		ARCILLA (%vol)	CUARZO (%Vol)	DOLOMITA (%Vol)	CALCITA (% Vol)	PGP (%Vol)	SW (%)	PHIE (%)	TOC (%wt)	MIN BI(Fracción)
LA LUNA	5100	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0	0.1098	0.0000	-999.0000
	5130	0	62.9787	8.0095	29.0118	0	0.0081	0.0103	0.0000	1.0000
	5160	0	34.7234	6.2557	59.0209	0	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5190	0	6.3830	2.1392	91.4778	0	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5220	0	4.3829	2.7794	90.7525	2.0852	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5250	0	4.0973	2.9743	79.2384	13.6899	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5280	0	2.2787	3.7049	82.5929	11.4234	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5310	5.7117	2.2032	6.8630	85.2221	0	0.0001	0.0001	0.0000	0.9429
	5340	6.2557	1.7443	5.2366	86.7634	0	0.0001	0.0001	0.0000	0.9374
	5370	0	1.3617	1.0862	97.5521	0	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
COGOLLO	5400	4.4983	5.2004	2.0526	85.9474	2.3014	0.0001	0.0001	0.0631	0.9540
	5463	7.7855	5.0781	2.8094	83.3182	1.0087	0.0001	0.0001	0.0000	0.9214
	5526	14.7059	10.5018	5.6360	58.0236	11.1327	0.0313	0.0313	0.0694	0.8345
	5589	6.4879	11.0105	0.1898	80.2357	2.0761	0.0732	0.0951	0.0000	0.9337
	5652	1.3841	5.5639	1.2124	89.9365	1.9031	0.0001	0.0001	0.0000	0.9859
	5715	0	3.4483	2.0503	88.7232	5.7782	0.0001	0.0001	0.2300	1.0000
	5778	0	14.4972	3.5473	79.6453	2.3102	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5841	0	9.2409	1.0726	88.4488	1.2376	0.0001	0.0001	0.0000	1.0000
	5904	7.5908	17.4917	1.5677	67.9868	5.3630	0.0001	0.0001	1.2796	0.9198
	5967	9.3234	72.9373	3.2178	9.0759	5.4455	0.0228	0.0228	0.7300	0.9014
6030	10.3960	62.7888	6.6007	12.3762	7.8383	0.0001	0.0001	0.0000	0.8872	

Fuente: elaboración Propia.

Tabla 6. Resumen parámetros petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-2.

POZO FUA-2										
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	PETROFÍSICA							GEOQUÍMICA	GEOMECÁNICA
		ARCILLA (%vol)	CUARZO (%Vol)	DS (%Vol)	CALCITA (% Vol)	HAPA (%Vol)	SW (%)	PHIE (%)	TOC (%wt)	MIN BI(Fracción)
LA LUNA	4590	30.7018	51.9669	1.5296	10.9266	4.8752	0.0004	0.0004	0.0000	0.6772
	4612	23.2456	46.2413	1.7483	25.0000	3.7649	0.0194	0.0450	5.0000	0.7584
	4634	17.1053	42.9196	1.3986	35.0524	3.5241	0.0209	0.0458	4.9368	0.8227
	4656	15.2632	42.4825	2.3601	37.3252	2.5690	0.0249	0.0562	4.6693	0.8433
	4678	13.5088	39.4231	1.7483	42.4825	2.8374	0.0210	0.0527	4.7597	0.8610
	4700	9.2982	34.7902	2.0979	51.7483	2.0654	0.0328	0.0579	2.6796	0.9051
	4722	4.7368	32.6923	1.6608	59.3531	1.5569	0.0376	0.0969	2.8256	0.9519
	4744	1.9298	34.0909	1.0490	61.3636	1.5667	0.0190	0.0520	4.3905	0.9804
	4766	6.2281	28.2343	1.3112	62.4126	1.8139	0.0226	0.0226	2.6202	0.9366
	4788	7.8947	23.1643	0.7867	66.6958	1.4584	0.0207	0.0207	3.8200	0.9199
COGOLLO	4810	11.9298	18.9685	2.4475	63.8986	2.7555	0.0208	0.0208	0.7139	0.8773
	4885.5	29.1228	40.0350	2.0105	22.6399	6.1919	0.0001	0.0001	1.4000	0.6895
	4961	34.9123	41.4336	1.8357	16.6084	5.2101	0.0819	0.0819	0.1833	0.6317
	5036.5	36.4912	43.6189	1.5734	14.9476	3.3689	0.0890	0.0890	0.2806	0.6224
	5112	39.7368	51.2238	1.0490	3.2343	4.7562	0.1015	0.1015	0.7994	0.5828
	5187.5	35.1754	45.2797	1.2238	13.7238	4.5973	0.1325	0.1325	1.4000	0.6313
	5263	26.5789	39.9476	2.1853	27.3601	3.9280	0.0001	0.0001	0.5513	0.7233
	5338.5	45.4386	43.8811	2.0979	2.7972	5.7852	0.0801	0.0801	0.0608	0.5177
	5414	42.1053	47.7273	2.3601	1.5734	6.2339	0.0807	0.0807	0.1945	0.5510
	5489.5	45.9649	45.8042	2.1853	1.3112	4.7344	0.0744	0.0744	0.8620	0.5175
5565	26.5789	49.4755	2.4476	18.3566	3.1413	0.0376	0.0621	1.4000	0.7256	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7. Resumen parámetros petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-3.

POZO FUA-3										
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	PETROFÍSICA							GEOQUÍMICA	GEOMECÁNICA
		ARCILLA (%vol)	CUARZO (%Vol)	DOLOMITA (%Vol)	CALCITA (% Vol)	PGP (%Vol)	SW (%)	PHIE (%)	TOC (%wt)	MIN BI(Fracción)
LA LUNA	4340	17.3060	50.5798	3.2114	27.0294	1.8733	0.0266	0.0878	6.2288	0.8236
	4365	23.6396	54.3265	2.4978	16.4139	3.1222	0.0217	0.0669	8.5330	0.7560
	4390	15.5219	57.8055	1.7841	21.3202	3.5682	0.0461	0.0845	6.2915	0.8390
	4415	5.4416	57.6271	1.8733	32.9170	2.1409	0.0255	0.0958	9.1375	0.9444
	4440	7.9393	53.7913	1.6949	34.6120	1.9625	0.0222	0.0915	10.6797	0.9190
	4465	12.2212	54.8617	0.8921	29.2596	2.7654	0.0332	0.0933	8.8343	0.8743
	4490	12.4888	44.7814	0.7136	38.7154	3.3006	0.0204	0.0773	8.1632	0.8708
	4515	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0159	0.0420	8.6617	-999.0000
	4540	5.3763	27.8867	0.8029	63.5147	2.4194	0.0044	0.0202	8.4789	0.9449
	4565	6.8100	26.4518	1.1597	62.8903	2.6882	0.1100	0.1100	0.0000	0.9300
COGOLLO	4590	13.6201	35.7817	1.8733	44.6030	4.1219	0.0786	0.1059	1.9567	0.8579
	4658	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0318	0.0318	0.9929	-999.0000
	4726	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0440	0.0440	1.5557	-999.0000
	4794	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0592	0.0592	1.1218	-999.0000
	4862	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0865	0.0897	1.4894	-999.0000
	4930	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0734	0.0734	0.0000	-999.0000
	4998	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0779	0.0954	0.2119	-999.0000
	5066	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	-999.0000	0.0312	0.0312	0.0000	-999.0000
	5134	31.8100	57.9749	1.1649	3.2258	5.8244	0.0655	0.0655	0.0000	0.6622
	5202	41.7563	45.2932	3.4050	1.6129	7.9326	0.0252	0.0252	0.0000	0.5465
5270	26.7921	27.0581	5.0179	34.9462	6.1857	0.0581	0.0581	1.7193	0.7144	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 8. Resumen parámetros petrofísicos y geoquímicos de las formaciones La Luna y Cogollo en el pozo FUA-4

POZO FUA-4									
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (ft)	PETROFÍSICA							GEOQUÍMICA
		ARCILLA (%Vol)	CUARZO (%Vol)	DOLOMITA (%Vol)	CALCITA (% Vol)	HAPA (%vol)	SW (%)	PHIE (%)	TOC (%wt)
LA LUNA	4460	26.3736	66.8426	0.7915	1.3193	4.6730	0.0023	0.0023	0.0000
	4486	27.5571	58.4873	1.9349	6.4204	5.6003	0.0322	0.0605	4.7206
	4512	14.4548	56.5963	1.8909	21.2841	5.7739	0.0374	0.0617	4.3733
	4538	14.2857	61.4775	2.3454	18.0592	3.8322	0.0365	0.0508	4.0942
	4564	13.2713	63.8229	1.9642	18.8215	2.1201	0.0235	0.0666	5.0000
	4590	8.9603	57.0800	2.6386	28.6719	2.6492	0.0341	0.0596	4.7726
	4616	7.7768	45.1334	1.4072	43.9314	1.7512	0.0226	0.0563	3.9220
	4642	4.9873	43.3010	1.6418	48.0211	2.0488	0.0314	0.0872	4.4555
	4668	7.8614	40.4574	2.2867	45.5585	3.8360	0.0351	0.0640	3.0782
4694	5.4945	37.3790	1.6711	52.8584	2.5970	0.0384	0.0470	3.0194	
COGOLLO	4720	3.7194	30.2258	2.6532	61.6974	1.7042	0.0069	0.0137	0.3255
	4798.5	18.5968	45.9982	1.4952	31.0466	2.8632	0.0647	0.0647	0.7701
	4877	27.2189	39.6951	1.7590	26.2973	5.0297	0.0056	0.0141	2.0000
	4955.5	36.5173	48.8127	0.9088	7.9742	5.7870	0.0702	0.0750	0.6881
	5034	28.8250	46.4380	2.5798	16.7400	5.4172	0.0370	0.0370	0.4122
	5112.5	37.8698	47.4934	1.4072	7.5638	5.6658	0.0901	0.0901	0.5083
	5191	32.9670	44.2978	1.0554	15.0103	6.6695	0.0554	0.0554	0.0904
	5269.5	28.6560	47.1709	1.6418	17.4142	5.1171	0.0001	0.0001	0.1997
	5348	47.2527	39.8417	2.1108	2.5506	8.2442	0.0509	0.0509	0.0910
	5426.5	40.7439	36.3236	2.8584	16.8426	3.2315	0.0578	0.0796	1.7233
5505	36.0101	41.3368	1.7591	16.0070	4.8870	0.0000	0.0001	0.9950	

Fuente: elaboración propia.

Tabla 9. Resumen de los índices de fragilidad mineralógica pozo FUA-4.

POZO FUA-4				
GEO MECÁNICA				
MIN BI(Fracción)	FRAGILIDAD SONICO (Fracción)	FRAGILIDA NEUTRON (Fracción)	B_BI_DT(Fracción)	B_BI_NPHI(Fracción)
0.7233	0.8869	0.8875	0.4567	0.5158
0.7081	0.8750	0.8757	0.8400	0.9065
0.8466	0.8758	0.8756	0.8263	0.9083
0.8515	0.8763	0.8755	0.8469	0.9137
0.8644	0.8770	0.8775	0.7685	0.8484
0.9080	0.8768	0.8753	0.8489	0.9182
0.9208	0.8750	0.8774	0.8966	0.8514
0.9491	0.8772	0.8777	0.7734	0.8398
0.9183	0.8772	0.8767	0.8283	0.8739
0.9436	0.8754	0.8756	0.8541	0.9107
0.9622	0.7764	0.8429	0.7511	0.8785
0.8086	0.6527	0.6692	0.4906	0.5156
0.7134	0.8377	0.8425	0.8800	0.8778
0.6124	0.6937	0.6762	0.5770	0.5302
0.6952	0.6871	0.7076	0.5629	0.5958
0.5986	0.6759	0.6626	0.5395	0.5017
0.6468	0.7550	0.7759	0.7059	0.7385
0.6980	0.7484	0.7645	0.6921	0.7147
0.4850	0.6938	0.6448	0.5772	0.4645
0.5790	0.6563	0.7208	0.4981	0.6234
0.6214	0.7501	0.7701	0.6957	0.7264

Fuente: elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

- La Formación La Luna con un índice de fragilidad mineralógica promedio en los cuatro pozos de estudio de 0.9028 tiene un comportamiento más frágil que la Formación Cogollo que tiene un índice de fragilidad promedio en los cuatro pozos de estudio de 0.7117.
- De acuerdo con la composición mineralógica el pozo FUA-1 tiene el comportamiento más frágil de los cuatro pozos en las dos formaciones de estudio, pues para la formación La Luna la composición de minerales de arcilla promedio es de 5.18%Vol y para Cogollo es de 6.69%Vol, lo que hace que el índice de fragilidad mineralógica promedio para La Luna sea de 0.9855 y para Cogollo sea de 0.9380, dando como resultado los índices de fragilidad mineralógica más altos de los cuatro pozos de estudio.
- La Formación Cogollo en el pozo FUA-2 comprende el índice de fragilidad mineralógica promedio menor en comparación con los otros pozos de estudio, con un índice de fragilidad promedio 0.6197 y una composición de minerales de arcilla promedio de 36.53% lo que indica un aporte importante al comportamiento dúctil en la Formación Cogollo pese a que el valor de fragilidad no es cercano a uno, se puede considerar frágil en gran cantidad de su espesor.
- De acuerdo con la composición mineralógica la Formación La Luna en el pozo FUA-4 tiene el índice de fragilidad más bajo de los cuatro pozos de estudio en cuanto a esta Formación, el cual es de 0.8708, esto permite evidenciar que a lo largo de su espesor tiene un comportamiento mayormente frágil, así mismo en los otros pozos se mantiene este comportamiento dado que estos tienen valores superiores correspondientes al índice de fragilidad promedio para la Formación La Luna, además la composición de minerales de Arcilla promedio para la Formación La Luna en este pozo es del 5%Vol indicando que el aporte de minerales que generan un comportamiento dúctil es muy bajo.
- El cálculo de la fragilidad mineralógica en las formaciones de estudio mediante la implementación de las correlaciones creadas en la presente investigación no tiene un valor representativo, pues la alta heterogeneidad en las propiedades petrofísicas, geoquímicas, geomecánicas y la poca cantidad de muestras no permitieron la creación de modelos de correlación generalizados que den resultados con una alta exactitud para el cálculo de este parámetro.
- El cálculo de la fragilidad mineralógica en las formaciones de estudio mediante el uso de los modelos de correlaciones creados en el presente estudio no tiene un valor representativo para la estimación de este parámetro pues los porcentajes de error promedio entre las cuatro correlaciones obtenidas para las dos formaciones de estudio van desde 7.49% para la correlación BI_DTL y 17,667% para BI_DTC

esto se debe a la alta heterogeneidad en las propiedades petrofísicas, geoquímicas y la variada composición mineralógica presente en estas formaciones.

- La implementación de un doble cutoff para seleccionar familias de puntos con una característica específica como se pudo evidenciar en la correlación de prueba, para la Formación La Luna incrementa el coeficiente de determinación a 0.6843, pues en este caso los puntos seleccionados para la correlación de fragilidad mineralógica coinciden en su alto valor de resistividad tomando puntos de 278 ohm*m a 300 ohm*m y un TOC de 1 %Wt a 2 %Wt, con un alto valor en el índice de fragilidad cercano a 1, pero en el resto de la gráfica la recta simplemente se acerca a puntos que tienen valores intermedios de resistividad de 141 ohm*m a 251 ohm*m, pero no los toma, debido a la poca cantidad de muestras no se puede tener una selección mayor de puntos y se tiene una alta incertidumbre por la poca cantidad de puntos seleccionados.
- Con los resultados obtenidos de las regresiones lineales de las gráficas que relacionan el índice de fragilidad mineralógica con el registro Sónico de onda compresional las cuales arrojaron un R^2 de 0.0016 para La Luna y para Cogollo un R^2 de 0.3710 se concluye que las variables independientes correspondientes a los valores del registro sónico de los modelos de correlación del presente estudio tienen una justificación muy baja con respecto a la variación de la variable dependiente es decir el índice de fragilidad mineralógica por ende los resultados de estos no son óptimos.
- Con los resultados obtenidos de la regresión lineal en las gráficas que relacionan el índice de fragilidad mineralógica con el registro Porosidad Neutrón las cuales arrojaron un R^2 de 0.0016 para La Luna y para Cogollo un R^2 de 0.3094 se concluye que las variables independientes correspondientes a los valores del registro Porosidad Neutrón de los modelos de correlación del presente estudio tienen una justificación muy baja con respecto a la variación de la variable dependiente es decir el índice de fragilidad mineralógica por ende los resultados de estos no son óptimos.
- La evaluación de las Formaciones La Luna y Cogollo tomando una poca cantidad de muestras hace que los resultados sean poco exactos, presentando así una alta incertidumbre, debido a la alta heterogeneidad presente en las propiedades petrofísicas, geoquímicas y la variada composición mineralógica de estas formaciones.
- La aplicación de correlaciones para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante registros, creadas con base en datos de Barnett, genera una mayor incertidumbre en los resultados obtenidos que las correlaciones creadas para las formaciones de estudio, pues estas tienen un mayor porcentaje de error que las locales, así

mismo estas no comprenden la amplia heterogeneidad asociada a las formaciones de estudio.

- El registro de Rayos Gamma convencional no es adecuado para diferenciar las litofacies en las formaciones de estudio, pues se puede ver alterado por diferentes factores como los componentes radioactivos asociados a la materia orgánica y arrojar lecturas erróneas en zonas donde no hay una alta composición de minerales de arcilla, esto se evidencio claramente en el pozo FUA-2 a la profundidad de 4743.5 ft, donde el registro de Rayos Gamma muestra un valor de 187 API, la composición de minerales de arcilla es de un 1.93% en volumen y el TOC de laboratorio es de 4.19%Wt.
- Las formaciones tipo Shale estudiadas no tienen un gran contenido de minerales de arcilla, de esta manera se puede afirmar que no necesariamente una Formación en roca generadora debe tener niveles elevados de minerales de arcilla, pues en los pozos de estudio el pozo FUA-2 alcanza el mayor valor de volumen de minerales de arcilla con un 30.5% para la Formación La Luna y para Cogollo el pozo FUA-3 con un 53,9%, lo cual hace que estas formaciones tengan un comportamiento frágil en la mayoría de sus intervalos.
- De acuerdo con los resultados obtenidos del TOC de laboratorio se puede concluir que la Formación La Luna en el pozo FUA-1 en comparación con los otros pozos de estudio representa la menor prospectividad, pues alcanza valores máximos de 0.66%Wt y tiene valor promedio de 0.31%Wt, así mismo la formación Cogollo en el pozo FUA-1 con un valor de TOC promedio de 0.54%Wt.
- Con los resultados obtenidos de TOC de laboratorio se puede concluir que la Formación La Luna en el pozo FUA-2 en comparación con los otros pozos de estudio representa la mayor prospectividad, pues alcanza valores máximos de 4.19%Wt y tiene valor promedio de 2.53%Wt, así mismo la formación Cogollo en el pozo FUA-4 con un TOC máximo de 1.94%Wt y con un promedio de TOC de 1.11 %Wt.
- Para calcular el volumen de arcilla en formaciones tipo roca generadora no es adecuado utilizar el modelo que emplea el registro de Rayos Gamma, pues los valores de este se encuentran alterados usualmente por contenido de Uranio asociado a la materia orgánica, por ende, se emplearon diferentes modelos que tuvieran una respuesta similar a la del volumen de minerales de arcilla obtenidos mediante difracción de rayos x.
- El método Delta Log R no tiene un buen funcionamiento en formaciones inmaduras y con porosidades demasiado bajas por debajo del 2% como lo es la Formación La Luna en el pozo FUA-1 que tiene un R_o de 0.3, pues debido a la baja porosidad se tuvieron valores de resistividad de hasta 27542 Ohm*m, esto

hace que los resultados de TOC arrojen valores anormales que pueden pasar el 80%Wt.

- Para calcular la saturación de agua (S_w) en las formaciones de estudio empleando la metodología planteada en el artículo *“Water Saturation Evaluation of Murteree and Roseneath Shale Gas Reservoirs, Cooper Basin, Australia Using Wire-line Logs, Focused Ion Beam Milling and Scanning Electron Microscopy”*, se seleccionaron los modelos de Archie e Indonesian de acuerdo con la porosidad de cada formación en cada pozo, pese a tener resultados aceptables es necesario calibrarlos con la datos de laboratorio, los cuales no se tuvieron en el presente estudio, por ende no se puede garantizar la exactitud de los datos en los cálculos realizados con estos modelos dado que no todos los reservorios en roca generadora son iguales y las formaciones de estudio tienen una importante heterogeneidad.

5. RECOMENDACIONES

En el proceso de investigación se presentaron algunas incertidumbres que pueden ser objeto de estudio para posteriores investigaciones, en donde se permite ampliar el conocimiento sobre este tipo de reservorios en roca generadora, así mismo se pueda ampliar la exactitud de las estimaciones realizadas en este tipo de estudios, por esto se recomienda:

- Hacer un estudio más detallado de las litofacies tomando como punto de partida la información de cortes de las formaciones La Luna y Cogollo en la Cuenca del Catatumbo, así mismo evaluar afloramientos en donde se puedan apreciar secciones delgadas que puedan describir intercalaciones de litofacies como calizas y lutitas.
- Tomar un número mayor de muestras que permita representar de manera más precisa las propiedades petrofísicas, geoquímicas y la mineralogía de las formaciones La Luna y Cogollo.
- Hacer pruebas de ensayos triaxiales en los intervalos con menor índice de fragilidad para determinar a partir de que valor se tiene un comportamiento dúctil.
- Hacer un modelo para el cálculo de fragilidad mineralógica que contemple coeficientes de ajuste de acuerdo con los módulos elásticos asociados a cada mineral considerado como frágiles.
- Crear correlaciones para el cálculo de la fragilidad mineralógica que consideren la subdivisión de las formaciones de estudio de acuerdo con una clasificación de litologías en donde se utilice una correlación para cada Litofacie presente.
- Corregir el registro Sónico (DT) por microporosidad en la materia orgánica, mediante ecuaciones específicas para la corrección de estos parámetros
- Hacer una corrección del registro Gamma Ray por uranio, además corregir los registros Densidad y Neutrón por TOC mediante ecuaciones específicas para la corrección de estos parámetros.
- Evaluar los diferentes modelos para el cálculo de saturación de agua (S_w) mediante la calibración con los datos de laboratorio con el fin de determinar cuál es el modelo que mejor se ajusta para el cálculo de este parámetro en las formaciones de estudio, tomando como base la metodología del paper que tiene como título *“Water Saturation Evaluation of Murteree and Roseneath Shale Gas Reservoirs, Cooper Basin, Australia Using Wire-line Logs, Focused Ion Beam Milling and Scanning Electron Microscopy”*.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de Catatumbo: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C. 2012. 179 p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda2010, [Sitio WEB]: Bogotá D.C, ANH [consultado el 15 de enero de 2020]. Disponible en: <http://ronda2010.anh.gov.co/region.php?id=48&dec=30>

ALLABY, Michael. Dictionary of Geology and Earth Sciences [KNOVEL]. 4 ed. Oxford: Oxford University Pres, 2013, 672 p. ISBN 978-0-19-965306-5

BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá, Colombia, 2007. 92p.

CAMARGO PUERTO, Jorge Arturo. Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Neiva.: Universidad Surcolombiana, 2005. 310 p. 978-958-8324-13-5

CANDER, Harris. What Are Unconventional Resources? A Simple Definition Using Viscosity and Permeability. Citado por Zou, Caineng, et al. Unconventional Petroleum Geology. República de China. [knovel]. VOL 2. República de China: EISEVIER 2017. P.49. 978-0-12-812235-8

Conferencia y exposición técnica anual de SPE. (27-29, Octubre, 2014: Amsterdam.). A Practical Petrophysical Approach for Brittleness Prediction from Porosity and Sonic Logging in Shale Reservoirs. Amsterdam.: Society of Petroleum Engineers. 2014. 18 p.

DEMBICKI, Harry. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production. [KNOVEL]. Amsterdam: Elsevier, 2016. 342 p. ISBN 978-0-12-803350-0

EGBOBAYAYE, Edwin I. Petroleum Source-Rock Evaluation and Hydrocarbon Potential in Montney Formation Unconventional Reservoir, Northeastern British Columbia, Canada. Natural resources (Irvine, Calif.). 2017, vol. 8, nro. 11. pp. 729.

ETHRIDGE, Shannon, et al. The Barnett Shale: From problem formulation to risk management. Unconventional Oil and Gas Resources. [en línea]. 2015 Texas. Vol. (11). 126 p. [consultado el 15 de enero de 2020]. ISSN. 2213-3976. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213397615000270?via%3Dihub>

FÚQUEN, Jaime, et al. GEOLOGÍA DE LAS PLANCHAS 98 - DURANIA Y 99 - VILLA DEL ROSARIO, NORTE DE SANTANDER – COLOMBIA. INSTITUTO

COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA INGEOMINAS. Bogotá. Colombia: 2011. 120 p.

FERNÁNDEZ ROJAS, Leonardo, et al. Análisis de la fragilidad para identificar sweet spots en formaciones de shale gas. el Reventón energético. Bucaramanga. [en línea] 2015, Bucaramanga Vol. (13). No 2. P 105. [consultado el 15 de enero de 2020]. ISSN. 1657-6527. Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5242/5544>

ISRM 8th International Symposium Geomechanics. (6-10, mayo, 2019: Bucaramanga.). Brittleness, Fracability and Stresses Evaluation to Define the Completion Quality in Unconventional Reservoirs. Bucaramanga.: International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering. 2019. P 2-4.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

INTERNATIONAL FIELD EXPLORATION & AMP: DEVELOPMENT CONFERENCE. (18-20 Septiembre 2018). Shale Gas Log Evaluation for Gas Volume Calculations. Tehran.: Shaanxi Petroleum Society. p 3.

JIN, Xiaochun, et al. An integrated petrophysics and geomechanics approach for fracability evaluation in shale reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. 2015, Vol. 20, Nro.3, 9 p. ISSN 1086-055X.

JARAMILLO, José María. GMASLOG(R). Bogotá.: Gmas S.A.S, 2014.

LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezhda. COMPILACIÓN DE LA CUENCADE CATATUMBO. Bogotá. Colombia: 2014. 21 p.

MA, Y. Z. y HOLDITCH, Stephen A. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook. Texas: Elsevier 2015. 550 p.

Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. (7: 1, Enero, 2010: Londres). UK data and analysis for shale gas prospectivity.: Geological Society of London, 2010. 1197 p.

SENERGY y SCHLUMBERGER. User manual Interactive petrophysics. kincardineshire.: schlumberger, 2008. 1652 p.

SHAH, Amjad, et al. Total organic carbon evaluation of the Bowland Shale Formation in the Upper Bowland of the Widmerpool Gulf. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 150. 386p. ISSN 0920-4105.

SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/basin.aspx>

SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geomechanics.aspx>

SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY. [Sitio WEB]. SCHLUMBERGER [consultado el 20 de enero de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/t/toc.aspx>

Simposio de Mecánica de Rocas (47: 23-24, 26 de junio: San Francisco.). Comparison of Brittleness Indices in Organic-rich Shale Formations. San Francisco.: American Rock Mechanics Association, 2013. 7p.

SPE annual technical conference. (21–24, septiembre, 2014: Denver.). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not cloning of the barnett shale. Denver.: Society of Petroleum Engineers. 2008. p 21.

SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. (20-22 Marzo, 2012: Vienna, Austria.). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. Society of Petroleum Engineers, 2012. 38 p.

SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific. (11-13 noviembre, 2012: Brisbane, Australia.). Water Saturation Evaluation of Murteree and Roseneath Shale Gas Reservoirs, Cooper Basin, Australia Using Wire-line Logs, Focused Ion Beam Milling and Scanning Electron Microscopy. Society of Petroleum Engineers, 2013. 20 p.

VERMYLEN, John Peter. Geomechanical Studies of the Barnett Shale. [en línea] degree of Doctor of Philosophy. Stanford Texas, USA: 2011. [consultado el 15 de enero de 2020] P 60. Disponible en: https://pangea.stanford.edu/departments/geophysics/dropbox/SRB/public/docs/theses/SRB_125_MAY11_Vermylen.pdf

Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. YPF. [Sitio WEB]. Buenos Aires. YPF. [consultado el 15 de enero de 2020]. Disponible en: https://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/img/pdf/Camino_al_auto_abastecimiento.pdf

ZHAO, Peiqiang, et al. Methods for estimating petrophysical parameters from well logs in tight oil reservoirs: a case study. Journal of geophysics and engineering. 2016a, vol. 13, No. 1. 133 p.

ZOU, Caineng, et al. Unconventional Petroleum Geology. República de China. [knovel]. VOL 2. República de China: EISEVIER. 2017. 500p. 978-0-12-812235-8

ANEXOS

ANEXO A

RESULTADOS DE TOC OBTENIDO EN LABORATORIO PARA EL POZO FUA-1

Tabla A1.

POZO: FUA-2	
DEPTH (ft)	TOC (wt%)
5235	0.42
5265	0.21
5295	0.2
5325	0.17
5355	0.21
5385	0.66
5415	0.65
5445	0.26
5475	0.16
5505	0.19
5535	1.26
5565	0.49
5625	0.79
5685	0.21
5715	0.23
5745	0.54
5865	0.34
5895	0.62
5925	0.76
5955	0.89
5985	0.66
6015	0.74

Fuente: elaboración propia.

ANEXO B
RESULTADOS DE TOC OBTENIDO EN LABORATORIO PARA EL POZO
FUA-2

Tabla B1.

POZO: FUA-2	
DEPTH (ft)	TOC (wt%)
4595	1.31
4625	2.13
4655	2.71
4685	2.59
4715	3.3
4745	4.19
4775	3.09
4805	0.99
4835	1.08
4865	1.19
4895	1.11
4925	1.14
4955	1.02
4985	1.22
5015	1.27
5045	1.2
5075	1.01
5105	0.81
5135	0.73
5165	0.86
5195	0.87
5225	0.79
5255	0.68
5285	0.46
5315	0.52
5345	0.55
5375	0.57
5405	0.68
5435	0.66
5465	0.59
5495	0.91
5525	1.79
5555	0.73

Fuente: GMAS S.A.S.

ANEXO C
RESULTADOS DE TOC OBTENIDO EN LABORATORIO PARA EL POZO
FUA-4

Tabla C1.

POZO: FUA-4	
DEPTH(ft)	TOC(wt%)
4465	0.53
4495	0.58
4525	0.86
4555	0.8
4585	1.68
4615	1.08
4645	2.17
4675	1.75
4705	2.1
4735	1.8
4765	0.98
4795	1.41
4825	0.88
4855	1.57
4885	1.84
4915	1.25
4945	1.15
4975	1.4
5005	0.92
5035	1.46
5065	0.98
5095	0.71
5125	0.83
5155	0.66
5185	0.73
5215	0.54
5245	1.94
5275	0.5
5305	0.67

Fuente: GMAS S.A.S

ANEXO D

RESULTADOS DE REFLECTANCIA DE VITRINITA PARA EL POZO FUA-1

Tabla C1.

POZO: FUA-1			
TOPE (ft)	BASE (ft)	%Ro	LOM
5100	5400	0.3	2.36074
5400	6030	1.03	10.8668183

Fuente: GMAS S.A.S.

ANEXO E

RESULTADOS DE REFLECTANCIA DE VITRINITA PARA EL POZO FUA-2

Tabla E1.

POZO: FUA-2			
TOPE (ft)	BASE (ft)	%Ro	LOM
4610	4640	0.75	9.5760625
4640	4670	0.7	9.32482
4670	4700	0.77	9.66170214
4700	4730	0.85	9.9625375
4730	4760	0.88	10.0735754
4760	4790	0.78	9.70220176
5510	5540	0.92	10.235231

Fuente: GMAS S.A.S

ANEXO F

RESULTADOS DE REFLECTANCIA DE VITRINITA PARA EL POZO FUA-3

Tabla F1.

POZO: FUA-3			
TOPE	BASE	%Ro	LOM
4340	5270	0.585	8.29562585

Fuente: GMAS S.A.S

ANEXO G

RESULTADOS DE REFLECTANCIA DE VITRINITA PARA EL POZO FUA-4

Tabla G1.

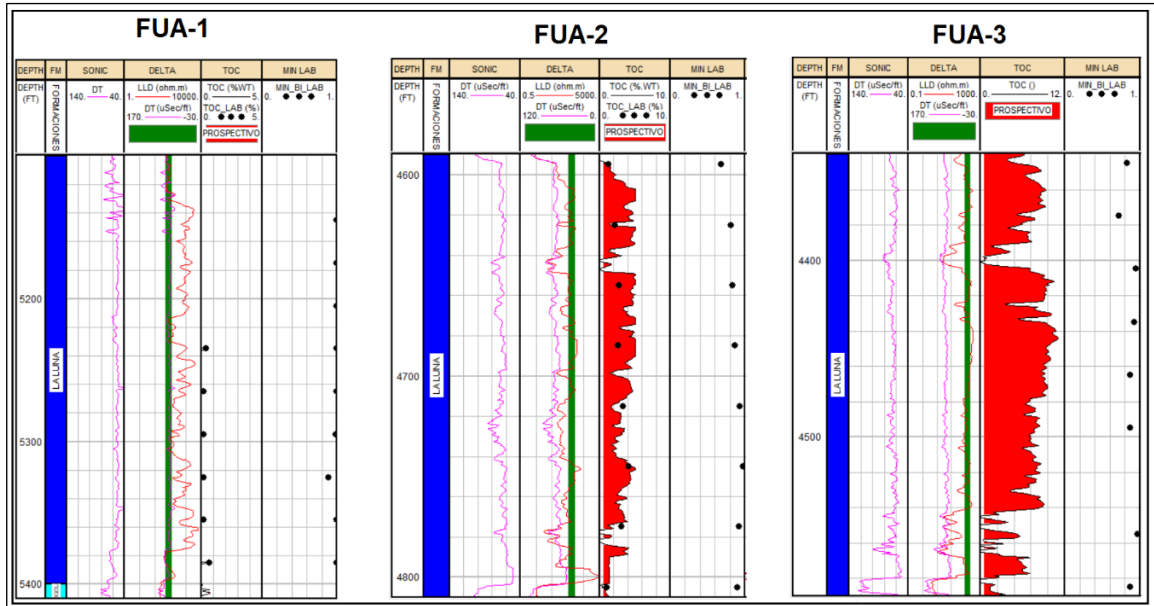
POZO: FUA-4			
TOPE (ft)	BASE (ft)	%Ro	LOM
4570	4600	0.87	10.0359507
4630	4660	0.88	10.0735754
4660	4690	0.98	10.534933
4690	4720	0.97	10.4785953
4720	4750	1.05	11.0270275
4840	4870	1.08	11.3021546
4870	4900	1.07	11.2055159
5230	5260	1.05	11.0270275

Fuente: GMAS S.A.S

ANEXO H

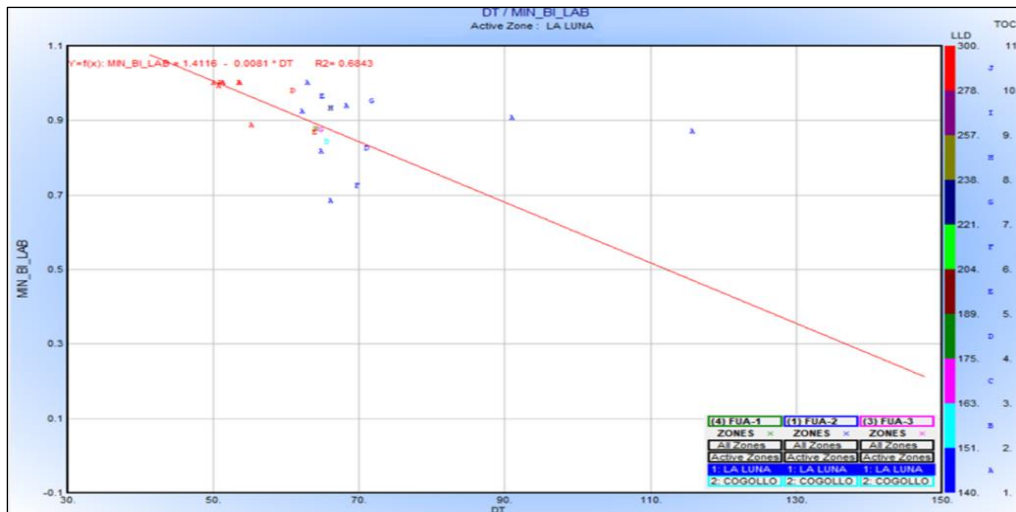
CORRELACIÓN ESTADÍSTICA DE PRUEBA PARA EL CÁLCULO DE FRAGILIDAD CON REGISTRO SÓNICO DE ONDA COMPRESIONAL DT PARA LA FORMACIÓN LA LUNA.

Figura H1. Datos tomados por pozo para la creación de la correlación de prueba para el cálculo de fragilidad mineralógica mediante el registro Sónico de onda p en la Formación La Luna.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica H1. Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna tomando TOC y LLD como cutoff.



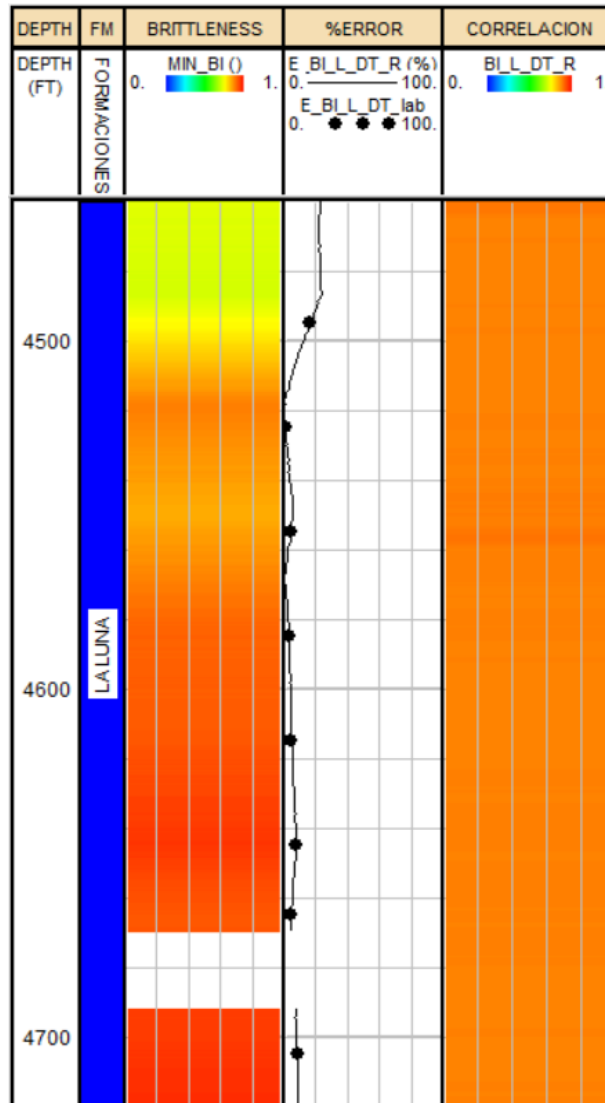
Fuente: elaboración propia.

Ecuación H1. Correlación estadística de fragilidad con Registro Sónico de onda compresional DT para la Formación La Luna.

$$BI_L_DT_R = 1.4115 - 0.0081 * DT$$

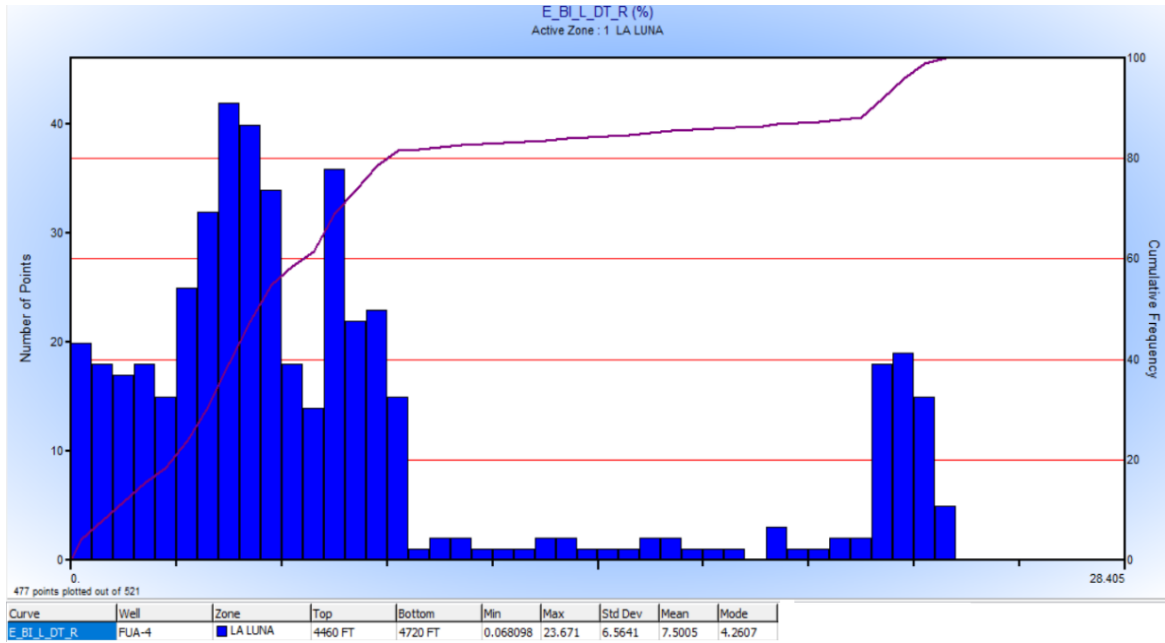
Fuente: elaboración propia

Figura H2. Validación de la correlación para el cálculo del índice de fragilidad mineralógica (BI_L_DT_R).



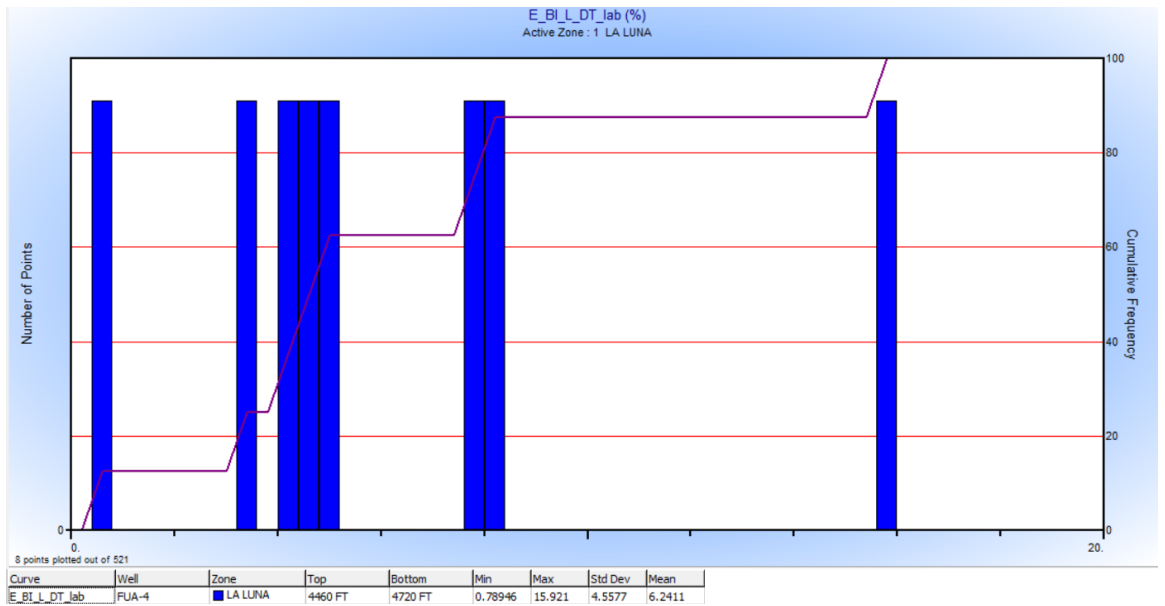
Fuente: elaboración propia.

Gráfica H2. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_L_DT_R.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica H3. Histograma de la curva de porcentaje de error E_BI_L_DT_lab.



Fuente: elaboración propia.