EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA, MINERALÓGICA, GEOQUÍMICA Y GEOMECÁNICA DE LA FM. TABLAZO POZO-1 – VMM Y SU POTENCIAL COMO YNC OIL/GAS SHALE

JUAN JOSÉ GÓMEZ CARO.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
MAESTRÍA EN GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2016

EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA, MINERALÓGICA, GEOQUÍMICA Y GEOMECÁNICA DE LA FM. TABLAZO POZO-1 – VMM Y SU POTENCIAL COMO YNC OIL/GAS SHALE

JUAN JOSÉ GÓMEZ CARO.

Tesis de grado para optar el título M. Sc. en Geología

Director
JULIAN FRANCISCO NARANJO VESGA.
M. Sc. en Geología

Codirector GIOVANNY JIMÉNEZ DIAZ PhD – M. Sc. en Geología

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FACULTAD DE INGENIERAS FISICOQUÍMICAS ESCUELA DE GEOLOGÍA MAESTRÍA EN GEOLOGÍA BUCARAMANGA 2016

AGRADECIMIENTOS

- A Ecopetrol S.A. Por facilitar los datos.
- A la Universidad Industrial de Santander UIS. (MSc Geología)
- A la Universidad Nacional de Colombia UN. (Geología)
- A mi Familia. Por el constante el apoyo

CONTENIDO

		Pág
	DUCCIÓN	
1.1	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	
1.2	PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	
1.3	OBJETIVO PRINCIPAL	
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	. 21
2.	ANTECEDENTES	. 23
2.1	REVISIÓN DE LA LITERATURA	.23
2.1.1	Gas Shale	.23
2.1.1.1	Hidrocarburos No Convencionales	.23
2.1.1.2	Yacimientos de Shale Gas	.23
2.1.1.3	Recursos y Reservas de Shale Gas a Nivel Global	. 27
2.1.2	Formación Tablazo	. 28
2.1.2.1	Tablazo Pasture	. 29
2.1.2.2	Tablazo Shale	.31
2.2	LOCALIZACIÓN	.31
2.2.1	Marco Geográfico	
2.2.2	Marco Geológico	. 33
2.1.2.1	Evolución. Estructural. Cuenca Valle Medio del Magdalena	. 34
3.	METODOLOGÍA	. 39
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	. 42
4.1	SEDIMENTOLOGÍA	. 42
4.1.1	Descripción de Núcleos	. 44
4.1.1.1	FACIES A (Arcillolita calcárea fosilífera)	. 48
4.1.1.2	FACIES B (Caliza Mudstone/Wackestone fosilífera)	. 48
4.1.1.3	FACIES C (Lodolita laminada fosilífera)	.50
112	Tomografía	51

4.1.3	Respuesta a Registros de Pozo (Espectrales)53			
4.1.3.1	Registros Espectrales.	. 55		
4.1.4	Ambiente de Depósito	. 56		
4.2	MINERALOGÍA	. 60		
4.2.1	Difracción de Rayos X (DRX)	. 61		
4.2.1.1	Resultados DRX	. 64		
4.2.2	Petrología	. 67		
4.2.2.1	Petrografía Convencional Formación Tablazo	. 68		
4.2.2.2	Petrofacies	.72		
4.2.3	Microscopía Electrónica SEM	.77		
4.2.3.1	Resultados Microscopia Electrónica de Barrido – SEM	. 81		
4.3	GEOQUÍMICA ORGÁNICA	. 85		
4.3.1	Pirolisis Rock-Eval y Carbono Orgánico Total	. 85		
4.3.1.1	Caracterización Geoquímica	. 86		
4.3.1.2	Calidad de roca y Madurez Termal	. 87		
4.3.2	Petrografía Orgánica	. 90		
4.3.3	Palinofacies	. 91		
4.3.3.1	Variabilidad Estratigráfica de las Palinofacies y Comparativo con TOC y Pirolisis Rock-Eval	. 93		
4.3.4	Cuantificación Contenido de Gas	. 96		
4.4	GEOMECÁNICA	. 98		
4.4.1	Calculo Módulo de Young y Relación de Poisson	101		
4.5	PETROFÍSICA	107		
5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	112		
6.	CONCLUSIONES	116		
BIBLIO	GRAFÍA	118		
ANEXC	OS.			

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1.	Elementos necesarios para que un yacimiento de gas en	
	shales, sea productivo	19
Figura 2.	Separación entre HC convencionales y no convencionales	24
Figura 3.	Clasificación de los YNC de crudo y gas y convencionales de los yacimientos hidrocarburos no convencionales (petróleo y gas) y breve definición de cada uno.	25
Figura 4.	Tecnología de perforación dirigida y fracturamiento hidráulico en YNC	26
Figura 5.	Ubicación de la Localidad Tipo de la Fm Tablazo Pasture	30
Figura 6.	Localización y límites de la Cuenca del VMM	33
Figura 7.	Mapa de localización del Pozo-1.	34
Figura 8.	Un modelo de evolución tectónica regional de la Cuenca del VMM, Cordillera Oriental y Cuenca de los Llanos	36
Figura 9.	Estratigrafía general y sistema petrolífero del VMM	38
Figura 10.	Diagrama de flujo que ilustra el proceso de obtención de información para caracterizar un yacimiento de Shale Gas	39
Figura 11.	Principales unidades de roca definidas por características comunes en la Fm. Tablazo del Pozo-1	41
Figura 12.	Cuadro resumen de columna estratigráfica y su relación con otras herramientas	43
Figura 13.	Aspecto general de los núcleos de la Fm. Tablazo en el Pozo-1. (9914' 9919'). Salvo ocasionales estructuras diagenéticas como concreciones y "Beef Structures paralelas a la laminación, las características texturales y composicionales son muy uniformes y monótonas	45
Figura 14.	Separación de la Fm Tablazo. En el Pozo-1 en dos paquetes. Superior arcilloso e inferior calcáreo. Notar el contraste mineralógico entre el intervalo superior a inferior a 9757'	46

Figura 15.	Beef Structures (9970') y estructuras Cono en Cono (9850.8'), comunes en el segmento inferior de la Fm. Tablazo en el Pozo-1	47
Figura 16.	Facies A	
J	Facies B	
J	Facies C.	
J	Grafica (Cross Plott) de Densidad aparente (RhoB) Vs número atómico efectivo (Zeff)	
Figura 20.	Resultado de la Tomografía hecha al núcleo de roca de la Fm Tablazo	54
Figura 21.	Distribución de litotipos mediante el gráfico cruzado RHOB-NPHI	56
Figura 22.	Ambiente marino de plataforma. Se muestran cada una de las subdivisiones de la plataforma continental	57
Figura 23.	Estructuras sedimentarias Pozo-1. Laminación plana paralela que indican condiciones de bajo régimen hidrodinámico. Facies Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss)	58
Figura 24.	Ambientes de sedimentación de las Formaciones Tablazo, Simití, la Luna y Umir	60
Figura 25.	La Ley de Bragg establece la condición esencial que debe cumplirse para que ocurra la difracción	61
Figura 26.	Perfil típico de Difracción de Rayos X consta de una serie de máximos de intensidad distribuidos en función de los valores angulares 20.	62
Figura 30.	Distribución de la densidad de la roca por tomografía y diagrama de clasificación composicional de las rocas de la formación Tablazo en el Pozo-1¡Error! Marcador no def	finido.
Figura 31.	Esquema que muestra la diferenciación de la Formación Tablazo en dos miembros	71
Figura 33.	Aspecto composicional y textural de la facies de Arcillolitas calcáreas y Mudstone esparítico	75
Figura 34.	Los efectos de la telogénesis en las rocas del segmento inferior de la Fm. Tablazo.	77

Figura 35.	Relación de las magnitudes de las unidades de medida desde el metro hasta las unidades Amstrong	78
Figura. 38.	Bulk por DRX (pista izquierda) vs Rango de tamaños de poro medidos por SEM.	84
Figura 40.	Variación estratigráfica de los diferentes parámetros obtenidos a partir de los análisis de TOC y Pirolisis Rock Eval	89
Figura 41.	Partículas de materia orgánica recuperadas e identificadas en el Pozo-1 (Fm. Tablazo)	92
Figura 43. I	Perfil de contenidos de gas Formaciones Tablazo - Pozo-1. La mayor proporción es aportada por el gas residual (43%)	97
Figura 44.	La Fragilidad. Factor crítico en la evaluación de shale plays	98
Figura 45.	Tipos de fracturas en diferentes yacimientos de gas Shale en U.S.A, respuesta a mineralogías particulares	99
Figura 46.	Variación mineralógica de la Fm Tablazo en el Pozo-1	. 100
Figura 48.	Esquema de una capa con bajo módulo de Young y alta relación de Poisson que hace que se comporte como una barrera de fractura.	. 105
Figura 49.	Diagrama resumen de las propiedades elásticas de la Fm Tablazo, junto con el contenido de TOC y la mineralogía por DRX (Bulk)	. 106
Figura 50.	Rango de permeabilidades de los yacimientos convencionales y no convencionales	. 107
Figura 51.	Clasificación de porosidad en shales propuesta por Slatt and O'Brien, (2011)	. 108
Figura 52.	Crossplot porosidad permeabilidad. Pozo-1 – Fm Tablazo	. 110
Figura 53.	Perfiles que Ilustran la variación de las propiedades petrofísicas (porosidad y Permeabilidad) vs la profundidad	. 111
Figura 54.	Diagrama que ilustra los principales parámetros evaluados de la Fm Tablazo en el Pozo-1 y su variación en profundidad	. 113

LISTA DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1.	Parámetros y valores mínimos que definen la calidad de un yacimiento de Gas Shale.	19
Tabla 2.	Número de muestras analizadas en laboratorio	20
Tabla 3.	Objetivos específicos a desarrollar	22
Tabla 4.	Lista de los 10 países con mayores recursos de shale gas, técnicamente recuperables	27
Tabla 5.	Estimación del potencial de shale gas en Colombia, según trabajos recientes	28
Tabla 6.	Correlación de nomenclaturas usadas por compañías operadoras en Colombia	29
Tabla 8.	Tres secuencias de primer orden que rellenan la Cuenca del VMM	37
Tabla 10.	Lista de facies definidas para la Fm. Tablazo en el Pozo-1	48
Tabla 11.	Listado del Potencial Fotoeléctrico de alguno minerales comunes.	53
Tabla 12.	Tipos de mineralogía por DRX presentes en el intervalo 9452.24-9981 Ft del Pozo-1.	65
Tabla 15.	Grupo 1: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.	82
Tabla 16.	Grupo 2: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1	82
Tabla 17.	Grupo 3: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.	83
Tabla 18.	Grupo 4: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.	83
Tabla 19.	Principales parámetros geoquímicos y su significado	86
Tabla 20.	Valores del IP (Índice de producción) y estado de madurez	00

Tabla 21.	Intervalos con características geoquímicas similares delimitadas teniendo en cuenta las fluctuaciones en el TOC, el S2 y el IH	90
Tabla 22.	Resumen de palinofacies definidas, Fm Tablazo, Pozo-1	
Tabla 23.	Rangos y promedios de los valores de gas (pies3 /Tonelada) Fm. Tablazo Pozo-1	96
Tabla 25.	Listado de propiedades petrofísicas.	109
Tabla 26.	Listado de los principales parámetro (geoquímicos, Geomecánicos, petrofísicos y mineralógicos de los 4 intervalos definidos como más prospectivos	114

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Columna Estratigráfica.

Anexo B. Mineralogía DRX.

Anexo C. Mineralogía Petrografía.

Anexo D. Mineralogía SEM.

Anexo E. Geoquímica.

Anexo F. Registros de Pozo.

Anexo G. Geomecánica.

Anexo H. Tomografía.

Anexo I. Poster Integración.

Anexo J. Petrofísica.

NOTA: Carpeta Anexa en CD ROM

SIGLAS EMPLEADAS EN ESTE DOCUMENTO

	SIGLAS LIVIFLLA	-, to =.t = 0 : =	DOCOMENTO
	Mineralogía / Química		Geoquímica
SIGLA	SIGNIFICADO	SIGLA	SIGNIFICADO
Qz Cuarzo		S1	Hidrocarburo Libre
Fp Feldespato		HC	hidrocarburos
Fp-Na	Feldespato sódico	TOC = COT	Total Organic Carbon
Fp-K	Feldespato potásico	S1	Indice de Hidrogeno [Hidrocarburo Libre)
café	Calcita ferrosa	OI	Índice de Oxigeno
Ca no Fe	Calcita No Ferrosa	PI	Indice de Producción
Ру	Pirita	IAT	Índice de Alteración Térmica)
Dol	Dolomita	N_2	Nitógeno
Sid	Siderita	CO_2	Dióxido de carbono
Fe	Hierro	CH ₄	Metano
Ap	Apatito	AVK	Análisis Visual del Kerógeno
Bar	Barita	TAI	Indice de coloración de esporas?
SD's	Secciones Delgadas	MO	Materia Orgánica
nm	Nanómetros	MOS	Materia Orgánica Sedimentaria
μ	Micras	MOAF	Materia Orgánica Amorfa Fluorescente);
SEM	Scanning Electron Microscope	MOANF	Materia Orgánica Amorfa No fluorescente
DRX	Difracción por Rayos X	FitOA	Fitoclastos Opacos Aciculares
MEB	Microscopio Electrónico de barrido	FitOE.	Fitoclastos Opacos Equidimensionales
Th / U / / K	Thorio / Uranio / Potásio	FitTNB	Fitoclastos Translúcidos No Bioestructurados
Cly	Clay	FitTB	Fitoclastos Translúcidos Bioestructurados
Car	Carbonatos	MOPa	Materia Orgánica Pseudoamorfa
Р	ETROFÍSICA GEOMECÁNICA	MOA	Materia orgánica amorfa
SIGLA	SIGNIFICADO	FTL	Foraminíferos Test Lining
NMR RMN	Resonancia magnética Nuclear	AVK	Análisis Visual del Kerógeno)
PEF	Potencial Fotoeléctrico		OTRAS SIGLAS
PHIT	Porosidad total	SIGLA	SIGNIFICADO
PHIE	Porosidad efectiva	VMM	Valle Medio del Magdalena
VSh	Volumen de arcilla	T°	Temperatura
ВІ	Brittleness Index = Indice de Fragilidad	Gr	Gramos
MICP	Mercury injection capillary pressure	Fm.	Formación
scf/ton	Estándar Cubic Feets / Tonelada	C°	Grados centígrados
FEL	Formation Evalucion Log	Aprox.	Aproximadamente
SCG	Spectral Core Gamma	CT	Computer Tomography
GR	Gamma Ray	E&P	Exploración y Producción

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN SEDIMENTOLÓGICA, MINERALÓGICA, GEOQUÍMICA Y GEOMECÁNICA DE LA FM. TABLAZO POZO-1 – VMM Y SU POTENCIAL COMO YNC OIL / GAS SHALE *

AUTOR

JUAN JOSÉ GÓMEZ C **

PALABRAS CLAVES

Formación Tablazo, Valle Medio del Magdalena, Gas Shale, Petrofacies.

DESCRIPCIÓN

La demanda de energía, llevó a la industria de los hidrocarburos a buscar nuevos recursos en rocas donde estos se originan, liberándolos por fracturamiento antes de migrar. Nacen así los Yacimientos No Convencionales de OIL / GAS SHALE.

Ecopetrol-2011, perforó pozos estratigráficos para obtener el conocimiento para desarrollar este tipo de yacimientos en rocas clásticas finogranulares que son una mezcla de sílice, carbonato, arcilla y materia orgánica (shales calcáreos con MO). Estas rocas tienen alta variabilidad a escala macro y micrométrica en la horizontal y la vertical.

En la Cuenca del VMM, las formaciones Luna y Tablazo (cretáceo medio / superior), son consideradas rocas generadoras por excelencia. Para conocer el potencial de generar y almacenar HC de la Fm. Tablazo, Ecopetrol perforó y corazonó la totalidad de esta unidad. A partir de análisis hechos en los Laboratorios de ICP, en Sedimentología, Mineralogía, Geoquímica y Geomecánica y con el apoyo de registros de pozo y tomografías, se propone un flujo de trabajo para definir de manera práctica y rápida, intervalos con mayor potencial para producir HC luego de ser fracturados.

La sedimentología define para la Fm. Tablazo, un segmento superior (9425'- 9757') con 332' de espesor más arcilloso, y uno inferior (9755' – 9992') con 237', más calcáreo. La geoquímica indica que el contenido de TOC es en promedio 5% y el kerógeno es Tipo II / III, reflejando una madurez termal en ventana de gas seco. Por su parte la mineralogía indica mezcla entre arcillas, cuarzo y carbonatos; las arcillas y el cuarzo, dominan en el segmento superior, mientras que el carbonato lo hace en el inferior. Finalmente, los parámetros elásticos medidos por geomecánica, definen un *Brittleness Index* con valores modestos, que podrían comprometer los 4 niveles definidos como los más prospectivos del yacimiento, por la limitada respuesta a la propagación de la fractura.

^{*}Trabajo de Grado

^{**}Facultad De Ingenieras Fisicoquímicas. Escuela De Geología Maestría en Geología – Director: Julian Francisco Naranjo V., MSc. en geología. Co-director: Giovanny Jiménez Díaz, PhD en Geología

ABSTRACT

TITLE

SEDIMENTOLOGIC, MINERALOGIC GEOQUEMISTRY AND GEOMECHANICS EVALUATION OF TABLAZO FORMATIÓN, POZO-1 WELL (VMM) AND HIS POTENTIAL AS YNC FOR SHALE GAS/OIL *

AUTHOR

JUAN JOSÉ GÓMEZ C **

KEYWORDS

Tablazo Formation, Middle Magdalena Valley Basin, Shale Gas, Petrofacies.

DESCRIPTION

The increasing demand for energy, led to the industry of the HC to explore and produce new resources in the rocks where they originate. Thus is born the part of the non-conventional Deposits called GAS / OIL SHALE.

Ecopetrol in 2011, drilled wells to obtain stratigraphic knowledge to develop this type of deposits in clastic very fine rocks, which are a mixture of silica, carbonate, clay and organic matter. These rocks have high variability at the macro and micro scale in both the horizontal and the vertical direction.

In the MMV basin, the cretaceous La Luna and Tablazo formations, have been considered the principal source rocks. To know the potential of Tablazo Fm, Ecopetrol drilled well N° 1 and took cores from the whole unit. On the basis of analysis in the ICP laboratories in sedimentology, mineralogy, geochemistry, and geomechanics and with the support of well logs and tomography images, it is proposed a workflow to define in a practical and quick way the intervals with the greatest potential to produce hydrocarbons by hydraulic fracturing.

The sedimentology defines for the Tablazo Fm, the upper segment (9425'- 9757') with 332 feet of thickness and character more clayey, and one lower (9755' – 9992') fo 237 feet thick, more calcareous. The geochemistry indicates that the content of TOC is on average of 5% and kerogeno is Type II / III, reflecting a thermal maturity that would be in the window of dry gas. Mineralogical analysis reflect a mixture between clays, quartz and carbonates; the clay and quartz dominate in the upper segment, while the carbonate makes it in the bottom. Finally, the elastic parameters measured by geomechanics, define a Brittleness Index with modest values which could compromise the prospectivity of the best levels for the limited response to the spread of the fracture.

^{*}Work degree.

^{**}Faculty of Physical Chemistry. School of Geology. Master of Geology. Director: Julian Francisco Naranjo V. MSc. in Geology. Co-Director: Giovanny Jiménez Díaz, PhD in Geology

INTRODUCCIÓN

Ante la cada vez más difícil consecución de combustibles fósiles, a nivel mundial en última década se han incrementado las actividades asociadas a la producción de gas/oil a partir de shale. La industria del petróleo tiene como uno de sus objetivos, la producción de HC, no de la forma tradicional, sino, buscándolos directamente en la roca fuente antes de que migren y se acumulen en trampas convencionales. Estados Unidos es pionero y líder mundial en la producción de Yacimientos No Convencionales (YNC) tipo Gas Shale. Durante el periodo 2004–2013 (10 años), se perforaron cerca de 120,000 pozos con fracturamiento hidráulico para desarrollar shales (http://energiaadebate.com/el-impresionante-auge-de-los-shales/).

En Latinoamérica se destaca lo hecho por Argentina con su yacimiento de Vaca Muerta. En el 2015 en el mundo se tiene planeado perforar cerca de 400 pozos de los cuales 200 serán en la Argentina (http://frackingargentina.org/2014/04/argentina-lograra-este-ano-la-mayor-cantidad-de-pozos-perforados-fuera-de-ee-uu/).

Por su parte, Colombia por medio de la estatal Ecopetrol SA, ha incursionado en la exploración de YNC y contrató Halliburton® el proyecto "Yacimientos Lutíticos No Convencionales en las Cuencas Colombianas" el cual concluyó que las formaciones La Luna y Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), tienen potencial para ser consideradas como yacimientos no convencionales. En esa dirección, entre Julio 2011 y Marzo-2012 Ecopetrol perforó en el Pozo La Luna 1 (TD=16123 pies). Luego perforó los pozos: Casabe 1K, Prometeo 1, Gala 1K, Iwana 1, Golosa 1 y Pozo-1. Este último, perforado entre Septiembre- y -Diciembre-2012 (TD=11.492.6 pies), tomó un núcleo de roca de 567 pies entre 9450' y 11.350' pies, que atravesó casi en su totalidad la Fm. Tablazo, objeto de este trabajo.

Toda vez que Ecopetrol inició hace solo 4 años el desarrollo de YNC de Gas Shale, el conocimiento de Ecopetrol en los temas de E & P así como en el desarrollo de metodología de laboratorio, tiene grandes desafíos. Esta investigación está enfocada a proponer una metodología que con técnicas disponibles en los laboratorios del ICP, se definan de manera ágil, intervalos prospectivos para fractura hidráulica para producción de gas.

Las investigaciones han demostrado que cada reservorio de Shale Gas estudiado en detalle como el Barnett Shale, Woodford Shale, Marcellus, Vaca Muerta, Eagle Ford, entre otros, muestran alta variabilidad de las características geológicas las cuales afectan la producción (Machala, 2011).

Sin embargo, estos reservorios tienen características comunes, como la roca objetivo que son shales con altos contenidos de materia orgánica (MO) que hacen las veces de roca generadora y reservorio de forma simultánea. Otra característica común es la forma de almacenamiento del gas. A la fecha, no hay certeza sobre la manera de emplazamiento de los fluidos en un yacimiento de shale. Básicamente la mayor parte de los investigadores coinciden en que hay un sistema de triple porosidad: (Cluff R.M. et al. 2007; Josh, Et Al. 2012).

Como gas libre dentro de los poros de la roca. en el espacio nano y microporal interpartícula o en los espacios creados por fracturamiento de la roca (fracturas o microfracturas naturales).
Como gas absorbido en el interior de las arcillas y en el material orgánico (kerógeno) y
Gas en solución, contenido dentro de líquido, tal como bitumen o aceite.

Las diferentes proporciones y mecanismos de almacenamiento, afectan la calidad de estos yacimientos.

Que la misma roca sea generadora y a su vez reservorio con muy baja permeabilidad, así como los retos tecnológicos que implican producir el petróleo y el gas allí contenidos. (Fracturación hidráulica / perforación dirigida sub-horizontal) es lo que les da a estos yacimientos la connotación de "No Convencionales". (Jarvie 2007).

Una de las características principales de los shales es su heterogeneidad a escala macro / micrométrica y son muchos factores que determinan que unas rocas tengan las características de un yacimiento de Gas/Oil Shale. (Josh. 2012). Las principales incluyen:

- 1. Abundancia, tipo y madurez termal de la Materia Orgánica (MO).
- 2. Porosidad y permeabilidad y su relación con el tamaño y distribución del sistema poral.
- 3. La Fragilidad /Ductilidad y su relación con la mineralogía y la fábrica de las rocas.

La producción comercial a partir de este tipo de yacimientos requiere de intensas campañas de fracturamiento hidráulico y es necesario un modelo petrofísico sólido y bien soportado. (Jacobs 2008).

La (Figura 1) resume los elementos mínimos necesarios para que se configure un yacimiento de gas a partir de la producción de shales.

Figura 1. Elementos necesarios para que un yacimiento de gas en shales, sea productivo.



Fuente: Tomado de Huggins 2012.

La (Tabla 1) ilustra los principales parámetros y los valores mínimos que deben tener los yacimientos de Gas Shale para que sean considerados como productores comerciales.

Tabla 1. Parámetros y valores mínimos que definen la calidad de un yacimiento de Gas Shale.

PARAMETRO	VALOR
Contenido de Gas:	> 100 scf/ton
Madurez termal (Ro)	0.7 to 2.5+ range; 1.2 (Típico)
TOC	> 2% (Otros TOC > 3%) - >1% (Core Lab)
Tipo de Kerógeno	II (Core Lab Tipo I o II)
Índice de Hidrógeno - HI	>350 MGHC/G
Permeabilidad	> 100 nanodarcies
Porosidad	> 4%
Espesor	>100 Pies (Otros: 200')- >75 Pies (Core Lab)
Contenido de arcilla	<40%
Contenido Cuarzo & carbonatos	> 40%
Buenas Barreras de fractura	i.e. Carbonatos
Fracability (Brittle Shale)	i.e. Bajo Poisson's & Alto Módulo Young - >100 (Jarvie- 2011)
Ambiente deposito	Marino

Fuente: Modificada de: Machala, 2011- Huggins K. 2012; CoreLab 2010.

Con el Pozo estratigráfico Pozo-1 perforado en la parte central de la Cuenca VMM, se dio continuidad en la adquisición de información por parte de Ecopetrol, de las Unidades Cretácicas en esta Cuenca; el núcleo cortado con una longitud de 922 pies, abarca parcialmente las formaciones Tablazo (567 pies) y Paja (355 pies) (Ecopetrol ICP – 2013 a).

Este documento se soporta en datos tomados de pruebas hechas en los laboratorios del ICP-ECOPETROL, y están enmarcados dentro del proyecto de la Gerencia de Yacimientos No Convencionales. "Estrategias Integrada para el desarrollo de *Shale Plays*". Los datos fueron complementados con análisis de registros de pozo e imágenes de Roca Digital (Tomografías) que apoyaron la descripción del núcleo, para determinar una la sucesión de facies que permitieron proponer un ambiente de depósito para la Fm Tablazo, factor determinante ya que el medio de sedimentación controla la microfábrica de los shales y de paso, la escasa permeabilidad. Los análisis de laboratorio están enfocados en determinar las características geoquímicas de la MO, las propiedades geomecánicas y mineralógicas de las rocas. Para esta última, se hizo petrografía convencional, análisis de difracción de rayos equis, (DRX) y de microscopía electrónica (SEM). Finalmente la parte petrofísica se evaluó con las permeabilidades y porosidades medidas en laboratorios del ICP.

En la fracción del núcleo correspondiente a la Fm. Tablazo, se tomaron 612 muestras de roca para diferentes análisis y se describieron 567 pies de corazón (ver Tabla 2), donde se relaciona el número de muestras tomadas para cada análisis.

Tabla 2. Número de muestras analizadas en laboratorio.

ANÁLISIS	N° DE PRUEBAS
Sedimentología	567'
Sem	55
Drx	85
Toc, pirólisis	190
Petrografía	55
Petrofísicos básicos	55
Mecánica de rocas	172
Total muestras	1179

Fuente: ICP, 2013.

Buscando entender los controles geológicos del yacimiento, la información obtenida a partir de la Integración de la data de laboratorio, se evalúo de manera

integral, dando como resultado la definición *sweet spots* en diferentes intervalos de la Fm Tablazo candidatos a fracturar para producción de HC.

El tope (9.425 pies) y la base (9.992 pies) para la Formación Tablazo en el Pozo-1, fueros definidos por el grupo de YNC de Ecopetrol. (Ecopetrol 2013 a).

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En cuatro (4) años, Ecopetrol ha perforado siete (7) pozos estratigráficos en el VMM con el objeto de evaluar el potencial de las formaciones La Luna y Tablazo, para producir gas como YNC. Entre estos está el Pozo-1, que cortó un núcleo de roca de 567 pies entre 9450' y 11.350' pies, que atravesó casi en su totalidad la Fm. Tablazo y parte de la Fm Paja.

En Colombia, en la Fm. Tablazo, no se han hecho estudios integrados de sedimentología, mineralogía, geoquímica, petrofísica y geomecánica, enfocados a definir intervalos que por características composicionales y texturales, sean seleccionados para fracturar hidráulicamente con el propósito de producir gas.

1.2 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

Se puede establecer un método, que con datos de sedimentología, mineralogía, geoquímica y geomecánica, defina intervalos prospectivos para fracturar hidráulicamente y producir gas a partir de shales?

1.3 OBJETIVO PRINCIPAL

Establecer una metodología con base en la descripción sedimentológica apoyada en tomografía y registros de pozo, así como en la mineralogía con análisis de DRX, Petrología y SEM, junto con datos de geoquímica orgánica, petrofísica y geomecánica, que conduzca a definir intervalos que por sus características texturales y composicionales, sean fracturables hidráulicamente para producir gas en pozos perforados para YNC.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Con el desarrollo de los siguientes objetivos listados (Tabla 3), se mejorará el conocimiento geológico de la Fm. Tablazo (Aptiano Sup. / Albiano Inf) en el VMM.

Tabla 3. Objetivos específicos a desarrollar.

OBJETIVO ESPECÍFICO		DESCRIPCIÓN
Sedi	imentológicos.	Revisar la columna estratigráfica de 567 pies de núcleo del Pozo-1 definir facies y asociarlas con diferentes ambientes de depósito. Correlacionar con tomografía y registros de pozo (espectrales – th – u – k)
	Petrográficos.	Describir detalladamente la composicional y textura de 55 sd's. Definir las petrofácies y clasificar las rocas
Mineralógicos	De difracción de rayos x (drx)	Definir la composición y tipo de arcillas por técnicas de difracción bulk y fracción < 2 micras
Mine	De microscopía electrónica (sem)	Establecer las características de la geometría poral por microscopía electrónica
G	eoquímicos	Establecer la riqueza orgánica toc / madurez termal (ro) -tmax / s1, s2, s3 / hi / oi
Petrofísicos		Evaluar la porosidad / permeabilidad / densidad y análisis de registros de pozo
Geomecánicos		Evaluar los parámetros que miden la respuesta de las rocas a esfuerzos. Analizar el comportamiento dúctil / frágil (brittle/ductile) de las rocas
De integración		Integrar las herramientas atrás mencionadas para identificar los mejores intervalos para fracturar

2. ANTECEDENTES

2.1 REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1.1 Gas Shale

El gas natural ha sido producido de shale en menores cantidades desde los 1800, pero la producción comercial significativa no comenzó hasta 1926 cuando el desarrollo de los shales Devónicos en la Cuenca de los Apalaches en Estados Unidos comenzó. Un desarrollo generalizado no ocurrió hasta 1980 cuando el gobierno de los estados unidos con un programa de incentivo de impuesto estimulo la exploración y el desarrollo de reservorios no convencionales, incluyendo shale gas.

2.1.1.1 Hidrocarburos No Convencionales. La demanda de energía ha direccionado a la industria a buscar recursos en yacimientos más complejos y con costos de producción mayores. La eficiencia de los procesos de extracción y la evolución de la tecnología han permitido el acceso a los yacimientos de hidrocarburos no convencionales (en adelante: YNC). Estos recursos hidrocarburos (en adelante HC) ya sean de gas o de petróleo, se encuentran en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, ya sea por baja permeabilidad o porque son crudos de alta viscosidad, y requieren empleo de tecnología especial para su extracción. El triángulo de Figura 2 (Barandiarán 2011).representa el incremento de costos y grado de complejidad en la extracción.

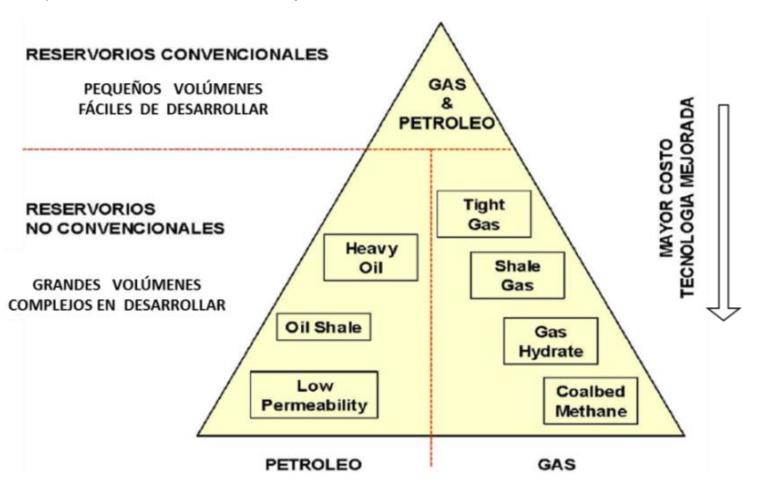
Los recursos no convencionales de hidrocarburos se clasifican en YNC petróleo y YNC de gas.

La Figura 3 ilustra y define brevemente las diferentes clases de YNC.

2.1.1.2 Yacimientos de Shale Gas. El Shale Gas o gas de esquisto es el gas natural producido a partir de formaciones de shale las cuáles suelen funcionar a la vez como fuente (roca generadora) y depósito (roca almacén). En cuanto a su composición química, el gas de esquisto es típicamente un gas seco principalmente compuesto de metano aunque algunas formaciones producen gas húmedo, (US DOE, 2009).

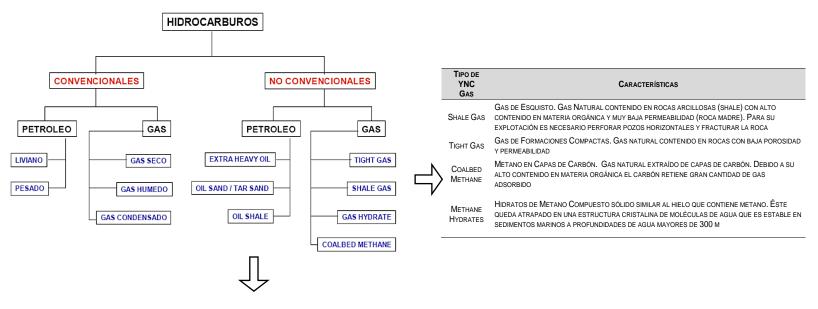
Los shales gasíferos son formaciones ricas en materia orgánica (MO), las cuáles serán consideradas sólo como rocas generadoras y sellos en yacimientos convencionales.

Figura 2. Separación entre HC convencionales y no convencionales.



Fuente: Adaptado de Masters & Grey 1970 en: Barandiarán L. C. 2011.

Figura 3. Clasificación de los YNC de crudo y gas y convencionales de los yacimientos hidrocarburos no convencionales (petróleo y gas) y breve definición de cada uno.



TIPO DE YNC CRUDOS	Características				
HEAVY OIL	CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO. PETRÓLEO EN ESTADO LÍQUIDO DE ALTA DENSIDAD. SE EXTRAE DE LA ROCA MEDIANTE LA INYECCIÓN DE VAPOR O POLÍMEROS.				
OIL SHALE	ACEITE DE ESQUISTO. PETRÓLEO PRODUCIDO DIRECTAMENTE DE LA ROCA MADRE (SHALE RICA EN MATERIA ORGÁNICA).				
OIL SANDS	ARENAS BITUMINOSAS. ARENAS IMPREGNADAS EN BITUMEN, QUE ES UN HIDROCARBURO DE MUY ALTA DENSIDAD Y VISCOSIDAD. ESTE BITUMEN EN SU ESTADO NATURAL NO TIENE LA CAPACIDAD DE FLUIR AL POZO.				
TIGHT OIL	PETRÓLEO DE FORMACIONES C OMPACTAS. PETRÓLEO PROVENIENTE DE RESERVORIOS CON BAJA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.				

Fuente: Barandiarán 2011.

Los shales tienen permeabilidades de matriz muy bajas, del orden de 0,01 a 0,00001 millidarcies. Significa que el gas atrapado se mueve fácilmente dentro de la *roca* (US DOE, 2009). El gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, en fracturas o ser absorbido en los componentes orgánicos. (Duarte, 2013).

Los YNC de shale gas tienen la particularidad de ser extensos, no tienen sello, contacto gas-agua definido ni trampa evidente como en los convencionales. Su producción se hace básicamente con dos técnicas: Perforación Horizontal Dirigida (Horizontal Drilling) y Fracturamiento Hidráulico (Hydraulic Fracturing). La primera inicia vertical y en el yacimiento se direcciona en el rumbo de las capas para maximizar la extensión y el contacto con la Fm. La segunda (fracking) consiste en bombear fluidos (agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones muy altas para fracturar la roca, aumentado la porosidad y permeabilidad. (Figura 4).

Water
Pumper truck

Cement casing

Steel tubing

Water
+ sand
+ additives

Sand keeps
cracks open
Fracturing

GAS SHALE
OR TIGHT GAS RESERVOIR

Water
+ sand
- additives

Sand keeps
cracks open
Fracturing

Figura 4. Tecnología de perforación dirigida y fracturamiento hidráulico en YNC.

Fuente: Sitio web Jack Chien What is hydraulic fracturing?. https://es.pinterest.com/pin/154389093447304302/

2.1.1.3 Recursos y Reservas de Shale Gas a Nivel Global. Los recursos del shale son conocidos desde principios del siglo XX, pero hasta hace algunas décadas no existía la tecnología para extraerlos. El primer pozo productor de gas en los Estados Unidos fue completado en 1821, en el shale Dunkirk (Devónico), cerca de Fredonia, Nueva York. El gas natural de este primer pozo fue usado por los residentes para la iluminación, (US DOE & NETL, 2009). En el mundo, China y Argentina (Cuenca Neuken) lideran los países con mayor potencial para desarrollar estos yacimientos. Ver Tabla 4 (Kuuskraa, et al. 2014).

Tabla 4. Lista de los 10 países con mayores recursos de shale gas, técnicamente recuperables.

POSICIÓN	PAÍS	SHALE GAS (TCF)
1°	China	1,115
2°	Argentina	802
3°	Algeria	707
4°	USA	665
5°	Canada	573
6°	Mexico	545
7°	Australia	437
8°	Sur-Africa	390
9°	Rusia	285
10°	Brasil	245
	Total	7,299

Fuente: Kuuskraa, et al, 2014).

En Suramérica se localizan varias cuencas con potencial para shale gas. Argentina posee el potencial de recursos más grande, con un GIP de 77 trillones de m³ (2.732 Tpc), de los cuales 774 Tpc se consideran técnicamente recuperables. Le sigue Brasil con 226 Tpc se consideran recuperables. Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas, (Alexander, et al, 2011).

En Colombia se han publicado algunos trabajos hechos para estimar el potencial de recursos de shale gas en cuencas colombianas. Ver Tabla 5.

Tabla 5. Estimación del potencial de shale gas en Colombia, según trabajos recientes.

TRABAJO	AÑO	CUENCAS	POTENCIAL PARCIAL (Tcf)	POTENCIAL TOTAL (Tcf)	OBSERVACIONES
		VMM	29		Factor de recobro
Arthur		Cordillera Oriental	1,9		asumido 10%
D'Little	2008a	Cesar-Ranchería	0,8	31,7	Contenido de gas asumido 100 Bcf/Mi2.
UIS	2010	Cordillera Oriental	37	37	Fm La Luna y Chipaque
		Catatumbo	0,5 - 4,5		
Ecopetrol	2011	VMM	13 - 30	10 a 31	
		Cordillera Oriental	2 - 7,5		
UNAL	2011	16 Cuencas		33,8	Escenario P90
		Catatumbo	35		Fm La Luna y Capacho
EIA	2013	VMM	18	55	Fm La Luna y Tablazo
		Llanos	2		Fm Gachetá

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH 2008a.

2.1.2 Formación Tablazo

El Pozo-1 corazonó esta Fm., descrita originalmente como constituida por calizas duras, grises a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas. El ambiente de depósito corresponde a condiciones neríticas, poco profundas. El espesor varía entre 150 m y 325 m. Esta Fm. tiene contactos concordantes con la infrayacente Formación Paja y la suprayacente Formación Simití. Su edad es considerada del Aptiano Superior- Albiano Inferior, y es cronoestratigráficamente correlacionable con las formaciones Tibú-Mercedes y Aguardiente, (Morales, 1958), así como equivale estratigráficamente a la Caliza de San Gil (o Fm. San Gil), (Julivert, 1968).

Otras formas de emplear el término Tablazo son: *Tablazo Ridge Limestone* (Socony, según Morales, 1958) y Caliza de Tablazo (Hubach, 1957b, p. 139). Para las equivalencias con otras nomenclaturas usadas por las diferentes compañías, ver Tabla 6, (Morales, 1958).

Tabla 6. Correlación de nomenclaturas usadas por compañías operadoras en Colombia.

		NOMENCLATU	RE CORRELATION C	HART FOR MIDDL	E MAGDALENA VA	ALLEY		
STANDARD NOMENCLATURE		EMPRESA DE MARES CONCESSION	SOCONY Lebrija - Sogamoso Area	SHELL Casabe-Cantagallo Area	Casabe-Cantagallo Puerto Wilches R.R.		TEXAS INTERC Velasquez Area Totumal	
			Sabaneta	Magdalena	Los Angeles	Diamante	Ma	gdalena
IV	lesa Group		Sabaneta	Mesa	LOS Angeles	Diamante	Mesa	
	2-16	Real	Puerto Santos	Real	Puerto Santos			B1
	Real Group	кеат	Santa Elena	La Cira	Puerto Santos	Zorro	Real	
Chuspas	Colorado Fm	Colorado	Ch	Colorado		Ŧ		
Group	Mugrosa Fm	Mugrosa	Chuspas	Mugrosa	Chuspas	Tune		
Chorro	Esmeraldas Fm	La Paz	La Esmeralda	La Paz	Esmeraldas			
Group	La Paz	Toro	La Paz	Toro	La Paz	Avechucos		
Lisama		Lisama	Lisama	Lisama	Lisama			
Umir Shale		Umir	Umir	Umir	Umir	Umir		Umir
	Galembo Member	Galembo	Palmira					
La Luna Formation	Pujamana Member	Pujamana	Upper La Sorda	Shale (No Name)			La	Totumal Shale
	Salada Member	Salada	Lower La Sorda	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,		Villeta	Luna	
Sal	to Limestone	Tablazo Pastu		Frontera	Velez	f		
Simiti Shale		Tablazo Pasture	Tablazo Pasture	Shale (No Name)]	· /	Middle	
Basal	Tablazo Limestone	Tablazo Limestone	Tablazo Limestone	Upper Bolivar			Shale	Calcareous Member
Limestone	Paja Fm	Paja	La Paja	Shale (No Name)				
Rosa Blanca Fm		Rosa Blanca	Rosa Blanca	Lower Bolivar	Carriera		Basal Limestone Group	
Tambor Fm		Arcabuco	Tambor	Basal Sandstone	Caqueza		Arcabuco	
Giron (Undiff)		Giron	Las Palmas	Giron	Giron	Igneous	(Giron

Fuente: Modificado de Morales, 1958.

Geográficamente, la Fm. se extiende por la parte norte del VMM y por toda la Región de Mesas y Cuestas, aunque su facies varía algo en esta región; hacia el Macizo de Santander se vuelve particularmente arenosa. (Julivert, 1968).

Morales et al, (1958), le asignan a Formación Tablazo una edad Aptiano Superior a Albiano Inferior, corroborada por la fauna que contiene lamelibranquios, (*Trigoniahondaana Lea*) y la de las formaciones adyacentes, *Lyelliceras*, *Uhligella, Cheloniceras*, *Parahoplites y Douvilleiceras* Morales et al, (1958).

Julivert, (1968), en el Léxico Estratigráfico Internacional de América Latina, describe dos formaciones con el término Tablazo presentes en la Cuenca VMM. Estas formaciones son: Tablazo Pasture y Tablazo Shale.

2.1.2.1 Tablazo Pasture. Se compone de arcillolitas negras, laminares, levemente calcáreas y micáceas, muy deleznables; presentan abundantes nódulos y concreciones de limonita. El espesor es de 656 m; en la parte central de la

Concesión De Mares el espesor dado en perforación es de unos 650 m, en el área noreste de la concesión la perforación indica un espesor de unos 600 m. El nombre procede de la finca El Tablazo, por ello Hubach, (1957b, p. 137) lo ha traducido por Finca Tablazo. Ver Figura 5.

Figura 5. Ubicación de la Localidad Tipo de la Fm Tablazo Pasture.



Fuente: Foto de Afloramiento Geol. Diego Díaz. Modificado de Google Earth.

La localidad tipo del Tablazo Pasture, (Figura 5), se halla sobre la margen Norte del Río Sogamoso, frente a la casa de la Hacienda El Tablazo, en el cruce del puente del Río Sogamoso con la vía Bucaramanga-San Vicente del Chucurí, (Julivert, 1968).

La referencia original de esta formación corresponde a Wheeler O. C. (1929), en la publicación inédita denominada "Report on the Palmira Series with notes on the Umir, Lisama and La Paz formations near the Eastern part of De Mares Concession". El Tablazo Pasture se considera de edad Albiana sobre la base de la fauna de Douvilleiceras, Lyelliceras, Parahoplites, Uhligella, Oxytropidoceras, Brancoceras, Pervinquieria y Haplostiche, (Julivert, 1968).

2.1.2.2 Tablazo Shale. La primera referencia publicada se debe a Oppenheim, V. (1940b), que reproduce la nomenclatura de A. K. McGill para el Valle Medio del Magdalena. Posteriormente el término Tablazo Shale es empleado por Anderson, J. L. (1945), quien le describe como una unidad formada por shale compacta, negra y poco fosilífera, (Julivert, 1968).

La Formación Tablazo Shale se encuentra por encima de la Formación Tablazo Limestone y por debajo de la Formación Palmira Limestone (Oppenheim, V. 1940b), de acuerdo con esta posición estratigráfica y las correlaciones que establece Oppenheim la "Tablazo Shale" puede equipararse a las formaciones **Simití** y **Salto** y a los miembros **Salada** y **Pujamana** de la Formación La Luna, de la nomenclatura standard para el Valle Medio del Magdalena. Se le asigna una edad Albiano - Turoniano. Este término puede considerarse en desuso, (Julivert, 1968).

Formación Tablazo, específicamente enfocados en la prospección de Yacimientos No Convencionales (Shale Gas / Shale Oil): Moreno & Sarmiento, (2002) en su tesis de pregrado, "Estratigrafía cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara — San Gil (Santander), Colombia" presentan las columnas estratigráficas, petrografía y ambientes de depósito de las Formaciones Tablazo y Simití en las secciones de Barichara — San Gil (Santander) y Sáchica (Boyacá), con una revisión de la nomenclatura estratigráfica empleada, (Tabla 7).

2.2 LOCALIZACIÓN

2.2.1 Marco Geográfico

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), con un área de 32.000 Km² está localizada geomorfológicamente a lo largo el curso meridional del Rio Magdalena, entre las cordilleras Oriental y Central del sistema Andino Colombiano. (**Figura 6**). (ANH – INGRAIN, 2012).

Tabla 7. Desarrollo histórico de la nomenclatura estratigráfica para las Formaciones Simití, Tablazo y Paja.

	Desarrollo Histórico de la Nomenclatura Estratigráfica Para las Unidades de Estudio											
WHEELER, 1929 VMM	HUBACH, 1953 Arcabuco, Barbosa, Oiba	HUBACH, 1957 Valle de Suárez (San Gil), Cuenca del Carare	JULIVERT, 1958a,b SW de Bucaramanga y San Gil - Chiquinquirá	JULIVERT, 1961 VMM	TÉLLEZ, 1964 Mesa de Barichara	ETAYO, 1964 VMM	19 Plancha	ONI et al, 83a y b a 191-Tunja y -Duitama	1	/O, 1968 de Leyva	ULLOA & RODRÍGUEZ 1978b, 1991 Planchas 170-Vélez y 190-Chiquinquirá PULIDO, 1979 b & 1980 Planchas 135-San Gil y 151-Charalá	MORENO & SARMIENTO, 2002 Sáchica y Barichara - San Gil
Simití Shale	Conjunto San Gil Superior	Formación de Simití	Simití	Formación Simití	Formación Simití	Formación Lutitas de Simití	Grupo de San	Formación San Gil Superior	Grupo de San	Formación San Gil Superior	Formación Simití	Formación Simití
Tablazo Limestone	Conjunto San Gil	Formación Tablazo	Caliza del Tablazo	Formación Tablazo	Formación Tablazo	Formación Caliza del Tablazo	Gil	Formación San Gil Inferior	Gil	Formación San Gil Inferior	Formación Tablazo	Formación Tablazo
Paja Formation	Piso del Aptiano	Formación Paja	Paja	Formación Paja	Formación Paja	Formación La Paja	Form	ación Paja	Form	ación Paja	Formación Paja	Formación Paja

Fuente: Moreno & Sarmiento, 2002.

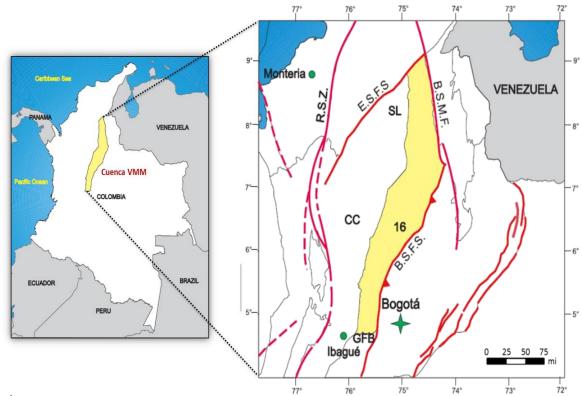


Figura 6. Localización y límites de la Cuenca del VMM.

LÍMITES:

BSFS	Bituima and La Salina fault systems	E.S.F.S	Espiritu Santo fault system
SL	Serranía de San Lucas.	CC	Central Cordillera basement.
GFB	South: Girardot fold beld,	B.S.M.F	Northeast: Bucaramanga-Santa Marta fault system.

Fuente: ANH 2008b.

2.2.2 Marco Geológico

La cuenca VMM es una de las más exploradas prolíficas de Colombia, y cuenta con 51 campos descubiertos. En esta cuenca se perforó Pozo-1, segundo pozo estratigráfico perforado por Ecopetrol, en desarrollo de la campaña de YNC para Shale Gas/Shale Oil en Colombia. El Pozo-1 se encuentra ubicado en el sector central del VMM al costado oriental del Rio Magdalena, Departamento de Santander, en jurisdicción del Municipio de San Vicente de Chucurí. Ver Figura 7 (Ecopetrol, 2013 a).

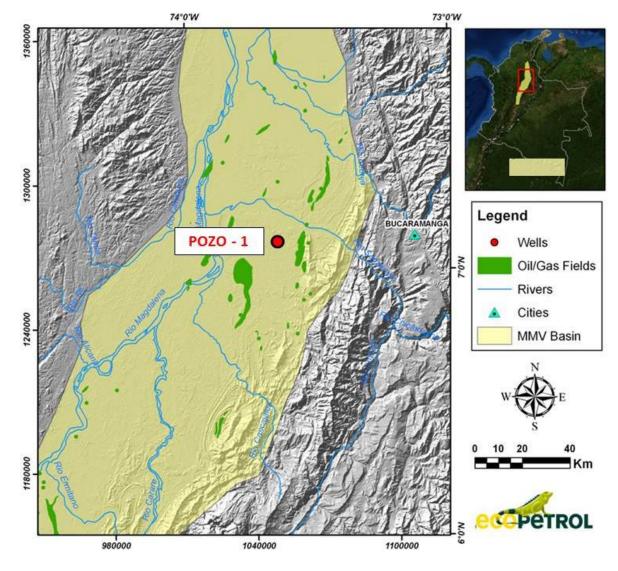


Figura 7. Mapa de localización del Pozo-1.

Fuente: Tomado de Ecopetrol S.A. 2013 a.

2.1.2.1 Evolución. Estructural. Cuenca Valle Medio del Magdalena. Geológicamente el VMM es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos tectónicos (Figura 8). El desarrollo estructural de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) está ligado desde sus etapas más jóvenes, desde el triásico tardío hasta mediados del Neógeno, a la tectónica dada por la evolución de margen Nor-occidental de Suramérica. (ANH, 2008b).

El período Triásico Jurásico al Cretácico temprano, se caracterizó tectónicamente por procesos distensivos, dando lugar al desarrollo de fosas tectónicas (*grabens*), en respuesta al proceso de fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre (*rifting*) que ocurrió durante la separación del NW del ancestral continente suramericano de lo que hoy es norteamerica. Este evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido NE – SE, que dio lugar al ingreso del mar en tiempos cretácicos. (Jaillard et al., 1990 in Cooper et al., 1995).

A comienzos del Berriasiano - Valanginiano ocurrió la sedimentación de eventos marinos someros en dos cuencas de rift, separadas por el alto del paleomacizo de Floresta-Santander (Cooper et. al., 1995). La tasa de subsidencia en estas dos cuencas fueron relativamente altas, especialmente en el lapso Valanginiano -Hauteriviano. Los eventos de subsidencia cesaron a comienzos del Aptiano y las dos cuencas se unen formando una cuenca macro en la cual se depositan sedimentos de plataforma media a externa, (Fm. Tablazo) la máxima profundización de esta fase es alcanzada en el Albiano medio. El comienzo de la sedimentación pos-rift se da a partir del Turoniano - Coniaciano y se mantiene hasta finales del Cretáceo, cuando se da una tectónica de esfuerzos compresivos en respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental. Este evento tectónico estructural origina un cambio en los patrones sedimentarios durante el Paleoceno Temprano, desarrollándose entonces ambientes de pantanos y llanuras de inundación. A nivel del Paleoceno Tardío hasta el Oligoceno la sedimentación fue netamente controlada por los pulsos tectónicos del levantamiento de la Cordillera Central, generando en primer lugar espacio y en segundo lugar aporte de materiales en ambientes de carácter fluvial, predominando el desarrollo de facies clásticas arenosas en las áreas cercanas al oeste de la cuenca. Desde el Oligoceno Medio hasta el presente se está llevando a cabo el levantamiento de la cuenca Oriental de Colombia. Ver Figura 8.

La columna estratigráfica en el VMM (Figura 5) que rellena la cuenca del VMM se ha interpretado en tres secuencias de primer orden, sedimentadas sobre rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica. Ver Tabla 8.

La Cuenca del VMM es una sucesión de depósitos continentales del Jurásico, suprayacidos por secuencias marinas cretácicas calcáreas y siliciclásticas que a su vez, infrayacen depósitos terciarios dominantemente de origen continental. Originalmente en el proceso expansivo de *rift* se sedimentaron la secuencia que conforma las formaciones Girón, Los Santos y Tambor.

Figura 8. Un modelo de evolución tectónica regional de la Cuenca del VMM, Cordillera Oriental y Cuenca de los Llanos.

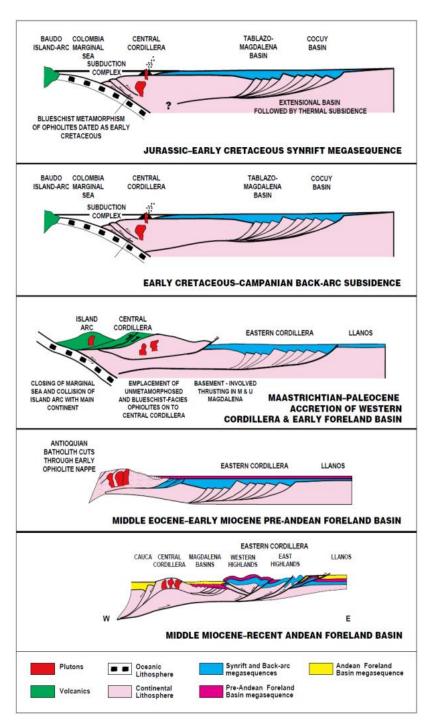
Rifting related to eventual separation of North and South America in the

Subsidence, back-arc basin.

Central cordillera accretion,

Increase of convergence rate, accretion of the western

Eastern cordillera uplift, foreland basin



Fuente: Cooper Et al 1995.

Tabla 8. Tres secuencias de primer orden que rellenan la Cuenca del VMM.

SECUENCIAS 1ER ORDEN	EDAD	CARACTERÍSTICAS
1°	Triásico - Jurásico Temprano	Ambientes continentales a marginales durante un rift intracratónico durante el Triásico y comienzos del Jurásico
2°	Jurásico – Cretáceo	Sedimentación en ambientes fluviales y litorales, durante una fase de extensión producto de un rift de retro-arco
3°	Cretáceo - Paleoceno	Sedimentación en condiciones marinas, durante un proceso tectónico de subsidencia

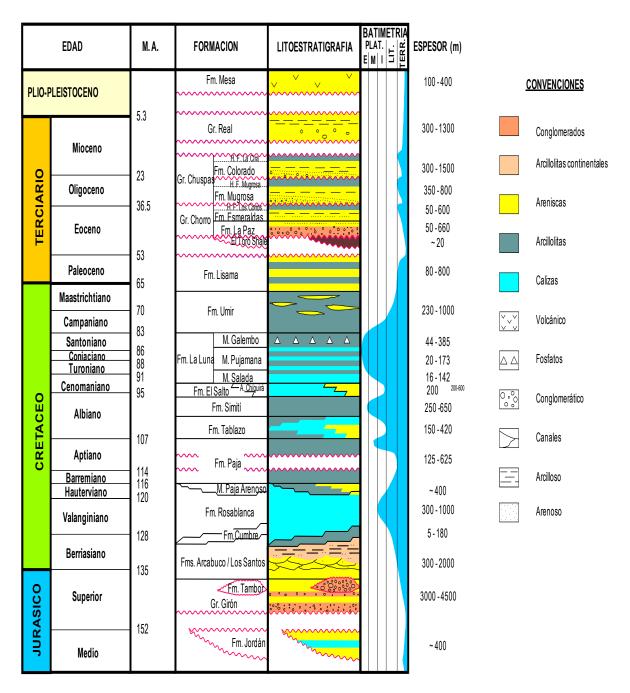
Fuente: ECOPETROL ICP. 1998

Entonces durante la fase de subsidencia, se depositaron las formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y los Miembros de la Formación La Luna (Salada, Pujamana y Galembo), siendo ésta la que representa el nivel de máxima inundación marina en todo el Cretáceo. Las formaciones Luna, Simiti y Tablazo, son las principales rocas generadoras de hidrocarburos en esta cuenca. El ciclo sedimentario culminó con un periodo tectónico compresivo (Paleoceno – Eoceno) que dio origen a elevaciones estructurales.

Posteriormente se originaron los grandes procesos erosivos que afectaron la parte superior de la secuencia cretácica que depositaron de manera discordante, las formaciones del Paleógeno tardío (La Paz y Esmeraldas), coincidiendo con el inicio de la inversión estructural (cabalgamiento), para posterior depósito de las formaciones Mugrosa, Colorado y La Cira.

En el Neógeno al final de la inversión estructural, se depositó el Grupo Real y como cobertura o relleno cuaternario se asentaron los sedimentos sueltos de la Formación Mesa. Ver Figura 9 (Ecopetrol 1998).

Figura 9. Estratigrafía general y sistema petrolífero del VMM.



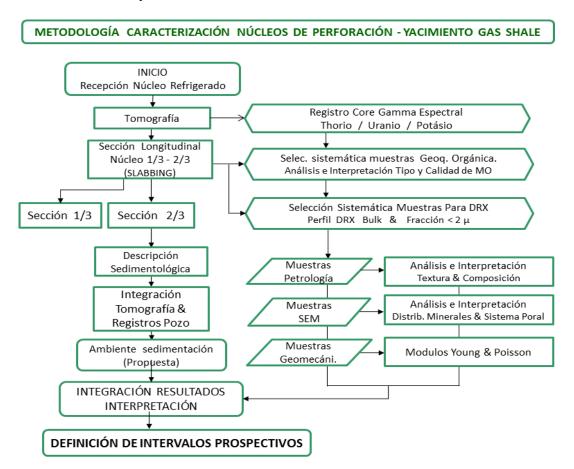
Fuente: Ecopetrol 1998.

3. METODOLOGÍA

Con propósito de establecer el potencial como YNC de Gas Shale, Ecopetrol en el marco del programa "Estrategias para el desarrollo de "Shale Plays" perforó un pozo exploratorio (N° 1) (VMM) y tomó núcleos de la Formación Tablazo con un espesor total de 567 pies.

Para caracterizar las rocas sedimentológica, mineralógica, geoquímica y geomecánicamente y con objeto de conocer las condiciones como roca reservorio/productora de gas / oil shale, diferentes pruebas fueron hechas en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo, siguiendo el proceso mostrado en el diagrama (Figura 10).

Figura 10. Diagrama de flujo que ilustra el proceso de obtención de información para caracterizar un yacimiento de Shale Gas.



Una vez seccionado el núcleo en fracciones 1/3 y 2/3, se hizo la descripción sedimentológica a escala 1:50 y se graficó a escala 1:500 (Anexo I) La interpretación se soportó y complementó con la evaluación de imágenes de tomografía hechas al núcleo (Anexo A) en conjunto con la respuesta de varios registros de pozo esencialmente los espectrales (Th / U / K).

Descrito el núcleo, de la sección 2/3 se tomaron muestras de roca para los análisis listados en la Tabla 9.

Tabla 9. Listado de Técnicas y análisis hechos al núcleo de roca de la Fm. Tablazo – Pozo-1.

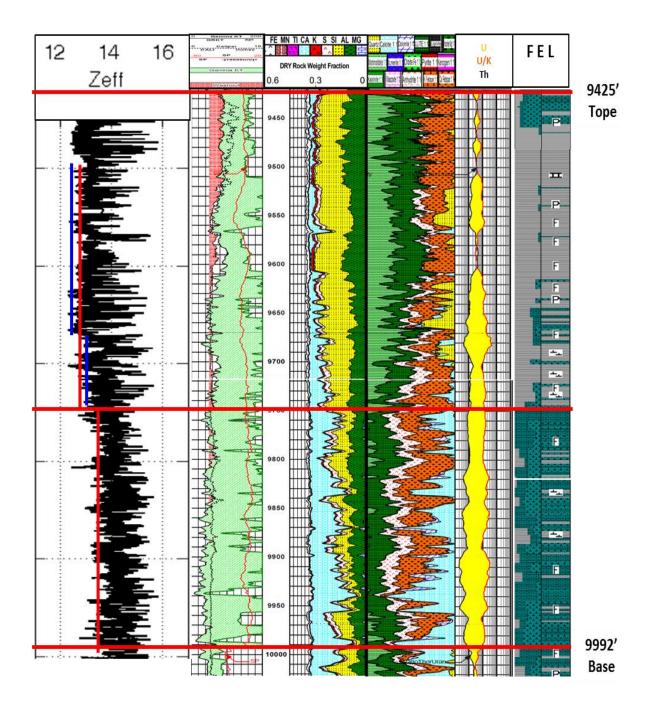
TÉCNICA	ANÁLISIS
SEM	Geometría Poral y Microtexturas
DRX	Caracterización de Arcillas
Geoquímica Orgánica	TOC, Pirólisis
Petrografía orgánica	Palinofacies
Petrografía inorgánica	Composición, Textura Clasificación en Sección Delgada
Petrofísicos básicos	Porosidad y Permeabilidad
Mecánica de rocas	Módulos de Young y Poisson

Como se mención en el capítulo 1 (Introducción), de la Formación Tablazo en el Pozo-1, se describieron 567 pies de núcleo y se hicieron 612 análisis. Ver Tabla 2.

Con el soporte de los análisis e integración de los Datos Duros, se definieron unidades de roca con características comunes que integradas conforman la Fm. Tablazo en el Pozo-1. Un esquema resumen se muestra en la Figura 11. Para Detalles ver: Anexo I.

La metodología propuesta permite caracterizar una secuencia completa soportada con datos de laboratorio para desarrollar un modelo de integración de información petro-sedimentológica, geoquímica, geomecánica y petrofísica, enfocado a identificar los parámetros claves en un yacimiento en particular, para definir de manera ágil los intervalos con mejores condiciones para producir gas por medio de fracturamiento hidráulico.

Figura 11. Principales unidades de roca definidas por características comunes en la Fm. Tablazo del Pozo-1. Claramente se define un intervalo superior más arcilloso de uno inferior más calcáreo.



4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo con el flujo de trabajo ilustrado en la Figura 10 se definieron las principales características de las rocas de la Fm. Tablazo en el Pozo-1, las cuales están directamente relacionados con la calidad del yacimiento para establecer una jerarquización de los diferentes niveles de la formación que por sus características, al momento de ser estimulados por fracturamiento hidráulico, produzcan gas comercial.

4.1 SEDIMENTOLOGÍA

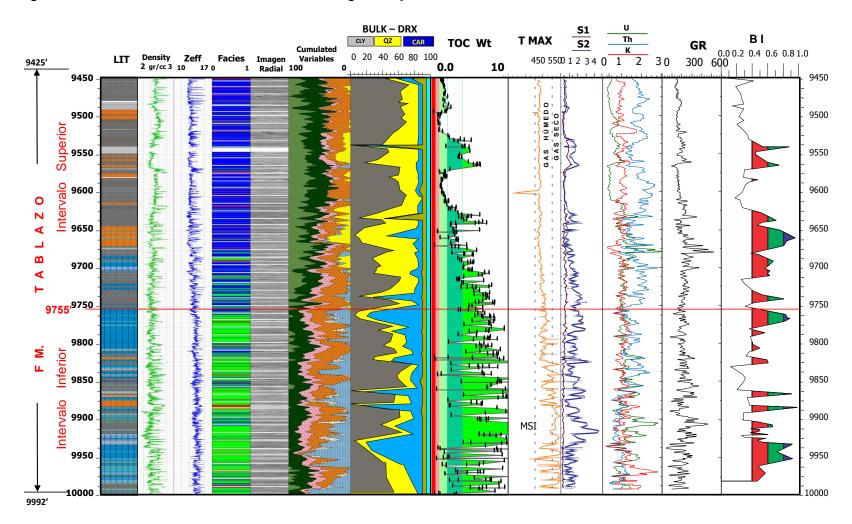
El núcleo fue descrito a escala 1:100 y graficado a escala 1:500 (Anexo A). Se describieron estructuras sedimentarias (Biogénicas y Mecánicas), definió composición y con el apoyo de la petrografía se clasificaron las rocas y se establecieron las facies sedimentarías que agrupadas por características comunes, definieron los ambientes de sedimentación propuestos, con el soporte de las imágenes de tomografía y registros de pozo.

La columna estratigráfica del pozo, junto con los perfiles espectrales y las imágenes de tomografía así como los resultados de los perfiles de DRX, Geomecánica, TOC y Mineralógica (GEM) GAMMA RAY ELEMENTAL MINERALS, se graficaron en el Software de Shlumberger TECHLOG®. Ver cuadro resumen en Figura 12 y detalle en Anexo I.

La caracterización mineralógica se hizo fundamentada en la petrografía convencional definiendo la textura, la composición y clasificando las rocas. Lo anterior se integró con los datos generados por la difracción de rayos X (DRX) empleada para definir la proporción y el tipo de arcilla, y para definir detalles microtexturales se contó con la Microscopía electrónica de barrido (SEM). La integración de las anteriores herramientas dio lugar a la definición de las Petrofácies empleando parte de los criterios fijados por Wang 2012 y De Ros 2007.

La parte mineralógica y sedimentológica fue complementada con los análisis de Geoquímica Orgánica para establecer el tipo, calidad y cantidad de Materia Orgánica presente en las rocas y con la Geomecánica se definieron los parámetros elásticos de la roca, módulos de Poisson y Young con el objeto de definir la competencia mecánica (Fragilidad / Ductilidad).

Figura 12. Cuadro resumen de columna estratigráfica y su relación con otras herramientas.



A partir de la integración de la sedimentología, la mineralogía geoquímica y geomecánicas de las diversa unidades de roca y con base en los parámetros definidos en la Tabla 1 (Manshalá et al 2013) se establecieron los intervalos con mejor calidad y mayor respectividad.

4.1.1 Descripción de Núcleos

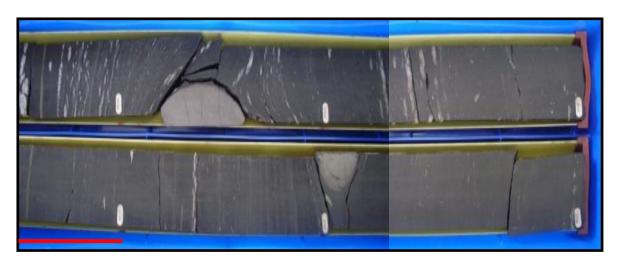
Una vez seccionados los núcleos en las fracciones 1/3 y 2/3 se da curso a la descripción sedimentológica del núcleo de la Fm Tablazo en el Pozo-1. La etapa de recolección de la información se hace en formatos escala 1:10 y se grafica a 1:500. Para la descripción composicional y textural de las rocas siliciclásticas se siguieron los criterios de Folk (1974) y para las rocas carbonatadas se utilizó la clasificación textural de Dunham (1962). Para el tamaño de grano de las rocas se usó la tabla comparativa de Wentworth (1922). Posteriormente se describe el color de las rocas con base en el "Rock Color Chart" preparado por el *Rock-Color Chart Committee*, el cual utiliza el sistema de color Munsell. Para el grado de bioperturbación se tuvo en cuenta la escala de Reineck (1963).

En la descripción se definen las facies sedimentarias (o litofacies) se usó la nomenclatura propuesta por Farrell K.M., et al. (2012) para rocas siliciclásticas y carbonatadas. Consiste en determinar una facies sedimentaria por sus características texturales y luego se complementa con la estructura sedimentaria física o biogénica principal. El código de la facies es independiente de la composición mineralógica de la roca. Luego de definir las facies sedimentarias, por asociación de las mismas y analizada la sucesión vertical y naturaleza de los contactos entre capas, se propone un ambiente de depósito a partir de un modelo depositacional conceptual.

En yacimientos convencionales (arenitas / Calizas) los rasgos texturales, composicionales y las estructuras sedimentarias pueden ser relativamente fácil de diferenciar para establecer las diferentes litofacies. Estas características, son muy útiles al momento de interpretar un ambiente de depositación, sin embargo en las rocas de los YNC (Shale Gas), es un poco más complejo ya que el ambiente y las condiciones hidrodinámicas del medio, son más uniformes lo que da origen a secuencias sedimentarias monótonas y para establecer las diferentes litofacies, es necesario recurrir a herramientas —cuando están disponibles—, como los perfiles de difracción, registros espectrales, tomografías entre otras. Con estas herramientas, se establecen las litofacies de una mineralogía compleja y heterogénea a escalas muy pequeñas (Camero-Diaz-2012). La definición de los mecanismos de depósito de los shales es fundamental para entender como es preservada la materia orgánica (MO). (Wang 2012).

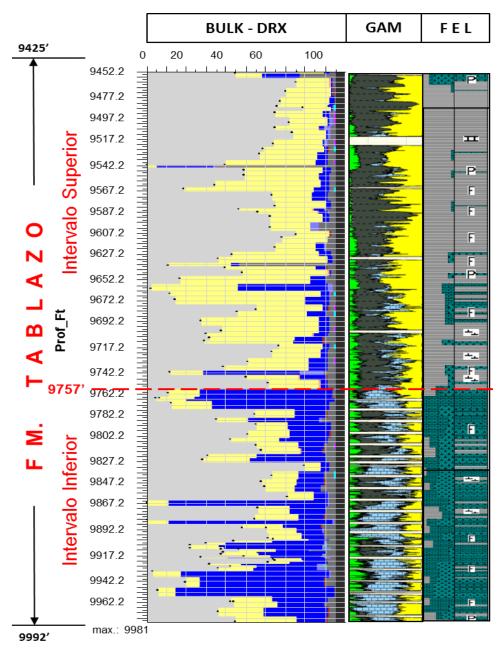
Los núcleos de yacimientos de gas shale a escala Macroscópica se distinguen por presentar texturas (tamaños de grano) y tonalidades uniformes, y las estructuras son difíciles de identificar, lo que marca una diferencia con los yacimientos convencionales (Figura 13). Dos de los factores claves en los Shale Play, son la estimulación por fractura hidráulica para la producción y el contenido y forma de almacenamiento del gas. Estás características están más relacionados con la mineralogía, geomecánica y contenido de MO, que a la estratificación y textura de las rocas como en los yacimientos convencionales (Wang 2012).

Figura 13. Aspecto general de los núcleos de la Fm. Tablazo en el Pozo-1. (9914' 9919'). Salvo ocasionales estructuras diagenéticas como concreciones y "Beef Structures paralelas a la laminación, las características texturales y composicionales son muy uniformes y monótonas.



La Fm Tablazo en el Pozo-1, está presente entre los 9425' y 9992' (Ecopetrol ICP – 2013). Los 567 pies de espesor, corresponden con una sección monótona de arcillolitas, arcillolitas calcáreas y calizas en diferentes proporciones. Con el análisis Bulk por difracción de Rayos X DRX, en conjunto con las curvas de densidad (Rhob) dadas por la tomografía y con el apoyo de los registros mineralógicos de pozo (GAM), se determinó de manera general que la Fm. Tablazo se divide en dos dominios mineralógicos, un intervalo superior (9425'-9755') de carácter más arcilloso y un intervalo inferior (9755'-9992') de carácter más calcáreo. (Figura 14).

Figura 14. Separación de la Fm Tablazo. En el Pozo-1 en dos paquetes. Superior arcilloso e inferior calcáreo. Notar el contraste mineralógico entre el intervalo superior a inferior a 9757'.

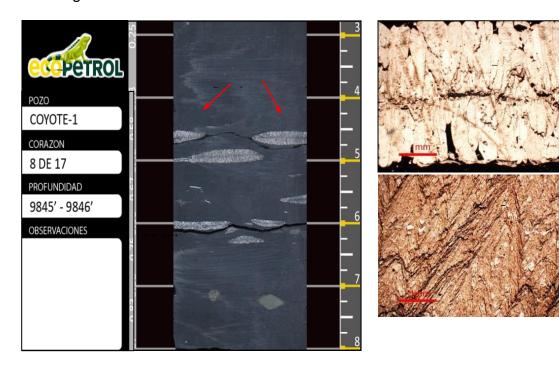


GAM: Gamma Ray Elemental Minerals GEM-CSNG Compensated Spectral natural Gamma FEL: Formation Evaluation Log.

Fuente: Ecopetrol ICP - 2013.

El intervalo superior de la Fm. Tablazo (9425'-9755') de 330 pies de espesor, está caracterizado por presentar un dominio mineralógico arcilloso-silíceo con bajas proporciones de carbonatos (menor al 15%). Litológicamente en orden de abundancia este intervalo superior está representado por litofacies de lodolitas color gris oscuro a negro, arcillosas, siliciclásticas fosilíferas, finamente laminadas, e intercaladas con facies de arcillolitas limosas siliciclásticas fosilíferas con laminación fina y en menor proporción intercalaciones delgadas de calizas tipo Mudstone/Wackestone de bioclastos, El intervalo Inferior (9755'-9992') de 237 pies de espesor, presenta dominio mineralógico calcáreo arcilloso, con baias a moderadas proporciones de sílice (menor del 25%). Litológicamente este intervalo está constituido por litofacies de arcillolitas color gris oscuro a negro, arcillosas, calcáreas, fosilíferas, laminadas finamente, con frecuentes intercalaciones finas y medianas de calizas tipo Mudstone/Wackestone de fósiles y calizas recristalizadas. A lo largo de este intervalo inferior es común la ocurrencia de dos tipos de estructuras diagenéticas denominadas 'cono en cono' (Kowal 2010) y beef structure (Cobbold 2013) desarrolladas paralelas a la laminación con cristales de calcita fibrosa en dirección de crecimiento perpendicular a la misma. Están asociadas a fluidos sobrepresionados y fracturamiento durante la etapa de generación de HC. (Cobbold 2013) Ver Figura 15.

Figura 15. *Beef Structures* (9970') y estructuras Cono en Cono (9850.8'), comunes en el segmento inferior de la Fm. Tablazo en el Pozo-1.



Hecha la descripción a escala 1:50 y graficada la columna a 1:500 (Anexo A), con base en criterios sedimentológicos, mineralógicos (petrografía/DRX y SEM) así como en la repuesta de los registros espectrales y las imágenes de tomografía, se definieron 3 facies dominantes para la Fm. Tablazo (Tabla 10). En la descripción de cada una, se ilustran con fotografías tomadas por Ecopetrol.

Tabla 10. Lista de facies definidas para la Fm. Tablazo en el Pozo-1.

FACIES	NOMENCLATURA	
Α	Arcillolita calcárea fosilífera (C cal-foss)	
В	Caliza mudstone / wackestone fosilífera (MDS/WCK foss)	
С	Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss)	

4.1.1.1 FACIES A (Arcillolita calcárea fosilífera). Arcillolita calcárea de color dark gray (N3), medium dark gray (N4) y medium gray (N5). El grado de bioperturbación en esta facies varia de bajo a moderado. Figura 16.

De forma esporádica se observan en esta facies estructuras sedimentarias físicas de laminación plana paralela y laminación ondulosa. Aparecen conchas de bivalvos, foraminíferos planctónicos, restos de peces (escamas, espinas y vertebras). Localmente restos de crustáceos (tenazas de cangrejos?). De manera sectorizada en el intervalo 9850'-10000' se reconocen amonitas. Además se observan en esta facies estructuras beef, las cuales según Cobbold (2013) están asociadas a fluidos sobrepresionados y fracturamiento durante la etapa de generación de hidrocarburos.

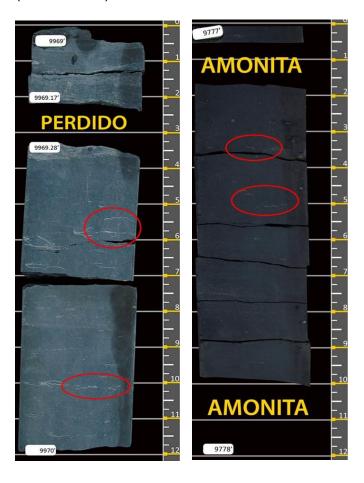
4.1.1.2 FACIES B (Caliza Mudstone/Wackestone fosilífera). Intercalaciones de caliza Mudstone/Wackestone de color dark gray (N3), medium dark gray (N4) y medium gray (N5). Nula a baja bioperturbación. Figura 17.

Localmente en el intervalo 9800'-10000' aparecen láminas de algas y otras láminas finas de calcita. De forma sectorizada en el nivel 9540'-9740' se observan estructuras algáceas laminares.

Figura 16. Facies A. (9958'-9959') láminas de bivalvos, localmente reemplazados en pirita (Py).



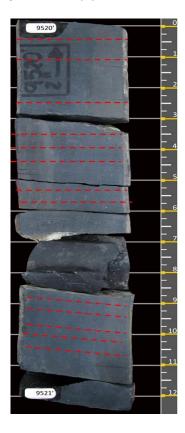
Figura 17. Facies B. Izquierda (9969'-9970') presencia de amonitas (sector medio) y láminas de bivalvos (a la base). Derecha (9777'-9778') conchas de bivalvos.

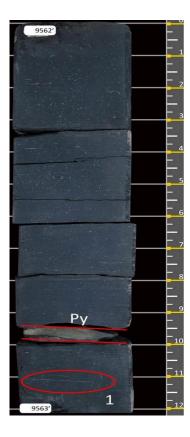


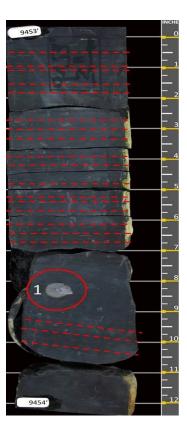
Aparecen en esta facies conchas de bivalvos, foraminíferos planctónicos y fragmentos de peces (vertebras y escamas). Localmente presencia de amonitas; en ocasiones solo se observan las impresiones. De manera sectorizada en el nivel 9740'-9820' aparecen madrigueras no diferenciadas rellenas de pirita. Otro rasgo importante de esta facies es la presencia de estructuras beef. Estas estructuras son asociadas a fluidos sobrepresionados y fracturamiento durante la etapa de generación de hidrocarburos (Cobbold 2013).

4.1.1.3 FACIES C (Lodolita laminada fosilífera). Lodolita de color dark gray (N3) y medium dark gray (N4). En ciertos intervalos la roca es ligeramente calcárea. Nula a baja bioperturbación. Figura 18.

Figura 18. Facies C. Izquierda (9520'-9521') estructuras de laminación plana paralela. Centro (9562'-9563') láminas de pirita (Py) y conchas de amonitas (1). Derecha (9453'-9454') estructuras de laminación plana paralela y amonita piritizada (1). de bivalvos.







En cuanto a estructuras sedimentarias físicas aparecen estructuras de laminación plana paralela y en menor proporción estructuras de laminación ondulosa.

Se observan en esta facies conchas de bivalvos, foraminíferos planctónicos y restos de peces (escamas, vertebras y espinas). De manera sectorizada aparecen pellets, intraclastos y nódulos de pirita. Localmente se observan amonitas y algunos fósiles reemplazados en pirita. En ciertos sectores de los niveles 9540'-9750' y 9820'-10000' aparecen estructuras laminares de algas y esporádicas láminas de tobas.

De forma esporádica se observan madrigueras no diferenciadas de formas redondeadas de hasta 5 mm de diámetro que ocasionalmente aparecen reemplazadas en pirita. Localmente en el intervalo 9540'-9750' aparecen ichnofósiles tipo *Thalassinoides*. También aparecen en esta facies estructuras Beef. Según Cobbold (2013) la presencia de estas estructuras está asociada a fluidos sobrepresionados y fracturamiento durante la etapa de generación de hidrocarburos.

4.1.2 Tomografía

Tomografía viene del griego τομον (tomos) que significa corte o sección y de γραφίς (imago) que significa imagen gráfico (http://es.wikipedia.org/wiki/Tomograf%C3%ADa). La tomografía es la imagen resultante de irradiar una roca y la respuesta corresponde a la atenuación de la energía de los Rayos X en función de la densidad, el número atómico y el espesor del material irradiado. La imagen resultante se da en diversos tonos de gris y cada uno de ellos está directamente relacionado con la densidad promedio del material. Conocida como CT (Computer Tomography), esta técnica tiene la particularidad de no ser destructiva. Usa los Rayos X para tomar sucesivas placas en dos dimensiones (Aprox. 16 por milímetro) que procesadas mediante algoritmos de reconstrucción de imágenes, dan como resultado un volumen tridimensional de un núcleo de roca. Las primeras aplicaciones en geología fueron desarrolladas en los 80's por Colletta et al., 1991; Wellington and Vinegar, 1987. (Josh. 2012).

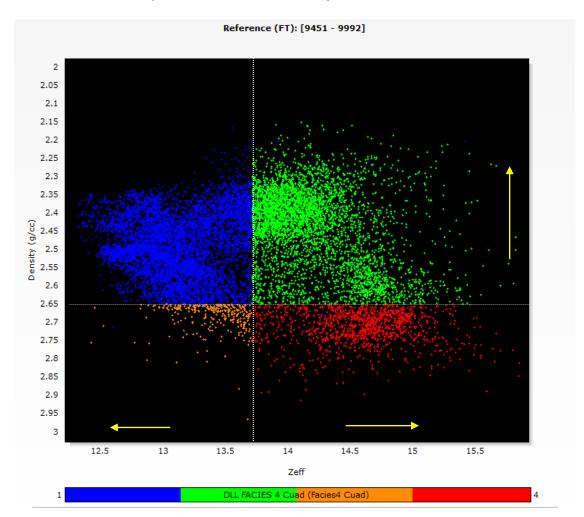
La aplicación del CT Scan (ESCANEO POR TOMOGRAFÍA COMPUTARIZADA) en los estudios de Shales, incluye la visualización de los núcleos en full diámetro para determinar la orientación relativa de la laminación, presencia de fracturas y concreciones entre otros. Una aplicación muy práctica aún con el núcleo aún en la manga de aluminio o acero, es la definición de los puntos para toma de muestras (tapones = Plugs) para diferentes pruebas de laboratorio (porosidad permeabilidad SEM, petrología geoquímica etc) (Josh. 2012).

A partir de Tomografía Computarizada (CT) se hacen medidas directas de las propiedades físicas de las rocas tales como densidad aparente bulk (Rhob = Bulk density), numero atómico efectivo (Zeff) y potencial fotoeléctrico (PEF). Graficados en TechLog ™ (Schlumberger®) en diversas pistas, los perfiles de estos dos parámetros, apoyaron la interpretación sedimentológica y la definición de unidades de roca al interior de la Fm. Tablazo en el Pozo-1.

Un análisis combinado de RhoB y Zeff, permite definir tres Facies principales de roca digital, las cuales son identificadas por colores. La Figura 19 muestra como los datos RhoB y Zeff se grafican para separar la Fm Tablazo en múltiples facies.

En esta formación, el cuadrante de datos con la densidad más baja y el número atómico efectivo más bajo (puntos azules) representa zonas que probablemente tienen las mayores porosidades y/o mayores contenidos de kerógeno. En las unidades con litologías arcillosas dominantes, las facies identificadas a partir del cálculo del RhoB y el Peff representan las variación en las cantidades Silicatos y Carbonatos (N° Atómico), así como variaciones en el contenido de TOC y porosidad. (Densidad).

Figura 19. Grafica (Cross Plott) de Densidad aparente (RhoB) Vs número atómico efectivo (Zeff). Los cuadrantes superiores tienen menores densidades. Los inferiores, hacia la izquierda son más silíceos y hacia la derecha, más calcáreos.



Otra Propiedad física de las rocas derivada de las tomografías es el PEF (potencial fotoeléctrico) y como cada mineral tiene un potencial fotoeléctrico (PEF) específico, este es un indicador de la mineralogía. (Walls. 2012). El potencial fotoeléctrico (PEF) es derivado de la relación: (ANH-Ingrain.2012) Zeff = 10 * (PEF)1/3.6.

La Importancia de estos parámetros (RhoB) y el PEF calculados a partir de imágenes de tomografía, es la alta resolución que no dan los registros tomados en pozo. La Tabla 11 lista los PEF de algunos minerales comunes.

Tabla 11. Listado del Potencial Fotoeléctrico de alguno minerales comunes.

MINERAL	FACTOR FOTOELECTRICO PEF		
Cuarzo:	1.81		
Dolomita:	3.14		
Calcita:	5.08		
Feldespatos Na:	2.86		
Anhidrita:	5.05		
Halita:	4.65		
Illita:	3.45 - 3.55		
Caolinita:	1.83 - 1.84		
Montmorillonita:	2.04 - 2.3		

FUENTE:

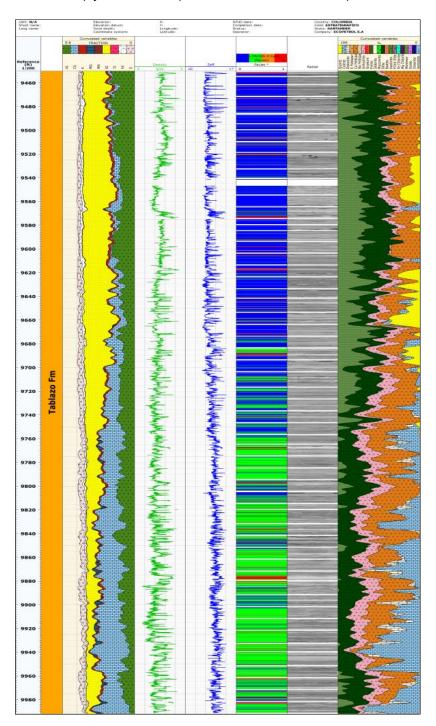
HTTP://WWW.ENERGIA.GOV.AR/CONTENIDOS/VERPAGINA.PHP?IDPAGINA=825.

Los valores medidos de Rhob y Zeff en cada imagen obtenida por CT del núcleo, son promediados y graficados en profundidad. De acuerdo al Coss Plott de la Figura 19, es asignado un color que permite visualizar los diferentes tipos de roca (Facies) como se ve en el perfil de la Figura 20. Detalle en el Anexo H.

4.1.3 Respuesta a Registros de Pozo (Espectrales)

Registros de pozo son útiles en la caracterización de yacimientos. En Gas Shale, respuestas altas del Gamma Ray usualmente están en función del kerógeno presente en las rocas. Altas resistividades pueden indicar altas saturaciones de gas y bajos valores del Bulk Density pueden ser ocasionados por el contenido de arcilla y kerógeno. (Torres 2013).

Figura 20. Resultado de la Tomografía hecha al núcleo de roca de la Fm Tablazo. Se observa en la columna central, clara la diferenciación del segmento superior (dominio del color azul) y el inferior (dominio del color verde). Ver detalle Anexo I.



La radiación que emiten de las rocas, elementos como el Torio, Uranio y Potasio, es medida y graficada en registros de pozo llamados espectrales. La sumatoria de las emisiones de estos tres elementos, da como resultado el registro litológico de Rayos Gamma Totales (Total Gamma Ray). Adicional a los registros citados, se validó la respuesta de las rocas a registros resistivos profundos, el RHOB y Porosidad Neutron (NPHI), así como las relaciones de los espectrales Thorio / Uranio (Th / U Ratio = TURA) y Thorio / Potásio (Th / K Ratio= TPRA). Las anteriores registros, fueros graficados en el software Techlog™ de Schlumberger® en diferentes pistas (Tracks) ver Anexo I, donde se visualiza y se hace el análisis junto con otras herramientas para establecer intervalos con potencial de producción de gas en el marco de un yacimiento no convencional tipo Gas Shale.

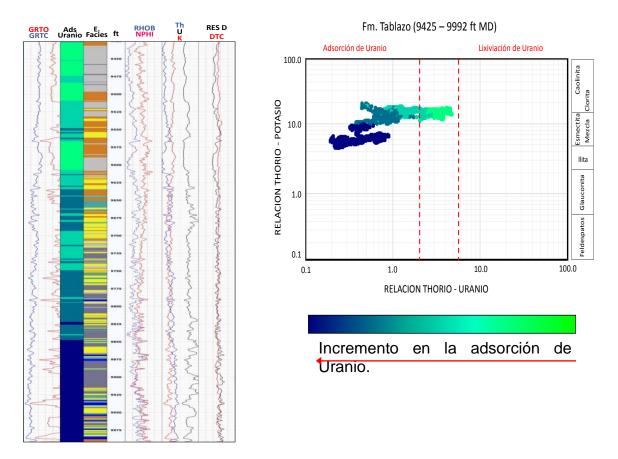
La evaluación de los registros mencionados, soportó la interpretación sedimentológica y la definición de los intervalos prospectivos. Los registros de pozo usados en este documento, fueron tomados por la empresa Halliburton®.

4.1.3.1 Registros Espectrales. Las relaciones espectrales Thorio / Uranio (TURA) y Thorio / Potásio (TPRA) fueron ploteadas en un gráfico cruzado. En la Figura 21 se puede identificar las condiciones asociadas a la adsorción del Uranio por parte de la Materia Orgánica en el ambiente sedimentario. Valores inferiores a 2 en el eje X (Th/U Ratio), indican condiciones que promueven el depósito de uranio en el sistema y se asocia con ambientes marinos por lo tanto, a menor valor, mayor la profundidad del depósito. (Adams & Weaver, en Doveton 1958).

La distribución de los valores de TH/U en la Fm. Tablazo indica que la parte inferior fue depositada en medios sedimentarios de mayor profundidad que la parte superior (Tonos azules oscuros, track 2). La adsorción de Uranio es menor en la medida que se asciende estratigráficamente (Tonos Verdes claros) y según el grafico cruzado (Cross Plott) de la Figura 21, no se evidencian zonas de lixiviación de uranio correspondientes a zonas de ambientes someros. De lo anterior se concluye que los sedimentos que dieron origen a la Fm. Tablazo en los tiempos del Aptiano/Albiano, fueron acumulados en ambientes marinos profundos.

El contenido de Uranio en los sedimentos, puede correlacionarse con el contenido de materia orgánica y a su vez con el contenido de TOC, por lo tanto, el potencial de la Formación Tablazo para generación de gas, es mayor en la parte inferior (9850 – 9992 ft) seguido de la parte media (9625 – 9850 ft). Los datos de los registros de pozo en formato .LAS, se presentan en el Anexo F

Figura 21. Distribución de litotipos mediante el gráfico cruzado RHOB-NPHI (Derecha).



4.1.4 Ambiente de Depósito

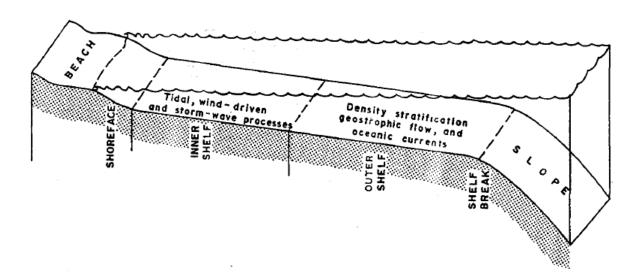
Morales (1958) describe en esta formación calizas fosilíferas de textura gruesa de color gris azuloso y margas limosas (calizas arcillosas) no laminadas. Les asigna una edad Aptiano Superior a Albiano Inferior y las interpreta como depositadas en un ambiente nerítico superior a nerítico medio, coincidiendo con lo planteado por Julivert, 1968.

Para los tiempos del depósito de la Fm Paja, cesó un episodio de subsidencia a comienzos del Aptiano y se inicia el depósito de sedimentos de plataforma media a externa correspondientes a la Fm. Tablazo, Interpretada como una fase regresiva correspondiente a la finalización del evento progradacional de muy baja frecuencia (Ecopetrol, 1998 – Cooper, 1995). Lo anterior concuerda con la disminución progresiva del contenido de TOC hacia el tope de la Fm Tablazo, donde se da un máximo de A/S y se inicia la profundización de la cuenca, que alcanza su máxima expresión el Albiano medio. (Fm Simití).

En el Pozo-1, hacia la base de la Fm. Tablazo, entre 9886-9931' se reportan valores promedio de TOC 9,3%, Ya que en condiciones anóxicas hay mayor preservación de la MO, lo anterior podría indicar una máxima superficie de inundación. Hacia el tope, en las palinofacies definidas (ver: Numeral 4.3.2 PETROGRAFÍA ORGÁNICA), domina la Materia Orgánica Amorfa (MOA) con escasas liptinitas, indicando una mezcla de kerógeno tipo II y III, sugiriendo condiciones más proximales, pero aún con marcada influencia marina marcada por la presencia de dinoflagelados y foraminíferos (FTL=Foraminíferos Test Lining) asociados con ambientes marinos someros (Bombardiere y Gorin, 1998).

De acuerdo con las características sedimentológicas (laminación, bioperturbación), contenido fósil (foraminíferos, amonites, lamelibranquios y restos de peces) junto con la combinación de las palinofacies y las curvas de TOC / GR, permite interpretar un paleoambiente depositacional para la Fm. Tablazo, que correspondería a un medio marino de aguas tranquilas de una plataforma media, que se hace progresivamente más somera hacia el tope, donde inicia un profundización que termina el Albiano medio (Fm Simití).

Figura 22. Ambiente marino de plataforma. Se muestran cada una de las subdivisiones de la plataforma continental.

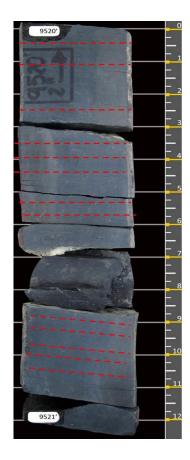


Fuente: Boggs. (1987).

La plataforma continental es la región subacuática que va desde la línea de costa hasta cerca de los 200 metros de profundidad donde hay un cambio brusco del ángulo de inclinación – shelf break – (Reineck & Singh, 1980). La dinámica de las plataformas es compleja, interactúan muchas corrientes de diferente tipo y origen (Posamentier & Walker, 2006). Una plataforma mixta (*carbonate-clastic environment*) ocurre generalmente en aguas poco profundas y está compuesta de una mezcla de calizas, areniscas y lodolitas (Nichols, 2009).

Para el intervalo analizado del Pozo-1 se observa alternancia de rocas carbonatadas de la facies Caliza Mudstone/Wackestone fosilífera (MDS/WCK foss) con rocas siliciclásticas de las facies Arcillolita calcárea fosilífera (C cal-foss) y Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss).

Figura 23. Estructuras sedimentarias Pozo-1. Laminación plana paralela que indican condiciones de bajo régimen hidrodinámico. Facies Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss).



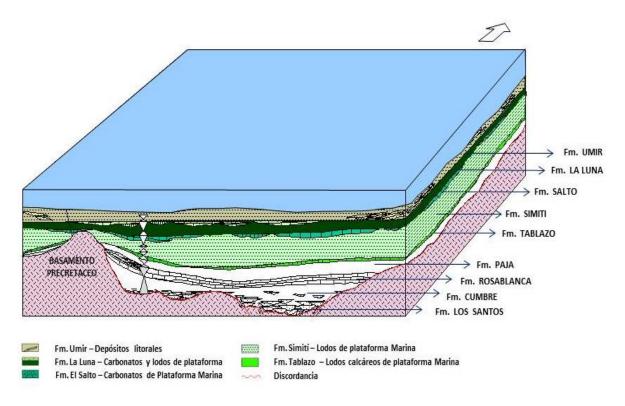
Emery (1952, 1968b) en Reineck & Singh (1980) distingue los siguientes tipos de sedimento en plataformas continentales modernas: detrítico, biogénico, volcánico, autigénico (fosfatos y glauconita). En el Pozo-1, hacia la base (9755'-9992') predomina de sedimento de origen biogénico con mineralogía calcáreo-arcillosa representada por la asociación de facies caliza Mudstone/Wackestone fosilífera (MDS/WCK foss) y Arcillolita calcárea fosilífera (C cal-foss). Hacia el tope (9425'-9755') predominan los sedimentos de origen detrítico con mineralogías arcilloso-silíceas caracterizadas por la facies Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss). El predominio de estas facies caracterizan lo que acá se denomina informalmente como Intervalo Superior e Inferior de la Fm Tablazo. (Ver Figura 14).

Al tope, (9425'-9757') predomina la facies siliciclástica Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss) que indica condiciones más proximales en la plataforma. Según Reineck & Singh (1980) el grado de bioperturbación en el ambiente de plataforma puede ser altamente variable lo cual se visualiza en las distintas facies del Pozo-1 donde el grado de bioperturbación varía de nulo a moderado. La principal fuente de lodo es la carga en suspensión de los ríos, la cual recorre la región costera y luego se deposita en la plataforma (Reineck & Singh, 1980). Otra fuente de sedimento es la meteorización subacuática de materiales blandos y duros (Reineck & Singh, 1980); esta actividad depende de organismos que hacen madrigueras como las identificadas en el intervalo superior del Pozo-1 que son de formas subredondeadas de hasta 5 mm de diámetro, presentes en la facies Lodolita laminada fosilífera (M lam-foss).

En el intervalo inferior, predomina la asociación de facies carbonatadas y en el superior la asociación de facies siliciclásticas; que se mezclan en variadas proporciones a través de toda la Fm. dan alternancias de lodolitas, lodolitas calcáreas y eventualmente de calizas. En una plataforma mixta los cambios de depósito entre carbonatos y no-carbonatos son el resultado de variaciones en el aporte de material terrígeno el cual a su vez es causada por cambios climáticos periódicos de condiciones húmedas / secas o por fluctuaciones del nivel del mar (Nichols, 2009).

El diagrama de la Figura 24 es un modelo que ilustra cómo sería el depósito de las formaciones del cretáceo medio/superior en el VMM.

Figura 24. Ambientes de sedimentación de las Formaciones Tablazo, Simití, la Luna y Umir.



Fuente: Modificado de: ECOPETROL – ICP 1998. Evaluación regional de plataforma en el VMM.

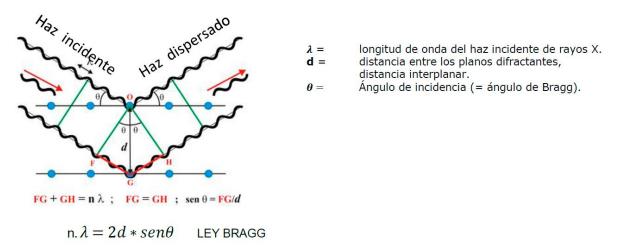
4.2 MINERALOGÍA

Junto con la Geomecánica y la Geoquímica, una buena caracterización mineralógica es fundamental en el proceso de evaluación de un prospecto para Gas Shale. Tres técnicas disponibles en los Laboratorios del ICP se integran para definir las características mineralógicas de las rocas de la Formación Tablazo en el Pozo-1. La Difracción de Rayos X (DRX) que define esencialmente la composición y establece la proporción de las arcillas, la Petrografía Convencional que clasifica las rocas con la textura y la composición y la Microscopía Electrónica (SEM) que define la microtextura y geometría poral a nivel nanométrico.

4.2.1 Difracción de Rayos X (DRX)

La difracción de Rayos X es una técnica analítica precisa para identificación y cuantificación de minerales basada en la dispersión de rayos X generada por un sistema cristalino en direcciones y ángulos específicos, cuando es impactado por un haz de electrones emitidos por un tubo de rayos X (radiación electromagnética), encargado de generar radiación con una longitud de onda específica, que depende de la composición del ánodo (Cr, Fe, Co, Cu, Mo, Ag). Los átomos dispersan la radiación incidente en todas direcciones y en algunas de ellas, los rayos dispersados estarán en fase llamada constructiva y por tanto se refuerzan mutuamente para formar rayos difractados que son aquellos que cumplen con la ley de Bragg que es Ecuación fundamental de la Difracción de RX Ver Figura 25.

Figura 25. La Ley de Bragg establece la condición esencial que debe cumplirse para que ocurra la difracción: La diferencia de caminos recorridos entre los frentes de ondas OF y OH ha de ser un número entero de veces la longitud de onda.



Fuente: http://museovirtual.csic.es/csic75/laboratorios/lab3/img/ley_bragg.jpg

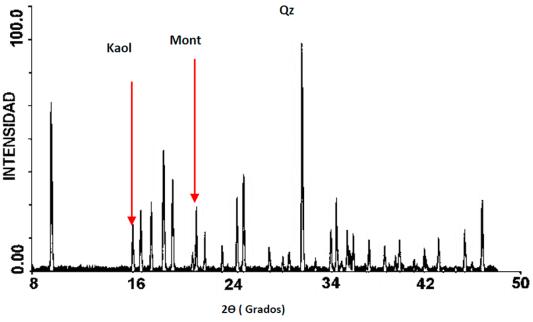
Esta técnica permite conocer la composición de los materiales cristalinos, es decir aquellos materiales sólidos cuyos elementos constitutivos (átomos, iones o moléculas) se repiten de manera ordenada, paralela y cuya distribución en el espacio es periódica cristales en términos de fases cristalinas, sin incluir material amorfo.

Por tanto, un cristal está formado por la repetición de agrupaciones atómicas paralelas entre si y a distancias repetitivas especificas formando una red cristalina, donde la porción del espacio cristalino con menor volumen y mayor simetría se denomina celda unitaria.

La técnica de difracción más utilizada para la caracterización mineralógica utiliza el método de Polvo o de muestras policristalinas, que consiste en muestras que contienen una gran cantidad de pequeños cristales que adoptan aleatoriamente todas las orientaciones posibles, donde algunos planos de la celda unidad de un cristal particular, estarán orientados, por casualidad para cumplir con la ley de Bragg para la reflexión.

El difractómetro utilizado para esta técnica es el difractómetro de polvo y se basa en la utilización de una radiación monocromática (λ conocido) y en la desorientación de los distintos cristales que forman la mezcla (polvo), se obtiene un perfil que refleja las distintas fases cristalinas que la componen y su orientación preferente. La Figura 26 ilustra el perfil de difracción o difractograma; consta de una serie de máximos de intensidad distribuidos en función de los valores angulares. Convencionalmente, usa como detector de rayos x un detector de centelleo.

Figura 26. Perfil típico de Difracción de Rayos X consta de una serie de máximos de intensidad distribuidos en función de los valores angulares 20.



Fuente: Web Scielo - Chile, 2014.

Por DRX se conoce la composición en términos de fases cristalinas, tomando como 100% el total de las fases detectadas. Los difractogramas para las muestras de la Fm Tablazo, fueron obtenidos en el Laboratorio de DRX del ICP con un Difractómetro de Rayos-X marca Siemens D500, con lámpara de Cu y monocromador de grafito. Para la interpretación se usó el Software Diffrac Plus, con base en los materiales de referencia de la JCPDF (Joint Committee Powder Diffraction Files - International Centre for Diffraction Data, ICDD2.) que es una colección de modelos de difracción de RX que contiene tablas con las diferentes distancias interplanares. Los análisis de DRX, se hacen bajo dos modalidades: Roca Total o bulk y Fracción arcilla con partículas de tamaño menor a 2 µm.

El análisis bulk describe de manera global la mineralogía de la roca total; se hace sin ningún tratamiento químico en muestra pulverizada en mortero de ágata y con distribución de partículas al azar (montaje desorientado).

El análisis de la <u>fracción menor de 2 micras</u> caracteriza los filosilicatos que se concentran en partículas con éste tamaño; se realiza por centrifugado para separar tamaños de partículas y se fundamenta en la Ley de Stokes. Inicialmente las muestras se disgregan, luego se eliminan los minerales cementantes y la MO para así obtener la arcilla presente en la muestra.

Para identificar los grupos de arcillas presentes, se obtienen tres difractogramas. Ver Figura 27.

Difractograma 1. N = Normal (línea color verde). La arcilla suspendida en agua se deja secar para permitir reforzar las reflexiones basales (00l) de las arcillas y obtener un espectro de DRX orientado.

Difractograma 2. C = (línea color azul). Etilen Glicolada, moléculas orgánicas ocupan las posiciones interlaminares de las Esmectitas o arcillas expandibles para aumentar las distancias basales.

Difractograma 3. F = (línea color rojo). Calentamiento de la muestra a 550° C, Destruye la estructura cristalina de las Caolinitas. Permite la diferenciación del grupo Caolinitas-Cloritas y algunos interestratificados.

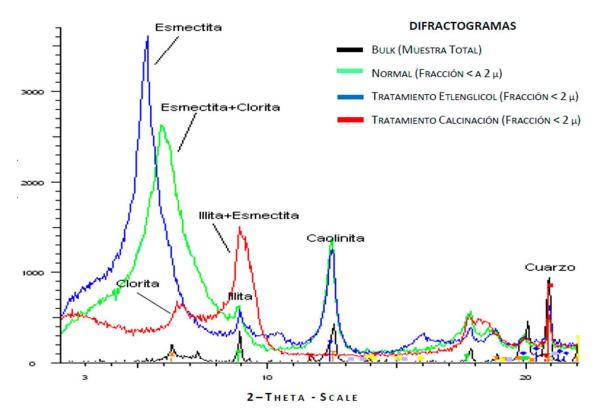


Figura 27. Perfil de difracción de diferentes arcillas.

Fuente: Ecopetrol 2014.

- **4.2.1.1 Resultados DRX.** La Formación Tablazo en el Pozo-1, se caracteriza por presentar principalmente cuatro (4) tipos de mineralogías definidas por DRX: Detalle de mineralogía por DRX; Anexo B.
 - 1. Arcillosa rica en Cuarzo,
 - 2. Arcillosa,
 - 3. Cuarzosa-Arcillosa y
 - 4. Mineralogía Calcárea-Arcillosa,

La concentración de minerales en promedio para la Formación Tablazo es:

- ☐ Minerales arcillosos (29-77%),
- ☐ Cuarzo (8-47%) y
- ☐ Carbonatos (<45%). Calcita y trazas de Dolomita Férrica y Siderita.

En menor proporción, en esta formación se encuentran una variedad de mineralogías, las cuales presentan un mayor aporte del material calcáreo, Ver Tabla 12.

Adicionalmente, se observa minerales accesorios tales como Feldespatos sódicos o Plagioclasas, Apatito y Sulfuro de Hierro tipo Pirita, donde cada uno de ellos, en general, no supera contenidos del 10% en peso, a excepción de los horizontes 9541.5' y 9638', los cuales presentan mineralogías atípicas con predominio de Sulfuros de Hierro (FeS2) tipo Pirita y Marcasita (dimorfo de la Py) que alcanzan 60% y 48% en peso respectivamente.

Tabla 12. Tipos de mineralogía por DRX presentes en el intervalo 9452.24-9981 Ft del Pozo-1.

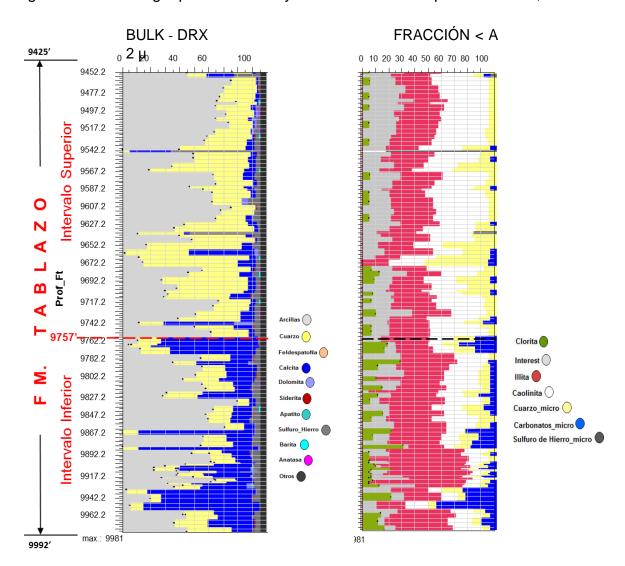
		0	10	20	30
Tipo de Mineralogía	%	<u> </u>			
Mineralogía Arcillosa rica en Cuarzo	24		\rightarrow	\rightarrow	
Mineralogía Arcillosa	19		$\overline{}$	_	
Mineralogía Cuarzosa-Arcillosa	14		$\overline{}$		
Mineralogía Calcárea-Arcillosa	12		\Rightarrow		
Mineralogía Calcárea	8		=		
Mineralogía Mixta	7		- -		
Mineralogía Cuarzosa	4				
Mineralogía Cuarzosa rica en Minerales arcillosos	4				
Mineralogía Calcárea rica en Minerales arcillosos	3				
Mineralogía Calcárea-Cuarzosa	3				
Mineralogía Arcillosa rica en Carbonatos	1	þ			
Mineralogía calcárea rica en Cuarzo	1	þ			

Fuente: ECOPETROL S.A. 2013 (e)

La Figura 28 muestra las proporciones en profundidad, a la izquierda del Bulk; donde se observa la clara separación en los segmentos superior e inferior de la Formación y a la derecha la fracción menor de 2 micras donde se caracterizaron los minerales arcillosos que corresponden principalmente a Caolinita, Illita e Interestratificados de Ilita/Esmectita, (con predominio la primera) y en menor proporción clorita. En el intervalo superior, dominan la caolinita y los interestratificados de illita/esmectica, mientras que en el inferior domina la illita y disminuyen los e interestratificados y la caolinita.

Mineralógicamente en la Formación Tablazo se observan intercalaciones entre zonas con altas concentraciones de minerales arcillosos y zonas con altas concentraciones de carbonatos. El cuarzo tiende a disminuir con la profundidad asociado al aumento de carbonato. La Illita y Caolinita presentan contenidos similares hacia el tope del intervalo analizado, mientras hacia la base se revela predominio de la Illita. Los interestratificados (Illita/Esmectita con predominio de capas micáceas) se presentan en baja proporción y son inferiores al 20% en peso dentro de la fracción arcilla.

Figura 28. Mineralogía por DRX. Bulk y fracción menor a 2 µ. Fm Tablazo, Pozo-1.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2013 (e)

4.2.2 Petrología

Cincuenta y cinco (55) secciones delgadas (SD) de roca fueron preparadas y analizadas en el los laboratorios el ICP utilizando la metodología del Laboratorio de Procesamiento de Muestras Geológicas de ECOPETROL-ICP. Se usó un microscopio petrográfico de luz transmitida marca Nikon-Labophot-Pol.

Las muestras se impregnaron al vacío con resina epóxica roja fluorescente para facilitar la identificación de la porosidad/microfracturas y posteriormente fueron pulidas con carburo de silicio hasta un espesor de 30 [µm]. La SD's sin cubreobjeto, fueron expuestas a una solución de cobalto-nitrito de sodio para la tinción de los feldespatos potásicos y una de rojo de Alizarina y Ferrocianuro Potásico para la diferenciación de carbonatos de calcio de acuerdo a su contenido de hierro.

La determinación de los componentes mineralógicos y la definición de sus proporciones así como la textura, se hizo mediante método de conteo de ± 300 puntos en cada SD. Se definió la composición de la parte terrígena y de los elementos carbonatados (aloquímicos y ortoquímicos) y se establecieron los procesos diagenéticos dominantes. Por otro lado, se determinaron los parámetros texturales propios de la fábrica de rocas finogranulares como orientación de las partículas, detalles de la laminación, heterogeneidades verticales entre los más destacados.

Petrográficamente la Fm. Tablazo se tiene rocas hibridas que son una mezcla en diferentes proporciones de fracción terrígena (lodos principalmente) y carbonatos. Para su clasificación se tomó como base la nomenclatura propuesta por Folk, (1974) según los diagramas ternarios (Aloquímicos-Ortoquímicos-Terrígeno). Ver Figura 29. Las rocas con más del 90% de carbonato, (ortoquímicas y aloquímicas puras, fueron clasificadas según Dunham (1972). Así mismo, se contó con las clasificaciones de Folk (1974) para las rocas finogranulares. Las anteriores clasificaciones se completaron con la propuesta por Embry & Klovan (1971). Las tablas detalladas con los resultados del análisis petrográfico textural y composicional para rocas siliciclásticas, mixtas y calizas son presentadas en el Anexo C.

El término PETROFACIES tiene amplio significado en la literatura, frecuentemente es usado en términos composicionales para areniscas y conglomerados asociados a modelos de proveniencia de sedimentos. Otros estudios se refieren principales características petrográficas de calizas y lodolitas. (De Ros 2007). En este documento, el término aplica al conjunto de rocas con características texturales composicionales y diagenéticas similares dadas por un ambiente sedimentario particular lo que significa que tienen una génesis común.

Figura 29. Clasificación de rocas híbridas (mixtas) en diagrama ternario de Folk 1974.

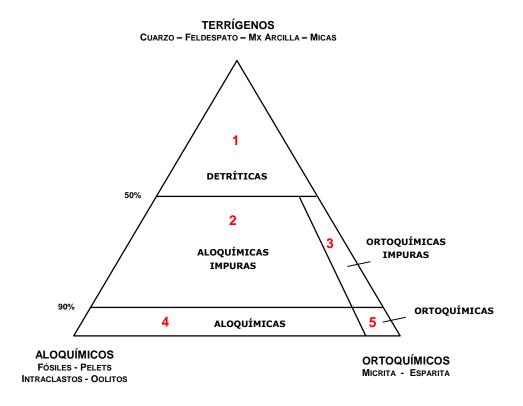


DIAGRAMA TERNARIO PARA CLASIFICACIÓN DE ROCAS HÍBRIDAS

Fuente: Folk, 1974.

4.2.2.1 Petrografía Convencional Formación Tablazo. La mayoría de las rocas son de textura lodosoportada y presentan una matriz de tamaño arcilla no diferenciada petrográficamente y que ocupa entre el 60 y 80% de la roca (de allí su nombre de arcillolitas). En la mayoría de los casos las arcillolitas son ricas en materia orgánica y probablemente contenga cristales de carbonato. Flotando en la matriz se observan fragmentos de fósiles (aloquímicos) y algunos detritos, particularmente granos de cuarzo tamaño limo. Se definieron para esta Formación, tres (3) petrofacies denominadas como se menciona en la Tabla 13.

Tabla 13. Nomenclatura de las petrofacies definidas para la Fm. Tablazo en el Pozo-1.

PETROFACIES	SIGLA	DENOMINACIÓN
1	Acm - Acml	Arcillolitas masivas y arcillolitas moderadamente laminadas, con alto contenido de materia orgánica
2	Acl - Meal	Arcillolitas bien laminadas y Mudstone esparítico arcilloso laminado, rico en materia orgánica, con presencia de microfósiles y venillas de carbonato
3		Venas de Carbonato de Calcio

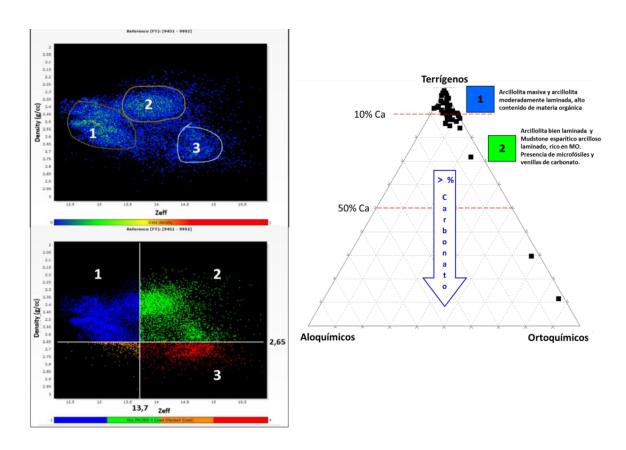
En total son descritas 55 secciones delgadas del núcleo, encontrándose diferencias significativas en la mineralogía de las rocas finogranulares que constituyen los segmentos superior e inferior de la formación Tablazo (Tabla 1).

La descripción petrográfica de las muestras de la formación Tablazo ha sido realizada teniendo en cuenta las propiedades mineralógicas y texturales de cada roca, agrupadas estas en facies sedimentológicas que reflejan comportamientos depositacionales y petrofísicos similares, evidenciados durante los análisis de rutina tales como tomografía y análisis mineralógico por difracción de rayos X.

La integración de las descripciones sedimentológicas con la tomografía permite definir la presencia de al menos dos facies características que componen la Formación tablazo, diferenciables entre sí por la relación de minerales de arcilla versus carbonatos. Además, la influencia de procesos hidrotermales que afectaron las rocas del Miembro Tablazo inferior durante las etapas tardías de la diagénesis (telogénesis), propende la incorporación de carbonato de calcio en el sistema a través de microfracturas abiertas que son posteriormente rellenadas; lo que aumenta la densidad de estas rocas a la vez que aumenta su fragilidad, ver Figura 30.

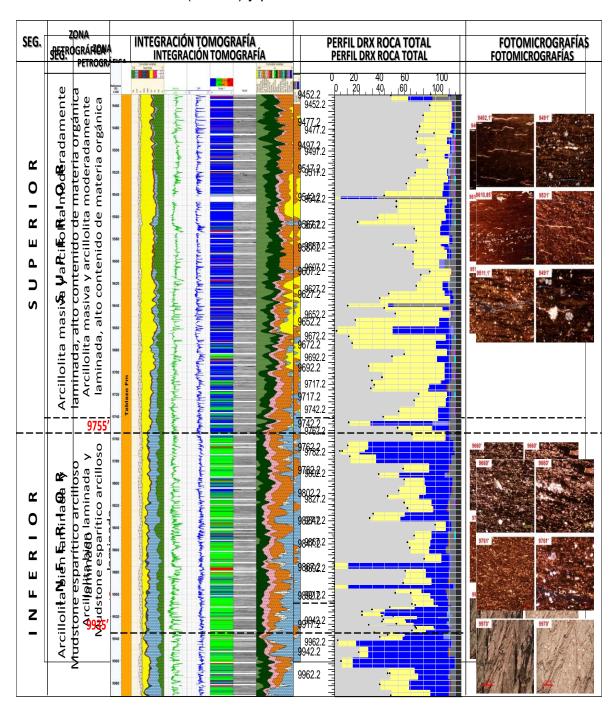
Por medio de la tomografía se pueden identificar al menos tres facies. Las rocas de mayor arcillosidad y mayor contenido de materia orgánica (facies 1 en azul), se pueden diferenciar por tener una densidad menor a 2,65 [g/cc]. Las facies de mayor fragilidad son aquellas con un mayor contenido de carbonato de calcio y pirita (facies 2 en color verde), diferenciables por tener números atómicos mayores a 13,7 [Zeff]. La facies 3 se presenta como una variación de la facies 2 cuyo contenido de carbonato de calcio es excesivo producto de la incorporación de calcita cristalina como relleno de venillas en la roca, posiblemente producto de actividad hidrotermal tardía. Figura 30.

Figura 30. Distribución de la densidad de la roca por tomografía y diagrama de clasificación composicional de las rocas de la formación Tablazo en el Pozo-1



De acuerdo a los perfiles de número atómico y densidad obtenidos por medio de la tomografía, se observa que la Formación tablazo superior está constituida por rocas de baja densidad, muy arcillosas y a su vez ricas en materia orgánica. La parte inferior de la Formación Tablazo, exhibe un leve aumento en el contenido de carbonatos, bien sea a manera de micrita constituyendo la matriz de la roca y dominando sobre la fracción arcillosa, o a manera de microfósiles y venillas rellenas de calcita (Figura 30 y 31). La petrografía también revela que hacia la parte más basal del Tablazo inferior, por debajo de los 9935 [pies], se acentúa el tamaño y frecuencia de las venas de calcita, indicando mayor grado de fracturamiento (ver Figura 31).

Figura 31. Esquema que muestra la diferenciación de la Formación Tablazo en dos miembros. El segmento superior está caracterizado por una facies de arcillolitas masivas a débilmente laminadas, con alto contenido de arcilla y materia orgánica; mientras que el miembro inferior muestra un leve incremento en el contenido de carbonato (micrita) y presencia de venillas con relleno de calcita.



4.2.2.2 Petrofacies

◆ Petrofacies 1: Arcillolitas Masivas y Arcillolitas Moderadamente Laminadas, con Alto Contenido de Materia Orgánica [ACM - ACML]

Esta facies constituye casi exclusivamente toda la sección superior de la Formación Tablazo. Corresponde desde el punto de vista textural a arcillolitas masivas a moderadamente laminadas, cuya laminación es discontinua, definida por microbandas de filosilicatos orientados, a veces con proporciones ínfimas de sílice autigénica microcristalina que se alternan con la matriz. La fracción arcillosa en esta facies constituye entre un 70-95% del total de la roca y se observa de color marrón oscura, a causa del alto contenido de materia orgánica. Así mismo es posible encontrar en la matriz contenidos medios (Tr-8%) de sílice autigénica microcristalina dispuesta en flóculos o lentes concordantes con la laminación (Figura 32).

Las partículas de aloquímicos (Tr-8%) se pueden observar dispersos por la matriz o como agregados de microfósiles dispuestos a manera de lentes concordantes con la laminación, son principalmente foraminíferos uniseriales y biseriales con tamaños de hasta 0,07 mm de diámetro, reemplazados por micrita y con sus cámaras rellenas ya sea por calcita o por materia orgánica, y en menor proporción rellenos de sílice microcristalina o pirita.

Otros aloquímicos menores que ocurren en cantidades traza son tasmanites, fragmentos de bivalvos y placas de equinodermos mal preservados (Figura 32).

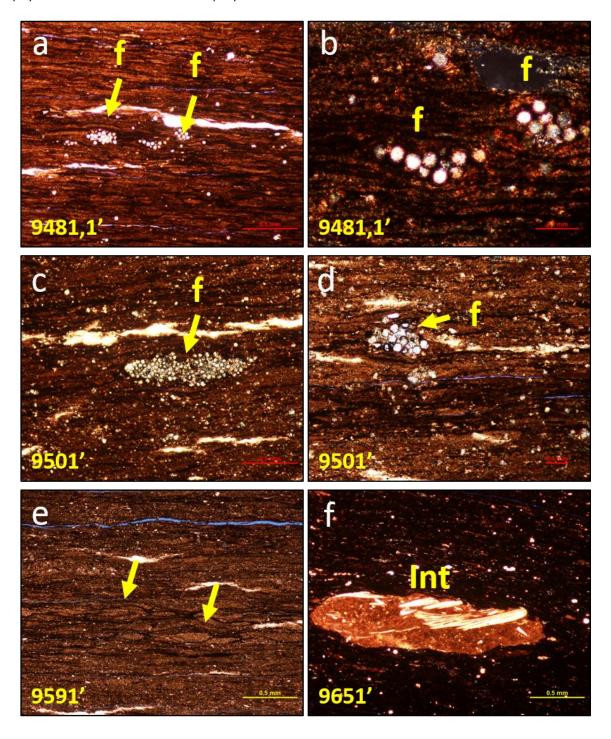
Como materiales ortoquímicos (2-12%) se presentan en forma de flóculos o parches orientados según la laminación importantes contenidos de sílice autigénica microcristalina (1-3%), además de contenidos variables de micrita y calcita espar; así como también menores cantidades de dolomita y ankerita en cristales rombo-euhedrales diseminados en la matriz.

El componente terrígeno de tamaño limo está casi ausente en esta petrofacies, con esporádicas ocurrencias de granos de cuarzo detrítico tamaño limo en muy bajas cantidades (Tr-2%).

Como minerales accesorios (Tr-13%) se presentan cristales de pirita autigénica diseminados en la matriz.

La porosidad de las muestras de ésta petrofacies es esencialmente secundaria, producida por microfracturas (Tr-3%) de perfil sinuoso orientadas según la laminación, algunas parcialmente rellenas por carbonato o materia orgánica.

Figura 32. Aspecto textural de las facies de arcillolitas masivas y arcillolitas laminadas. Obsérvese la laminación de los silicatos de la matriz y la disposición en lentes concordantes con la laminación de los agregados de microfósiles (f), micrita (m) e intraclastos calcáreos (Int).



 Petrofacies 2: Arcillolitas Bien Laminadas y Mudstone Esparítico Arcilloso Laminado, Rico en Materia Orgánica con Presencia de Microfósiles y Venillas de Carbonato [ACL – Meal]

En la tomografía esta facies observa un marcado aumento en el contenido de carbonato de calcio. Petrográficamente estas rocas muestran un leve aumento en el contenido de componentes calcáreos, principalmente de origen micrítico diseminados en la matriz o a manera de conchas de bioclastos y venillas de calcita, (Figura 31).

En las arcillolitas laminadas, la matriz es de dominio arcilloso (67-91%), color marrón oscuro a causa del alto contenido de materia orgánica; observándose interlaminada con menores proporciones de lodo calcáreo (Tr-7%).

Por otra parte están las calizas ortoquímicas impuras (Folk 1974), caracterizadas por presentar un aumento en el contenido de carbonatos. En estas rocas, la matriz es dominantemente de naturaleza calcárea (micrita 23%-80%), acompañada por proporciones variables de materia orgánica y arcilla (8%-66%). Muy localmente en cantidades traza ocurren dolomita en cristales rombo-euhedrales y sílice autigénica microcristalina, (ver Figura 33).

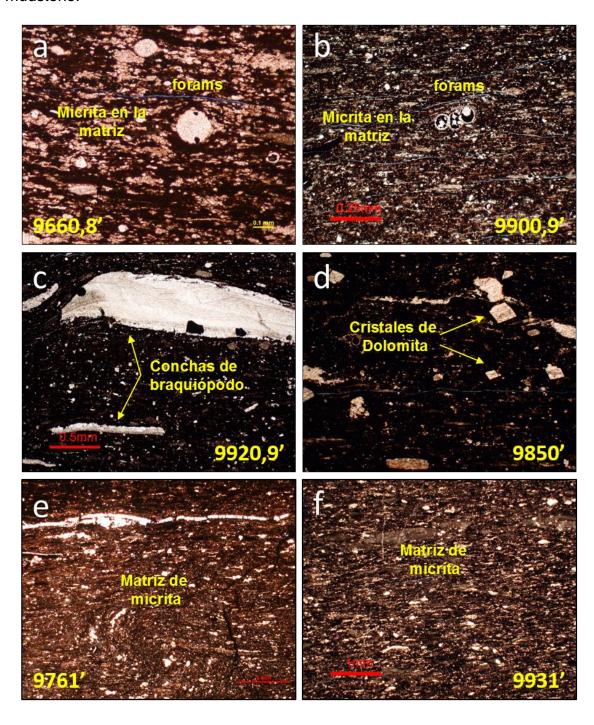
Los componentes aloquímicos (1-8%) son principalmente foraminíferos uniseriales y biseriales, y en menores cantidades fragmentos de braquiópodos, bivalvos y equinodermos de hasta 4 mm de diámetro, los cuales están mal preservados y reemplazados por carbonato y pirita. Los foraminíferos están siendo reemplazados por micrita y presentan sus cámaras rellenas ya sea por carbonato ferroso, no ferroso, materia orgánica o pirita, (ver Figura 33).

El componente terrígeno (Tr-2%) es menor que en las facies de arcillolitas masivas y moderadamente laminadas, se compone únicamente de granos cuarzo detrítico tamaño limo hasta arena muy fina.

Como minerales accesorios (Tr-1%) se presenta cristales de pirita autigénica diseminados en la matriz y esporádicamente formando agregados framboidales; así como también material orgánico bituminoso rellenando microfracturas, además ocurre glauconita en cantidades traza.

La porosidad en esta petrofacies es secundaria (2-11%) generada por microfracturas abiertas, la mayoría de estas de origen natural (Tr), sin embargo, se observa una alto número de microfracturas que a pesar de tener un posible origen inducido, representan el comportamiento frágil de estas rocas.

Figura 33. Aspecto composicional y textural de la facies de Arcillolitas calcáreas y Mudstone esparítico. (A y B) muestran arcillolitas con láminas de micrita, (c y d) corresponden a variados bioclastos y otros aloquímicos presentes en cantidades bajas en la roca. (e y f) corresponden a las calizas ortoquímicas impuras tipo mudstone.



Petrofacies 3. Venas de Carbonato de Calcio

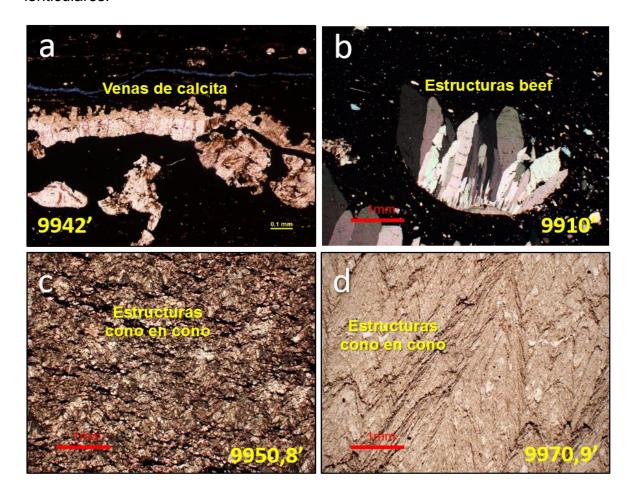
Ésta petrofacies no posee equivalencia con ninguna facies sedimentológica, sino que obedece en realidad a un conjunto de venillas rellenas de cristales granulares elongados de carbonato de calcio que debido a su gran tamaño ocupan grandes áreas de la roca, haciendo que en la sección delgada, y ante los análisis de tomografía y difracción de rayos equis, parezcan tener la misma respuesta mineralógica como lo harían rocas de composición calcárea.

Estas zonas de alto contenido de carbonato cálcico están estrechamente relacionadas con la petrofacies 2; es decir, aparecen encajadas en las arcillolitas calcáreas laminadas y los mudstone arcillosos, tal vez debido a que por el alto contenido de carbonato, estas rocas fueron más susceptibles de fracturarse durante la telogénesis, favoreciendo la incorporación de fluidos ricos en carbonato producto del hidrotermalismo (Figura 34). La mayoría de venas evidenciadas en estas rocas de la sección basal son de tipo antitaxial, caracterizadas por una apertura y relleno rápidos, que genera cristales alargados de calcita con dirección de crecimiento desde las paredes de la roca encajante hacia el centro de la fractura, dando lugar a la creación de un borde de sutura central (Passchier et al., 2005), lo que permite identificarlas fácilmente.

Por otra parte, las muestras 9950,8 [pies] y 9970,9 [pies] están compuestas por masas de calcita las cuales fueron sometidas a procesos de presión/solución que generaron una fuerte recristalización y deformación del carbonato presente en las venillas y en la matriz de la roca, viéndose generada la presencia de estilolitos y otras estructuras de deformación microscópicas de plegamiento conocidas como estructuras 'beef' y estructuras 'cono en cono' (Figura 34). Sobre las superficies internas de cada cono, en estilolitos y en microfracturas, es común encontrar materia orgánica bituminosa y mosaicos de carbonato recristalizado, además entre los planos de microfracturas se observan cristales de pirita autigenica en cantidades traza.

La porosidad en esta petrofacies es nula, pues la microfracturas naturales en su mayoría está rellenas por material orgánico o por cristales de carbonato. Sin embargo se pueden llegar a presentar en cantidades traza microfracturas inducidas abiertas.

Figura 34. Los efectos de la telogénesis en las rocas del segmento inferior de la Fm. Tablazo. (A) El hidrotermalismo ocurrido durante las etapas tardías de la diagénesis ha rellenado con cristales alargados de calcita las microfracturas presentes. Otros tipos de estructuras de deformación y con relleno de calcita son las estructuras 'Beef' (b) y las estructuras 'cono en cono' (c y d); las cuales difieren de las venas por que no presentan morfologías tabulares, sino que son de formas lenticulares.

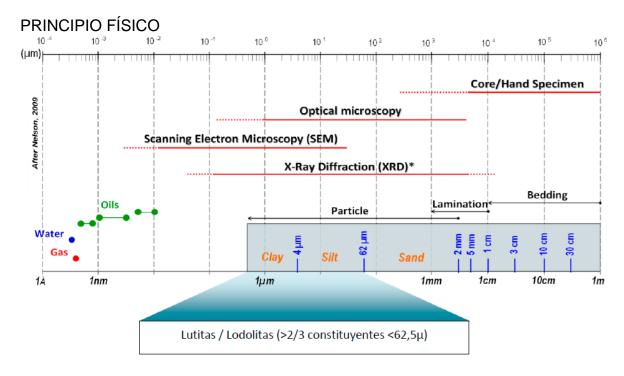


4.2.3 Microscopía Electrónica SEM

Observar imágenes con grandes ampliaciones y en tres dimensiones es posible mediante la microscopía electrónica de barrido MEB, conocida por sus siglas inglesas como SEM (Scanning Electron Microscope). En lugar de un haz de luz, el SEM usa un haz de electrones (aceleradores) de alta energía; la interacción electrón-muestra, cuando los electrones incidentes impactan la muestra, genera

señales que incluyen electrones secundarios, que son los electrones extraídos de la superficie de la muestra y se denominan retrodispersados o backscattered electrons; estos son detectados por lentes basadas en electroimanes que miden la cantidad e intensidad de electrones devueltos por la muestra. La respuesta es convertida en una imagen digital que suministra información morfológica-topográfica de la muestra El área analizada abarca entre 1 cm a 5 micras de ancho y se pueden adquirir imágenes en escala de grises, con ampliaciones entre 20 y 30.000 aumentos y con una resolución espacial de 50 a 100 nanómetros (1 nm = 10-9 m = 10-3 μ) Ver Figura 35.

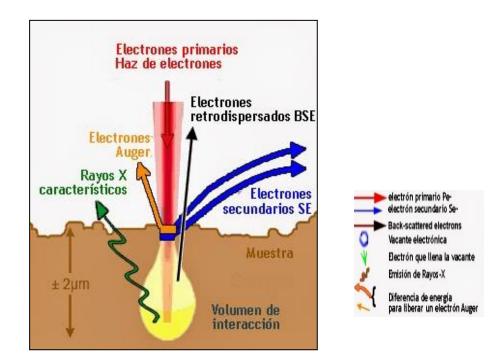
Figura 35. Relación de las magnitudes de las unidades de medida desde el metro hasta las unidades Amstrong. Se observa el rango de medidas que puede "ver" el Microscopio Electrónico.



Fuente: Modificado de Machalá 2011 y Nelson 2009.

Para que la muestras puedan ser leídas por un SEM, se requiere que sean conductoras y para esto se recubren con una película de carbono o de oro. Las imágenes generadas pueden ser complementadas con lectura del espectro de la abundancia relativa de elementos, dado por una sonda EDX (Energy Dispersive X-Ray Analysis) Figura. 36. En la Industria del Petróleo en áreas como Petroquímica, Materiales y particularmente en Petrología, en el ICP, ha tenido gran desarrollo en la parte de nano tecnología, particularmente en la caracterización de nanoporosidades en shales. (Ecopetrol ICP. 2014 a).

Figura. 36. Esquema de la Interacción de los electrones con la muestra.



Fuente: http://science.howstuffworks.com/scanning-electron-microscope2.htm.

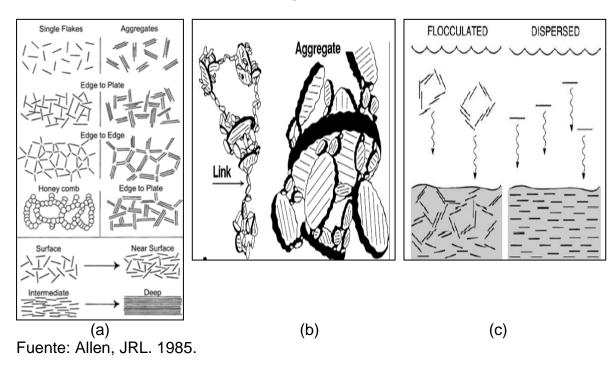
La Microscopia Electrónica de barrido (SEM), permite realizar observaciones a nivel micro y nanométrico de la superficie de diversos materiales en particular rocas y minerales. En una caracterización estructural y mineralógica en un SEM se define Textura, la Geometría poral, donde se determina el tamaño y distribución de los poros así como se establece la distribución de minerales y se define su composición elemental con la sonda EDX. (O'Brien.1990) Los análisis para las muestras del Pozo-1, se hicieron en un Microscopio Electrónico LEO 1450VP y el detector de rayos Oxford™.

Para rocas tipo sello o finogranulares los criterios a tener en cuenta al momento de los análisis son:

- 1. Presencia o ausencia de aglomerados de arcilla.
- 2. Compactación.
- 3. Microlaminación.
- 4. Contenido de microporosidad y grado de alteración.

Dependiendo de la forma como se aglomeran las partículas o láminas de arcilla, los aglomerados pueden ser cara-cara es decir apilamiento basal de láminas; cara- borde, o sin morfología definida cuando no es posible distinguir láminas individuales. Los aglomerados de arcilla pueden sufrir procesos de compactación por efecto de la carga litostática, como resultado de ello, la morfología final observada no permite distinguir de manera individual las láminas de arcilla ni su forma de apilamiento (ver Figura 37) (O'Brien.1990).

Figura. 37. Esquemas que ilustran la diferentes formas de floculación de las arcillas y el efecto de la carga litostática después del depósito. (c) Disposición de los filosilicatos al interior de un fóculo. ()



En rocas ricas en arcilla pero con presencia de otros minerales en diversos tamaños el efecto de la compactación puede dar lugar al plegamiento de las capas arcillosas adaptándolas a la forma de los granos de tamaño mayor, es así como la microlaminación está determinada entre otros aspectos por el proceso de sedimentación. En ambientes tranquilos el depósito se da según la dirección de orientación preferencial y la roca exhibe textura laminar en todas las escalas, en ambientes de mayor energía del medio, las rocas arcillosas por lo general no presentan laminación es decir su microtextura es al azar (masiva). Ambientes de moderada energía, generan texturas intermedias, que se denominan seudolaminadas, en estos casos los apilamientos cara-cara solo se pueden

distinguir a escala micro. La alteración de las arcillas, posterior al enterramiento, da lugar a variaciones de la morfología de las láminas principalmente en sus bordes mostrando apariencia de hojas secas, que en algunos casos genera microporosidad. En general se establece la disposición de las arcillas dentro de la roca y su relación con el sistema poral. Todos estos parámetros, definen un tipo de roca con unas propiedades petrofísicas particulares.

4.2.3.1 Resultados Microscopia Electrónica de Barrido – SEM

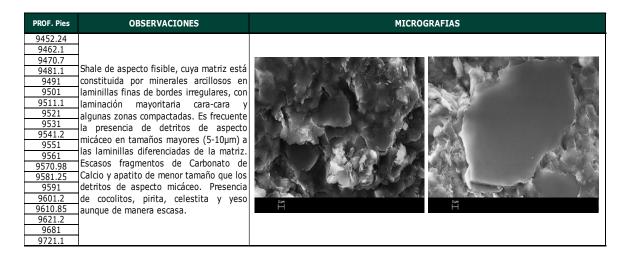
El área de Microscopia Electrónica de Barrido (SEM) del ICP, se llevaron a cabo 55 análisis en muestras de roca del Pozo-1 Formación Tablazo, donde por sus características microtexturales y mineralógicas predominantes en cada muestra permitieron llevar a cabo una clasificación de cuatro (4) grupos. Ver Tablas 14, 15, 16, 17 y 18. Los análisis se realizaron en un equipo Quanta FEG 650 que lleva acoplado un EDAX Ametex Génesis Apex 4 que usa detectores de electrones retrodispersados y en modo secundario.

La Tabla 14 lista las muestras de la Formación Tablazo a las cuales se les hicieron pruebas de microscopía electrónica de barrido y separa los cinco (5) grupos definidos. El Anexo D, contiene detalles y micrografías de cada una de las muestras listadas.

Tabla 14. Listado de profundidades en las cuales se hizo SEM a muestras de roca. Pozo-1.

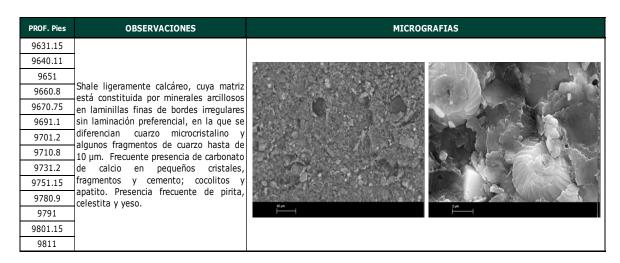
Anexo D-1	Anexo D-2	Anexo D-3	Anexo D-4	Anexo D-5
9452.24	9561	9670.75	9780.9	9950.8
9462.1	9570.98	9681	9791	9660.9
9470.7	9581.25	9691.1	9801.15	9770.9
9481.1	9591	9701.2	9811	9980.9
9491	9601.2	9710.8	9921	9990.9
9501	9610.85	9721.1	9330.8	
9511.1	9621.2	9731.2	9840.3	
9521	9631.15	9741.2	9850.8	
9531	9640.11	9751.15	9860.7	
9541.2	9651	9761.15	9870.84	
9551	9660.8	9771	9881.5	
			9890.8	
			9900.9	
			9910.9	
			9920.9	
			9331.8	
			9942.55	

Tabla 15. Grupo 1: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.



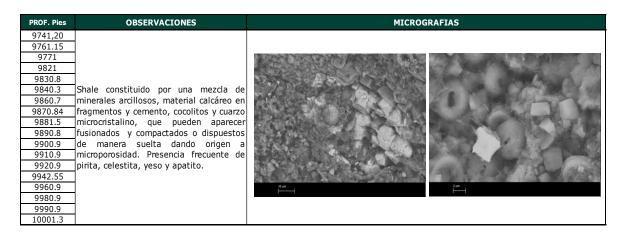
Fuente: Laboratorio de Microscopia ICP-2013- Informe 10003235 ID0146 T67 13 0074.

Tabla 16. Grupo 2: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.



Fuente:39_Laboratorio de Microscopia ICP-2013- Informe 10003235 ID0146 T67 13 0074.

Tabla 17. Grupo 3: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.



Fuente: Laboratorio de Microscopia ICP-2013- Informe 10003235 ID0146 T67 13 0074.

Tabla 18. Grupo 4: Descripción por medio de SEM de la Formación Tablazo del Pozo-1.

PROF. Pies	OBSERVACIONES	MICROGRAFIAS	
*9850.80	Shale calcáreo en el que el carbonato de calcio está en cristales de diferente tamaño y fragmentos. Abundantes		
9931.8			
9950.8	cocolitos y frecuentes cristales de apatito. Escasa presencia de celestita, yeso.		
9970.9		<u>;</u>	

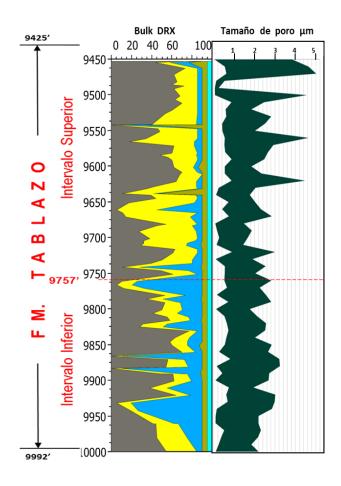
Fuente: Laboratorio de Microscopia ICP-2013- Informe 10003235 ID0146 T67 13 0074.

La caracterización realizada por SEM a la roca, permite observar de tope a base una transición desde shale fisible de matriz arcillosa con poco contenido de carbonato de calcio, pasando a un shale conformado por una mezcla de arcilla rica en carbonato de calcio presente como diminutos cristales de calcita y bioclastos indiferenciados. Adicionalmente se observan cocolitos de algas y cuarzo microcristalino.

En todo el set de muestras que conforma la columna, es común la presencia de minerales tipo celestita, yeso, apatito y pirita este último en forma de cristales octaédricos y framboidales, sin asociación a ningún grupo en particular. En algunas profundidades se observa la presencia de foraminíferos constituidos por carbonato de calcio, material orgánico y organoporos.

A cada muestra se le realizó una serie de mediciones de poro donde se pudo definir un rango que va del orden de los nanómetros a micrómetros, predominando el rango comprendido entre 0.4 µm y 2.6 µm (400 y 26.000 nm) en la mayoría de las muestras analizadas. Ver Figura 38. (Ecopetrol ICP. 2013 b).

Figura. 38. Bulk por DRX (pista izquierda) vs Rango de tamaños de poro medidos por SEM (pista derecha). Los mayores tamaños de poro están asociados al Segmento superior de la Fm Tablazo.



Fuente: Ecopetrol ICP-2013 b.

4.3 GEOQUÍMICA ORGÁNICA

En un proyecto de evaluación de potencial de producción de gas/oil en shales son definitivos los análisis de Geoquímica Orgánica. Con el objetivo de caracterizar la Fm. Tablazo en el Pozo-1, se realizaron en laboratorios del ICP, análisis geoquímicos para definir la riqueza orgánica y establecer la calidad y madurez de la MO, así como determinar los contenidos de gas. Desde laa década de los 50's se entendió que existía un potencial para que los shales orgánicos pudiesen ser un sistema petrolífero en el cual la misma roca que genera hidrocarburo lo almacene y funcione de sello (sistema petrolífero no convencional) (Jarvie, 2005).

4.3.1 Pirolisis Rock-Eval y Carbono Orgánico Total

La pirolisis *Rock-Eval* es usada para estimar el potencial de petróleo de una roca sedimentaria mediante el calentamiento de muestras en un sistema de pirolisis abierta bajo condiciones no-isotermales. Los hidrocarburos liberados son medidos con un detector de ionización de llama (FID). El método es completado con la combustión (oxidación) de la roca residual recobrada después de la pirolisis hasta 850°C en aire artificial (N₂/O₂; 80/20). Durante la pirolisis y la combustión, el CO y el CO₂ liberados son monitoreados mediante una celda infrarroja. (Ecopetrol ICP 2011).

Como resultado de la pirolisis *Rock Eval* se obtienen parámetros directos medidos (S1, S2, S3 Tmax) y parámetros calculados como el Índice de Producción (PI), el Índice de hidrógeno (HI), el Índice de Oxígeno (OI) y el Carbono Orgánico Total (COT = TOC): La Tabla 19, describe brevemente el significado de los parámetros citados y la Tabla 20 muestra los Índices de producción y el estado de madurez de una roca. Ver data de Geoquímica: Anexo E

Las pruebas se hicieron en un determinador de carbón LECO C-230. Las muestras son secadas a 40°C durante 24 horas, pulverizadas en un mortero y tratadas con ácido hidroclorhídrico para remover carbonatos. Se realizaron 346 análisis de pirolisis *Rock Eval*, los cuales según Espitalié et al., 1977, son útiles para la caracterización de la roca generadora. Para tal fin se utilizó un dispositivo Rock-Eval 6 Turbo. En cada uno de los casos, una alícuota de 60mg de muestra triturada fue calentada inicialmente a 300°C por 3 minutos bajo una atmosfera de N₂. Durante este paso, los hidrocarburos libres y los adsorbidos por la muestra son volatilizados, medidos y representados con el pico S1. Después, se aumenta la temperatura a 650°C a una taza de 25°C/min y los hidrocarburos termogénicos desarrollados desde el kerógeno, son registrados con el pico S2 y son una función del tipo de MO en el sedimento. La temperatura de máximo rendimiento de hidrocarburos S2 durante el calentamiento programado es el Tmax, que es una medida de la madurez térmica del kerógeno (Peters, 1986).

Tabla 19. Principales parámetros geoquímicos y su significado.

Parámetro	Estado
S 1	HC liberados durante la fase isotérmica a 300°C. Representa los hidrocarburos libres contenidos en la roca.
S 2	Cantidad de HC liberados entre 300° y 650°C Representa los HC resultantes del cracking de la MO sedimentaria.
S 3	Corresponde al CO y CO2 producidos durante la pirolisis y la combustión de la roca.
T Max	Temperatura a la cual ocurre la máxima liberación de HC durante la pirolisis Rock Eval. Coincide con el tope del pico S2. Tmax es un parámetro de madurez que es dependiente del kerogeno.
H I = S2 x100/TOC	Índice de Hidrogeno. Es la razón entre el S2 (en mg HC/g roca) y el carbono orgánico total (TOC en gr.). El HI es una medida de la riqueza de hidrogeno de la roca, y cuando el tipo de kerogeno es conocido puede ser usado para estimar la madurez de la roca.
O I = (S3/TOC) x 100	Índice de Oxigeno. Es la razón entre el S3 (en mg CO2/g roca) y el TOC (en gramos). Este parámetro mide la riqueza de oxigeno de una roca y puede ser junto con HI para estimar la calidad y la madurez termal. El OI no es confiable en rocas con alto % de carbonatos. Altos valores de índice de oxigeno (>50 mg/g) son característicos de HC inmaduros.
PI= S1/(S1+S2)	Índice de Producción es la relación entre los HC ya generados y el potencial de HC derivados de la Pirolisis Rock- Eval. Bajos valores de PI indican Inmadurez o MO sobremadura, y altos valores de PI se trata der rocas maduras o contaminada con HC migrados o aditivos del lodo.
тос	La cantidad de carbono orgánico (TOC) se determina sumando el carbono pirolizado y el carbono residual. El carbón pirolizado se calcula de: i) Los compuestos de hidrocarburos liberados en el pico S1 y S2, ii) El CO2 liberado durante la pirolisis hasta 500°C y iii) El CO2 liberado durante la pirolisis hasta los 400C

Fuente: Adaptado de Ecopetrol ICP 2011.

Tabla 20. Valores del IP (Índice de producción) y estado de madurez de la roca.

PI	Estado	
< 0.01	Roca inmadura	
0.10 a 0.25	Madurez temprana	
0.25 y 0.4	Roca madura	
> 0.4	Estado de madurez tardío	

Fuente: ECOPETROL ICP. 2013 (c

La etapa final de la Pirolisis Rock-Eval implica la oxidación y combustión de la materia orgánica residual a 650 °C, donde los compuestos que contienen el oxígeno producido durante la fase del craqueo del kerógeno (CO₂), se miden en una celda de infrarrojos y es reportado como el pico S3.

4.3.1.1 Caracterización Geoquímica. Por las características geoquímicas observadas para la Fm. Tablazo (Pozo-1) se establece un potencial de generación de gas. Se tiene un TOC 5% wt promedio, y según los análisis de Palinofacies, la MO que predomina es asociada a un kerógeno tipo II/III; se reconoce MO amorfa y fitoplancton marino) asociados principalmente a kerógeno tipo II (Tyson, 1995; Steffen Gorin, 1991; Ercegovac & Kostie, 2006), pero por su alteración termal, se asocian a kerógenos tipo III a partir de la interpretación de experimentos de pirolisis.

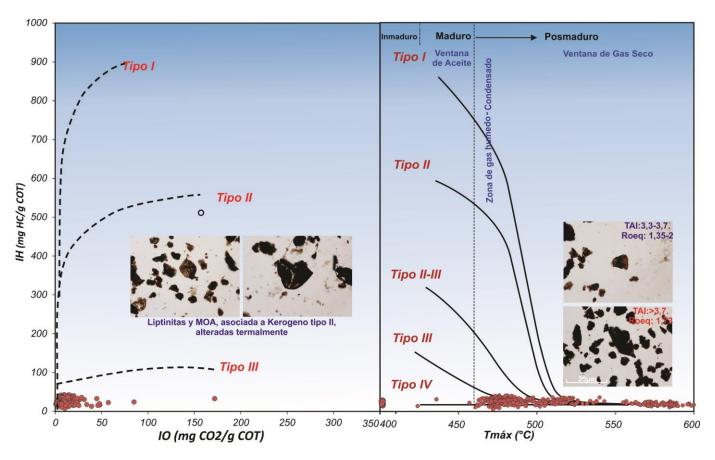
Los valores de alteración termal, asociados al Tmax son de 508°C en promedio, con un VRo equivalente de 1,99 en promedio, por lo tanto cumple con lo expresado por Jarvie, et al, 2007 quien dice que una madurez por encima de 1,3%Rr es necesaria para que sedimentos ricos en MO contribuyan a generar acumulaciones de gas termogénico y esta madurez se da en la mayoría de las rocas de esta formación.

4.3.1.2 Calidad de roca y Madurez Termal. Se evaluaron 346 muestras para TOC, pirólisis RE VI y 20 muestras de petrografía orgánica (Palinofacies y Reflectancia de la Vitrinita), con el fin de valorar la calidad de la MO y su alteración termal. Los valores de IH< 50 mg HC/gr. TOC, representados en el diagrama Van Krevelen (Figura 4) muestran que el kerógeno para la Fm. Tablazo es Tipo IV, indicando que ya no poseen potencial para la generación de HC, sin embargo, no refleja el tipo de kerógeno original debido a la alta evolución térmica de la Fm., la cual alcanza la ventana de gas seco. En la Figura 39 se muestran fotomicrografías de macerales asociados a kerógenos tipo II/III los cuales reflejan la avanzada madurez termal. En los análisis de TOC, se cuantifica el contenido de carbono después de eliminar por acidificación, el carbono inorgánico presente en carbonatos; la prueba se realiza por combustión de la muestra, evaluando el carbono (CO₂) con un detector de absorción infrarroja.

La Formación Tablazo en el Pozo-1 (9452.2'-9991'), permite interpretar a partir de los datos analizados con los experimentos de pirolisis, varios intervalos (A-B-C-D-E-F y G), con características geoquímicas diferenciables. Ver Tabla 19 y Figura 40. Los intervalos fueron demarcados teniendo en cuenta principalmente fluctuaciones en los valores de TOC, IH, S2, TMax, así como el Índice de producción – IP.

Hacia la base de la columna desde los 9991,9' hasta los 9631' (intervalos A, B, C y D) se presentan los mejores valores de TOC (6,4% en promedio) y de S2 (1,4 mgHC/g roca en promedio), pero a su vez es el intervalo con mayor alteración termal representado por Tmax promedio de 530°C, lo cual indica que las rocas están en ventana de generación de gas seco. Ver Tabla 21 y Figura 39. Se destaca el intervalo B (9886-9931') donde se reportan valores de TOC que en promedio son del 9,3% pero que alcanzan hasta 16,38% (9916'), lo cual podría indicar la máxima superficie de inundación de la Fm. Tablazo en el Pozo-1. Este intervalo (B), tiene muy buen potencial de generación de hidrocarburo según Peters, 1986; Peters & Cassa, 1994. (Ver Figura 40). En dicho intervalo se reportan valores promedios de S2 de 2 mgHC/g roca, valores de IH de 20.9.

Figura 39. Diagramas Van Krevelen para los resultados de la pirolisis Rock Eval para la Fm. Tablazo (Pozo-1). Los valores de Índice de Hidrogeno (IH) son muy bajos, mostrando que solo tiene potencial para la generación de gas seco. El tipo de kerógeno asociado es IV, pero se puede ver que por análisis de petrografía orgánica los macerales permitirían interpretar un kerógeno asociado tipo II/III el cual por su alta alteración termal, perdió todo su potencial de generación.



Fuente: Ecopetrol 2013 c.

Figura 40. Variación estratigráfica de los diferentes parámetros obtenidos a partir de los análisis de TOC y de Pirolisis Rock Eval. Se establecen siete intervalos denominados de base a tope con las letras A, B, C,D, E, F y G. Estos intervalos son demarcados a partir de las fluctuaciones de los diferentes parámetros geoquímicos.

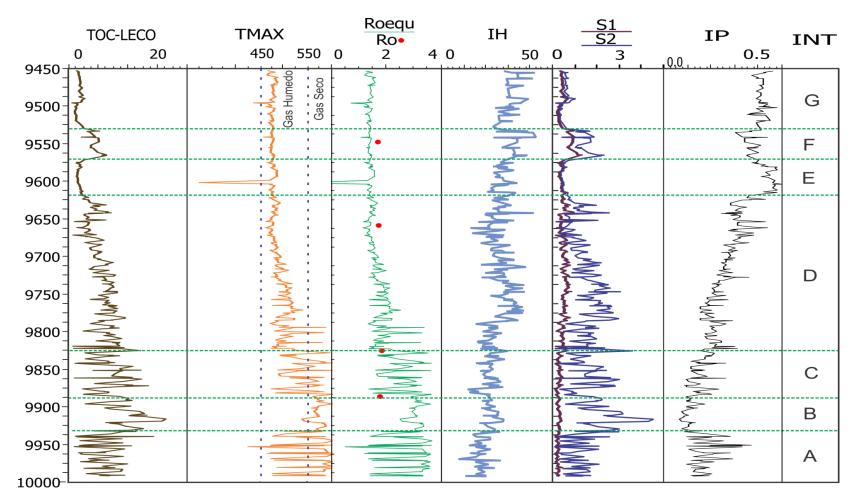


Tabla 21. Intervalos con características geoquímicas similares delimitadas teniendo en cuenta las fluctuaciones en el TOC, el S2 y el IH. Los intervalos se describen de base a tope con las letras A, B, C, D, E, F y G.

-												
	Tope	Base	Espesor (ft)	TOC- LECO	TMAX	S1	S2	S3	HI	OI	PI	OSI
	9452,2	9529,0	76,8	1,4	474,2	0,3	0,5	0,2	32,3	21,0	0,4	G
	9531,0	9565,0	34,0	4,3	473,9	0,8	1,5	0,4	33,5	9,5	0,4	F
	9571,0	9628,0	57,0	1,8	474,7	0,3	0,5	0,2	27,2	13,7	0,4	Е
	9643,0	9825,0	193,0	5,1	486,9	0,5	1,4	0,4	27,1	8,5	0,3	D
	9828,0	9883,3	55,3	7,2	550,3	0,2	1,5	0,3	20,1	5,6	0,1	С
	9886,0	9931,0	45,0	9,3	571,7	0,2	2,0	0,5	20,9	6,1	0,1	В
	9931,8	9991,9	60,1	5,4	554,7	0,2	1,0	0,4	17,0	9,2	0,2	Α

Desde los 9628' hasta el tope formacional a los 9452,2' (intervalos E, F y G) se reporta una disminución en los valores promedios de TOC (2,5 % frente a 6,5% del intervalo 9991- 9631') y de S2 (0,8 mgHC/g roca frente a 1,4 mgHC/g roca del intervalo 9991-9631') así como un incremento en los valores promedios de IH los cuales para este intervalo son del orden de 31 frente a 22,4 del intervalo inferior (9991-9631'). Los valores de Tmax para este intervalo disminuyen, presentando valores promedios de 474°C, asociado a la ventana de generación de gas húmedo, lo cual estaría soportado por índices de productividad (IP) superiores a los observados hacia la base de la columna donde son menores, al parecer debido a la alta alteración termal sufrida por la roca. Tabla 21 y Figura 40.

En el intervalo F (9531-9565'), se reporta un pico de S2 (Promedio =1,5mgHC/g roca) comparado con valores de 0,5mgHC/g roca para los intervalos inferior y superior (F y H respectivamente) además se reporta un aumento del TOC en este intervalo (4,3%) lo que podría indicar otra superficie de inundación para el tope de la Formación Tablazo.

4.3.2 Petrografía Orgánica. Reflectancia de la Vitrinita y Análisis Visual de Kerógeno

Para evaluar el potencial de rocas reservorios estima máxima temperatura a la que estuvo sometida en el subsuelo y así establecer la madurez térmica alcanzada por la roca. La petrografía orgánica permite establecer el tipo de MO y estimar el nivel de la madurez de la roca, lo cual se realiza mediante el AVK (Análisis Visual del Kerógeno) y Reflectancia de la Vitrinita.

El kerógeno es la materia orgánica presente en las rocas sedimentarias; es insoluble en solventes orgánicos y se deriva de la degradación de restos de plantas superiores y bacterias. Los tipos de kerógeno son definidos con base en sus propiedades ópticas y composición elemental. Para el Análisis visual de Kerógeno se utilizó un microscopio bajo Luz Transmitida: ZEISS AXIOPHOT y para la Reflectancia de la Vitrinita se usaron secciones pulidas y fueron analizadas en un microscopio con fotómetro de luz reflejada (LEITZ DM RXP). La reflectancia de la vitrinita es una medida de la madurez termal de la MO, usada para determinar el potencial de generación de HC. La medida es dada en unidades de reflectancia de %Ro, con valores que varían entre 0% y 3%. (Ecopetrol ICP 2011).

Con el propósito de definir los tipos de kerógeno, en total se analizaron 11 secciones pulidas para reflectancia de la vitrinita, 11 láminas delgadas con preparación para Análisis Visual del Kerógeno e índices de alteración termal sin oxidación de la materia orgánica sedimentaria (MOS).

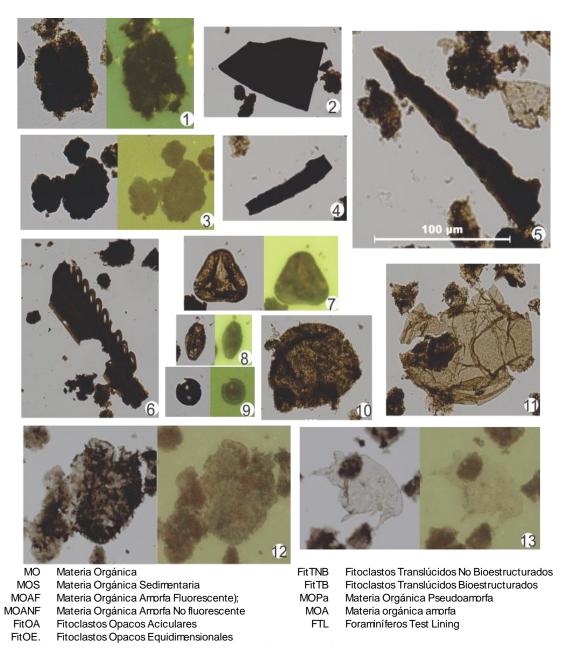
La MO identificada, corresponde a un depósito marino, evidenciado por la presencia de cámaras sueltas de foraminíferos y huevos de crustáceos. En general existe un dominio de MO pseudoamorfa (MOPseud) y MO no fluorescente (MOANF). La MO presenta coloraciones pardo oscuras a negro, así como una considerable disminución de su fluorescencia, evidencia de una fuerte alteración termal debido al cambio químico inducido por un tiempo de calentamiento post-depositacional que transformó la MOS en HC. (Peters 1994; Traverse 2007).

Se reconocieron a lo largo de toda la formación una serie de grupos macerales que presentan una alta alteración termal, que en ciertos casos dificulta la identificación del origen, sobre todo en el caso de la MO amorfa (MOA), la cual no presentaba fluorescencia debido a la afectación por la alta alteración termal sufrida. En la Figura 41 se observan las partículas de MOS observadas en la Fm. Tablazo.

4.3.3 Palinofacies

Las muestras utilizadas para el análisis palinofacial se seleccionan aquellas cuyo TOC ≥ a 0,5%. La Tabla 22 resume cada una de las palinofacies definidas.

Figura 41. Partículas de materia orgánica recuperadas e identificadas en el Pozo-1 (Fm. Tablazo) 1.Materia Orgánica Amorfa No fluorescente (MOANF); 2. Fitoclastos Opacos Equidimensionales (FitOE); 3. Materia Orgánica Pseudo-amorfa (MOPa); 4.Fitoclastos Opacos Aciculares (FitOA); 5 Fitoclastos Translúcidos No Bioestructurados (FitTNB); 6.Fitoclastos Translúcidos Bioestructurados (FitTB); 7.Espora; 8.Polen; 9. Camaras sueltas de Foraminíferos; 10. Pellets fecales; 11. Huevos de crustaceo, 12-13, Quistes de dinoflagelados.



Fuente: Ecopetrol 2013 c.

Tabla 22. Resumen de palinofacies definidas, Fm Tablazo, Pozo-1.

PALINOFACIES	CARACTERÍSTICAS
P 1	Agrupa macerales asociados con ambientes más continentales como granos de polen, Hongos, Espora, FitTB y en menor proporción Algas marinas (?), lo cual podría indicar condiciones de menor salinidad. Presenta menos del 1% de los componentes de la MOS. Es la palinofacies menos representativa, lo cual puede indicar que se está lejos de la línea de costa.
P 2	Asociada a macerales propios de ambientes más marinos y está constituida por huevos de Copépodo (ostrácodos), Foraminíferos Test Lining (FTL), Dinoflagelados, y Pellets fecales. Representa el 4% de las palinofacies, y muestra un dominio de los palinomorfos marinos sobre los continentales. Corrobora las condiciones marinas en que se depositó la Fm. Tablazo.
P 3	Compuesta por FitOA, FitOE, FitTNB y MOA-NF. Los fitoclastos opacos según Gotz et al, 2008; Summerhayes, 1987; Tyson, 1993; Pittet & Gorin, 1997; Bombardiére & Gorin, 1998 se asocian con ambientes más profundos, debido a los procesos de fraccionamiento y a mayores potenciales de preservación de partículas opacas. Los fitoclastos opacos están asociados con altos contenidos de MOANF (21.5%), lo cual indicaría paleoambientes más profundos.
P 4	Compuesta únicamente por MOPa, constituye la palinofacies más abundante con más del 60% del porcentaje total de la MOS contada en el Pozo-1. Los altos porcentajes de MOPa registrados en este pozo pueden estar relacionados a la transformación de otros componentes orgánicos debido procesos de alteración térmica. Dentro de este grupo se incluye el bitumen sólido, que a la luz blanca es opaco y no tiene forma definida.

Fuente: ECOPETROL S.A. 2013 (e)

4.3.3.1 Variabilidad Estratigráfica de las Palinofacies y Comparativo con TOC y Pirolisis Rock-Eval. Graficadas las Palinofacies, el registro Gamma Ray (GR) y la curva de TOC, (Figura 42), y teniendo en cuenta que en condiciones anoxicas se preserva más la MO, se infiere una correlación entre las mayores deflexiones del GR y los mayores valores del pico S2 y del TOC. Con base en lo anterior, se observa hacia la base y la parte media de la formación, los mayores valores del pico S2 (intervalos A, B, C y D en Tabla 21 y Figuras 40 y 42) así como los valores más altos del TOC, los cuales están asociados a un predominio de la palinofacies 4, compuesta por MOA y partículas irregulares indeterminadas (bitumen sólido?). Es difícil reconocer el kerógeno original, pero se infiere que es predominantemente Tipo II, debido a la ausencia de esporomorfos y a la abundancia de MOA-NF; adicionalmente en los bloques pulidos a la luz reflejada, se observan escasas partículas de vitrinitas, lo que permite inferir poco aporte de kerógeno tipo III. Hacia el tope del intervalo se reportan los mayores valores de la palinofacies 3, la cual se compone principalmente por material leñoso. La combinación de estas palinofacies permite interpretar un paleoambiente depositacional de plataforma media. (Bombardiere y Gorin, 1998). Ver Figura 42.

Hacia el tope de la Fm. se identificó un leve incremento del TOC, permitiendo inferir en el intervalo "F" (9531 – 9565'), una posible máxima superficie de inundación. Hacia el tope de la Fm. se reportan los mayores valores de las palinofacies 1 y 2, así como un incremento de la palinofacies 3; estas palinofacies están asociadas a materia orgánica predominantemente amorfa con escasas liptinitas (palinomorfos continentales – esporomorfos degradados y palinomorfos marinos – dinoflagelados degradados) indicando una mezcla de kerógeno tipo II y III, sugiriendo condiciones más proximales, aunque con una marcada presencia marina asociada a la recuperación de dinoflagelados y FTL asociado a ambientes marino someros (Bombardiere y Gorin, 1998). El grupo palinomorfo presenta una muy leve fluorescencia de color amarillo naranja en algunas partículas, hacia el tope de la Formación Tablazo. Ecopetrol 2013 B Ver Figura 42.

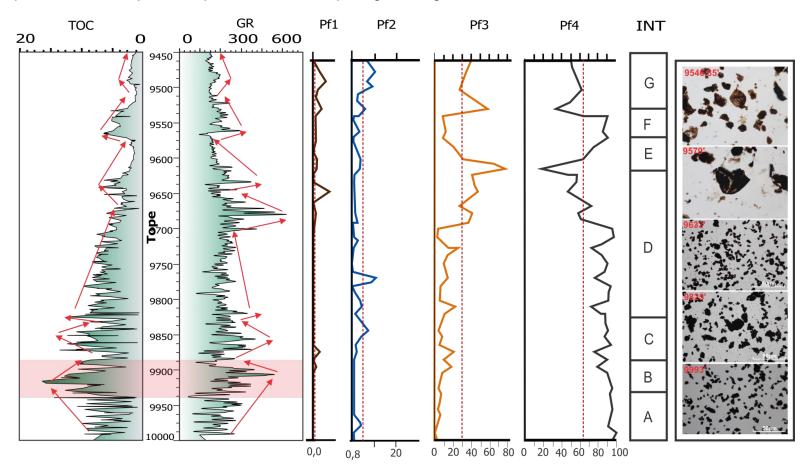
En resumen, los TOC varían entre 0,28 y 16,38 % TOC con un promedio de 4,78 %TOC, lo que le da potencial como YNC para Shale Gas, particularmente el intervalo 9618-9991 (373 pies), donde predominan los mayores contenidos orgánicos (TOC promedio = 6.13%); especialmente en el intervalo 9846-9948 (102 pies) con promedios de TOC = 8.4%.

La calidad de la MO en la Fm., evaluada por petrografía orgánica, indica kerógeno tipo II y menor aporte de kerógeno tipo III, evidenciado por la abundante presencia de MOA-NF.

Los valores de HI son modestos (IH = 7 y 42.5 mgHC/g roca) debido a la alta evolución térmica alcanzada por la formación y no representa el tipo de kerógeno original.

La madurez térmica evaluada por Tmax, presentan valores predominantemente entre 460 y 510 C° y los valores de reflectancia de la vitrinita fluctúan entre 1.7 y 1.85 %Ro, indicando que esta formación se encuentra en ventana de gas seco.

Figura 42. Distribución estratigráfica de las palinofacies identificadas en la Formación Tablazo en el Pozo-1 y su comparación con los intervalos determinados por la interpretación de las curvas de la pirolisis Rock Eval (A_B_C_D_E_F_G), y la curva del TOC y del registro *Gamma Ray*. Se observan fotomicrografías de los principales grupos macerales reportados por los análisis de petrografía orgánica.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2013 (e)..

4.3.4 Cuantificación Contenido de Gas

Con respecto al contenido de gas total (gas perdido + gas medido + gas residual) se analizaron en el laboratorio de petrofísica del ICP, 90 muestras; el volumen de gas obtenido fue corregido para cada 'canister', teniendo en cuenta las variaciones de la temperatura ambiente y la presión atmosférica y reportado a condiciones estándar de temperatura y presión (14.7 psi y 60°F). La Tabla 23 lista las medidas y rangos de los volúmenes de gas en pies cúbicos por tonelada, del total de gas perdido, medido y residual.

Tabla 23. Rangos y promedios de los valores de gas (pies3 /Tonelada) Fm. Tablazo Pozo-1.

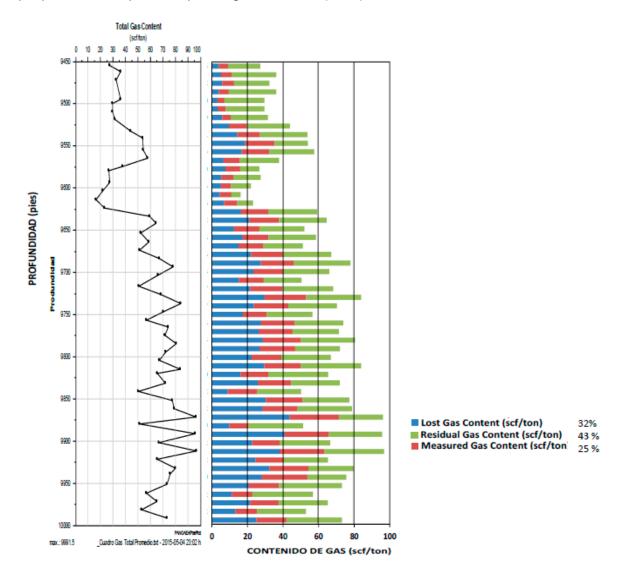
Gas	Rangos sfc/ton	Promedios sfc/ton	Promedio %	%
Perdido	3 y 44	18	10 al 45	32
Medido	4 y 27	15	14 al 40	25
Residual	5 y 35	25	26 al 76	43
Total	16 y 100	58		

Los mayores contenidos de gas se encuentran hacia la base de la Fm Tablazo, en el intervalo 9633'-9992', donde se concentran un número importante de muestras con contenidos de gas entre 60 scf/ton y 80 scf/ton, asociados a contenidos orgánicos significativamente altos con valores de TOC predominantemente mayores a 4%, ver Figura 43.

Las pruebas inician en el pozo desde que es cortada la muestra por la broca corazonadora. En superficie, del núcleo se toman muestras en secciones de 1ft cada 9ft y se preserva en un canister de desorción. El tiempo de recuperación del núcleo, es el tiempo que va desde el inicio del ascenso del barril corazonador (core barrel) desde el fondo del pozo cuando es cortada la roca, hasta que la muestra es sellada en el canister. El gas liberado en ese tiempo es el VOLUMEN DE GAS PERDIDO. El gas liberado dentro del canister de desorción corresponde al VOLUMEN DE GAS MEDIDO. Después de que la desorción en el canister ha cesado efectivamente, el gas que aún permanece remanente en la roca, es extraído mediante maceración en medio confinado. Ese es el VOLUMEN DE GAS RESIDUAL.

El contenido de gas total es determinado por la suma del gas perdido, el gas medido, y el gas residual. Esta información es graficada en diagramas de barras para observar los resultados con la profundidad. Figura 43.

Figura 43. Perfil de contenidos de gas Formaciones Tablazo - Pozo-1. La mayor proporción es aportada por el gas residual (43%).



El contenido de gas total varía de 16 scf/ton a 96.7 scf/ton (9911' – 9912') con un promedio de 58 scf/ton, en general predomina el gas residual sobre el gas perdido y el gas medido), siendo mayor al 40% del gas total en la mayoría de las muestras. Los mayores contenidos de gas se encuentran en el intervalo 9633' – 9992', donde se concentran un número importante de muestras con contenidos de gas entre 60 scf/ton y 80 scf/ton, asociados a contenidos orgánicos significativamente altos con valores de TOC predominantemente mayores a 4%. Sin embargo, no se evidencia paquetes de interés por altos contenidos de gas (>100 scf/ton) según SHALE DEVELOPMENTS III; HALLIBURTON - 2011. Figura 43.

4.4 GEOMECÁNICA

De acuerdo con la Figura 44, uno de los factores críticos en un yacimiento de gas/oil shale es fragilidad/ductilidad de las rocas. Definir estos parámetros es fundamental para entender el comportamiento de la fractura, su inicio y propagación al momento de estimular hidráulicamente un yacimiento de shale, así como inferir su comportamiento en presencia de propantes. (Britt and Schoeffler,2009).

PERMEABILID.

PRODUCCIÓN
HIDROCARBUROS
ESPESOR

MINERALOGÍA

PRESIÓN

FRAGILIDAD

RIQ. ORGÁNICA

MADUREZ

GAS IN PLACE

PRODUCCIÓN
HIDROCARBUROS

FRAGILIDAD

Figura 44. La Fragilidad. Factor crítico en la evaluación de shale plays.

Fuente: Huggins K. 2012.

En reservorios de Shale Gas, dos factores son críticos:

- ☐ Que las unidades respondan a un estimulación por fracturamiento y,
- ☐ Que tengan suficiente contenido de gas.

La efectividad de la fractura, está influenciada directamente por las propiedades geomecánicas las cuales a su vez, están relacionadas con la mineralogía de la roca. (Wang, 2012). La composición mineral controla el Modulo de Young y la relación de poisson. Idealmente, se requiere de una roca frágil para que se pueda

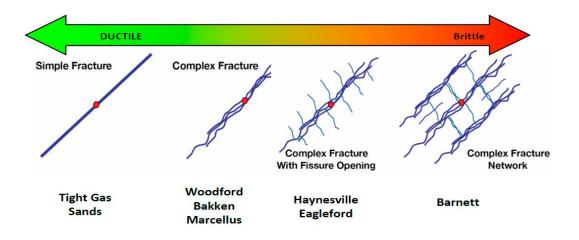
generar y propagar una fractura mediante estimulación hidráulica, pero al mismo tiempo, no debe ser tan dúctil para así evitar el sellamiento luego de quebrada la roca, como sucede en shales muy plásticos. (Josh, M-2012).

Una buena fragilidad debe estar asociada a una baja ductilidad, lo que se traduce en una baja relación de Poisson y un módulo de Young alto. La influencia de los minerales calcáreos en el comportamiento geomecánico, depende de su proporción; si su contenido es mayor a 60%, estas forman capas competentes que sirven como límites del fracturamiento. Sin embargo, si el contenido es menor del 40% la calcita y la dolomita contribuyen a la fragilidad de la roca. (Wang, 2012).

Rocas con altos contenidos de arcilla, (bajo módulo de Young), las hace poco prospectivas. Para un buen potencial de fracturamiento, un yacimiento de Gas shale, debe tener entre 35 y 40% de arcilla. Valores más altos, significa menos espacio a minerales frágiles como el cuarzo y el carbonato que propenden la fractura. (Britt and Schoeffler,2009). Pp3.

La Figura 45 ilustra diferentes patrones de fracturamiento como respuesta a mineralogías particulares en varios yacimientos de Estados Unidos.

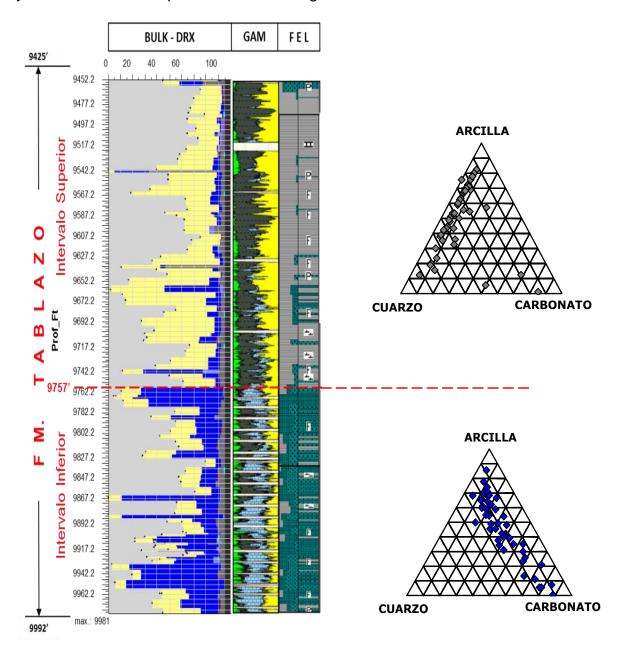
Figura 45. Tipos de fracturas en diferentes yacimientos de gas Shale en U.S.A, respuesta a mineralogías particulares.



Fuente: Machala 2011 - Halliburton.

Establecer una buena mineralogía es fundamental en la evaluación de cualquier yacimiento. Los diagramas ternarios de la Figura 46 ilustran las tres (3) variables mineralógicas que tienen incidencia directa en la fragilidad de la roca de la Formación Tablazo.

Figura 46. Variación mineralógica de la Fm Tablazo en el Pozo-1. Derecha, Diagrama ternario (Cuarzo / Arcilla/Carbonatos) graficados a partir del análisis Bulk por DRX. Se evidencia el carácter más arcilloso en el la parte alta de Tablazo y más calcáreo en la parte basal. Ver Diagramas Ternarios:

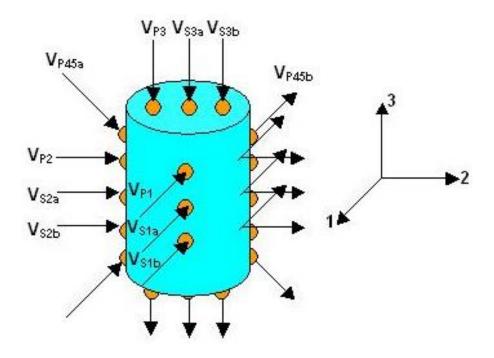


4.4.1 Calculo Módulo de Young y Relación de Poisson

Para establecer los parámetros geomecánicos básicos que gobiernan la Formación Tablazo en el Pozo-1, en el Laboratorio de Geomecánica del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, se hicieron ensayos de compresión uniaxial con el fin de determinar el módulo estático y dinámico de Young y el coeficiente de Poisson (Poisson Ratio), insumos necesarios para definir el índice de fracturabilidad (Brittleness Index= BI).

Para la medida de módulos (Young y Poisson) se hicieron ensayos para la medición de velocidades acústicas P y S. En la Figura 47 ilustra de forma esquemática el montaje realizado. Las pruebas fueron hechas con base en el manual de procedimientos técnicos de Laboratorio de Mecánica de Rocas de Ecopetrol-ICP. (Ecopetrol ICP 2013 d). Data de Geomecánica en Anexo G

Figura 47. Esquema ensayo de medición de velocidades P y S.



Fuente: Ecopetrol ICP 2013 d.

Tomadas los datos de velocidad, se calcula el valor de los módulos de Young y relación de Poisson a partir de las siguientes ecuaciones.

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3 * V_p^2 - 4 * V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}$$

$$v = \frac{V_p^2 - 2 * V_s^2}{2 * (V_p^2 - V_s^2)}$$

En donde:

E: Módulo de Young.

P. Densidad.

v: Relación de Poisson (adimensional).

Vs: Velocidad de la onda S (Shear wave velocity). Vp: Velocidad P (compressional wave velocity).

Los parámetros referidos atrás, se requieren para el cálculo del BI. Muchas formas existen de calcularlo. Ya sea por pruebas de mecánica de rocas, registros de pozo, (calculando el ángulo de fricción interna que puede ser derivado del registro sónico), combinación del registro sónico con el de densidad, por mineralogía con DRX y petrología. Este último es poco práctico por tiempos largos de toma de datos, costos particularmente en formaciones con espesores considerables. La Tabla 22, lista 22 maneras diferentes de obtener el BI. (Xiaochum J. 2014).

Tabla 24. Veintidós (22) formas diferentes de obtener el BI. (Brittleness Index).

Appendix

Table A-1 Selected Expressions of Brittleness

Formula	Variable declaration	Test Method	Reference
$B_1 = (H_m - H)/K$	H and H_m are macro and micro-hardness, K is bulk modulus	Hardness test	[Honda and Sanada, 1956]
$B_2 = q\sigma_c$	q is percent of debris (<0.6 mm diameter); σ_c is compressive strength	Proto impact test	[Protodyakonov, 1962]
$B_3 = \varepsilon_{ux} \times 100\%$	$arepsilon_{ m nz}$ is unrecoverable axial strain		[Andreev, 1995]
$B_4 = (\varepsilon_p - \varepsilon_\eta) / \varepsilon_p$	$arepsilon_p$ is peak of strain, $arepsilon_r$ is residual strain		[Hajiabdolmajid and Kaiser, 2003]
$B_5 = \tau_{p^-} \tau_{r/} \tau_{p}$	τ_p and τ_r are peak and residual of shear strengths	Stress strain test	[Bishop, 1967]
$B_6 = \varepsilon_{r}/\varepsilon_{t}$	ε_r and ε_r are recoverable and total strains		
$B_7 = W_r/W_t$	W_r and W_t are recoverable and total strain energies		[[]
$B_{\theta} = \sigma_{c}/\sigma_{t}$ $B_{\theta} = (\sigma_{c} - \sigma_{t})/(\sigma_{t} + \sigma_{c})$	σ_r and σ_r are compressive and tensile strength	Uniaxial compressive strength	[Hucka and Das, 1974]
$B_{10} = (\sigma_c \sigma_t)/2$ $B_{11} = (\sigma_c \sigma_t)^{0.5}/2$		and Brazilian test	[Altindag, 2003]
$B_{12}=H/K_{IC}$	H is hardness, K_{IC} is fracture toughness	Hardness and fracture toughness test	[Lawn and Marshall, 1979]
$B_{13} = c/d$	c is crack length, d is indent size for Vickers indents at a specified load; empirically related to HK_{IC}		[Sehgal et al., 1995]
$B_{14}=P_{inc}/P_{dec}$	P_{inc} and P_{dec} are average increment and decrement of forces	Indentation test	[Copur et al., 2003]
$B_{15} = F_{max}/P$	F_{max} is maximum applied force on specimen, P is the corresponding penetration.		[Yagiz, 2009]
$B_{16} = \frac{1}{12} k E/K_{IC}^2$	H is hardness, E is Young's modulus, K_{IC} is fracture toughness	Hardness, stress strain, and fracture toughness test	[Quinn and Quinn, 1997]
$B_{17} = 45^{\circ} + \varphi/2$ $B_{18} = Sin\varphi$	arphi is internal friction angle	Mohr circle or logging data	[Hucka and Das, 1974]
$B_{19}=(E_n+v_n)/2$	E_n and v_n are normalized dynamic Young's modulus and dynamic Poisson's ratio defined in Eqs. 3-4.	Density and sonic logging data	Modified from [Rickman et al., 2008]
$B_{20} = (W_{qtb})/W_{Tot}$	W_{qtt} , is the weight of quartz, W_{Tot} is total mineral weight.		[Jarvie et al., 2007]
$B_{2l} = (W_{qtz} + W_{dol})/W_{Tot}$	W_{av} and W_{adv} are weights of quartz and dolomite, W_{Tav} is total mineral weight. Mineral ogical logging or XRD in		[Wang and Gale, 2009]
$B_{22} = (W_{QFM} + W_{Carb})/W_{Tot}$	W_{QFM} is weight of quartz, feldspar, and mica; W_{Carb} is weight of carbonate minerals consisting of dolomite, calcite, and other carbonate components. W_{Tot} is total mineral weight.	the laboratory	Defined in this paper

Fuente: Xiaochum J. et al. 2014 SPE 168589.

Una manera sencilla de obtener el BI es por la fórmula:

$$B_{19} = \frac{E_n + v_n}{2}$$

En donde:

B = Brittleness.

En = Módulo de Young Normalizado.

vn = Relación de Poisson Normalizado.

$$E_n = \frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} \qquad v_n = \frac{v_{\max} - v}{v_{\max} - v_{\min}}$$

Emin y E max = Mínimo y máximo módulo dinámico de Young para la

Fm. Tablazo.

Vmin y V max = Mínima y máxima relación de Poisson para la Fm.

Tablazo.

E = Módulo Young.

V = Relación de Poisson a lo largo de la profundidad de

la Fm Tablazo.

Emin, Emax, Vmin y Vmax Son constantes. E y V Son variables.

Altos valores de Poisson asociados a Bajos módulos de Young, significan rocas poco competentes y de comportamiento más bien dúctil (plástico). Estos niveles deben ser bien identificados, pues se constituyen en barreras que limitarán la propagación de la fractura. Ver Figura 48.

Figura 48 Esquema de una capa con bajo módulo de Young y alta relación de Poisson que hace que se comporte como una barrera de fractura.

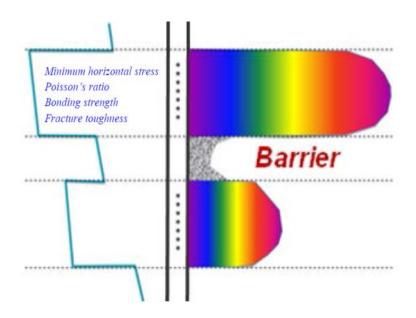


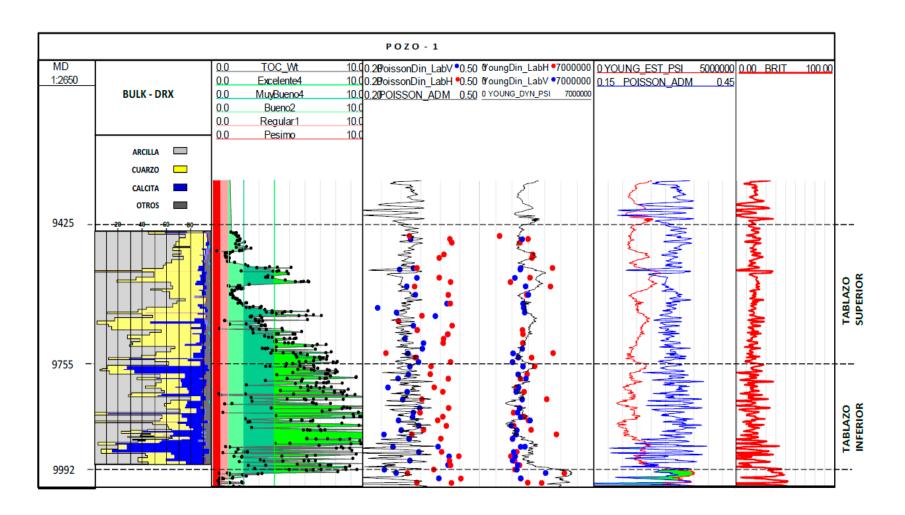
Figure 3 Schematic of fracture barrier

Fuente: Xiaochum J. et al. 2014).

Considerando las características geomecánicos, evaluadas en la Formación Tablazo (módulo de Young, relación de Poisson y BI (Brittleness Index)) fueron graficadas en PETREL® (SLB) junto con la mineralogía (Bulk por DRX), y el contenido de TOC, Ver Figura 49. Es evidente que las mejores condiciones para la generación de fracturas hidráulicas, es la zona del Tablazo inferior entre 9755 y 9992 píes donde se tienen los mejores valores de BI (Brittleness Index) (50-60%) de toda la Formación. Lo anterior se explica por el mayor contenido de carbonatos comparado con el moderado a bajo contenido de la fracción arcillosa. Ver Figura 14. Este intervalo, dada su buena fracturabilidad y su buen contenido de TOC, la hacen prospectiva para ser fracturada hidráulicamente para producir gas

De La Figura 49 se concluye que son evidentes las diferencias en las propiedades mecánicas de las litofacies definidas para la Fm Tablazo, que a su vez están relacionadas con el cambio de la composición mineral y el contenido MO de cada una de ellas. (Josh, M., et al 2012).

Figura 49. Diagrama resumen de las propiedades elásticas de la Fm Tablazo, junto con el contenido de TOC y la mineralogía por DRX (Bulk).

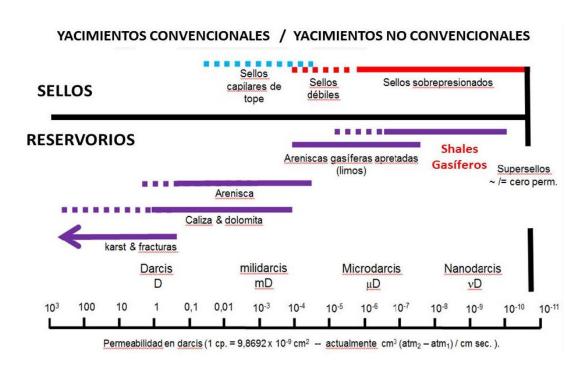


4.5 PETROFÍSICA

También en YNC de gas/oil shale, deben conocerse los espacios donde se almacenan los fluidos (Porosidad) así como la forma en que se desplazan dentro del yacimiento (permeabilidad). Este par de propiedades petrofísicas en los shales así como su comportamiento geomecánico, son ampliamente controlados por microestructura de la roca. Entender su comportamiento es fundamental en el desarrollo de *Shale Plays*. (Josh 2012).

La mayor permeabilidad efectiva en un shale gasífero es típicamente menor de 0,1 milidarcis, pero en general, las permeabilidades están en el orden de los nanodarcis (Figura 50). En la mayoría de los casos, es normal que el pozo requiera estimulación artificial, tal como fracturamiento, para incrementar la permeabilidad. Esto ayuda al pozo a producir gas en cantidades económicas. Se requiere de una caída de presión para que el gas adsorbido se desprenda de la materia orgánica o material arcilloso, lo mismo para hacer que el gas se separe del bitumen (ANH. 2012).

Figura 50. Rango de permeabilidades de los yacimientos convencionales y no convencionales.



Fuente: ANH-INGRAIN, 2012, Modificado HLB 2011,

La mayoría de los poros en los shales son menores que 50 nanómetros. Varios tipos de micro y nanoporos pueden ser reconocidos (Josh 2012).

Poros Intergranulares paralelos a las láminas de los shales.
Poros secundarios por disolución en procesos diagenéticos de minerales inestables.
Poros interticiales entre las hojuelas de arcilla.
Microfracturas y fisuras.
Poros Intrapartícula. Nano-a micro-intracristalinos en la pirita frambolidad.
Poros Intrapartícula al interior de la materia orgánica pueden hacer una

La Figura 51 ilustra una propuesta clasificación de tipos de poros en shales según Slatt and O'Brien, (2011).

gran contribución a la porosidad y permeabilidad total de los shales.

Figura 51. Clasificación de porosidad en shales propuesta por Slatt and O'Brien, (2011).

Pore Type	Image	Distinctive Features			
Porous Floccules		Clumps of electrostatically charged clay flakes arranged in edge-face or edge-edge cardhouse structure. Pores up to 10's of microns in diameter. Pores may be connected.			
Organo-porosity	(0.50)	Pores in smooth surfaces of organic flakes or kerogen. Pore diameters are at nanometer scale. Pores are generally isolated. Porous organic coatings can also be adsorbed on clays.			
Fecal Pellets	() ()	Spheres/ellipsoids with randomly oriented internal particles, giving rise to intrapellet pores. Pellets are sand-size and may be aligned into laminae.			
Fossil Fragments	GO DE SECONDA	Porous fossil particles, including sponge spicules, radiolaria, and cysts (<i>Tasmanites?</i>). Interior chamber may be open or filled with detrital or authigenic minerals.			
Intraparticle Grains/Pores		Porous grains, such as pyrite framboids which have internal pores between micro-crystals. Grains are of secondary origin, and are usually dispersed within the shale matrix.			
Microchannels and Microfractures		Linear nano-micrometer-sized openings that often cross-cut bedding planes. Occur at nanometer and larger scales.			
CLAY FLAKE	S ORGANIC PARTICLE	⊗ SILT GRAIN			
FOSSIL FRAC	Gas Migration				
MICROCHANEL/ MICROFRACTURE					

Fuente: Slatt and O'Brien, 2011

En los shales, el mercurio tiene gran poder de penetración, sin embargo, para tamaños de garganta de poro menores a 3 – 4 nanómetros, la técnica de MICP (Mercury Injetion Caplilarity Pressure) debe ser combinada con otras herramientas para penetrar en la porosidad residual no alcanzada a ser evaluada por la inyección del mercurio. La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y la inyección de gas, son los mejores complementos para investigar la totalidad de la malla poral (tamaño y distribución) en los shales.

Con el objeto de conocer la densidad, porosidad y la permeabilidad para la evaluación petrofísica de las rocas de la Fm. Tablazo en el Pozo-1, se midieron en el laboratorio de Petrofísica Básica, del Instituto Colombiano del Petróleo los parámetros y sus rangos se listan en la Tabla 25. El detalle de la información de propiedades petrofísicas se encuentra en el Anexo J.

Tabla 25. Listado de propiedades petrofísicas.

PARÁMETRO	porosidad conectada (Hg)	porosidades totales calculadas	Densidad de grano	densidad total	permeabil.
RANGO	3 - 10%	3 - 18%	2.4 - 2.8 g/cc	2.15-2.66 g/cc	0.4 - 1352 μD
N° datos	55	55	55	55	55
Media	6.2	8.4	2.55	2.38	0.3
Desviación Stand.	1.4	3.0	0.08	0.12	
Mínimo	3.7	3.1	2.4	2.15	0.0
Q1	5.1	6.4	2.48	2.3	0.2
Mediana	6.0	8.3	2.54	2.36	0.4
Q 3	7.1	10.5	2.6	2.5	0.7
Máximo	9.9	18	2.81	2.66	1352.6

Fuente: Ecopetrol. 2013.

Petrofísicamente, la porosidad y la permeabilidad, son factores que NO marcan diferencias notables en la Formación Tablazo en el Pozo-1. No se encontró mayor asociación entre los valores y las diferentes petrofacies. Indistintamente, se encuentran valores de porosidad entre 2 y 25%; los mismo sucede con la permeabilidad la cual varía entre 0.1 y 1000 nanodarcys y sus valores se encuentran distribuidos aleatoriamente en toda la Fm. (Ecopetrol-ICP. 2013 e) Ver

Figura 52 y Figura 53 donde se visualizan las porosidad y la permeabilidad versus la profundidad.

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

100.0

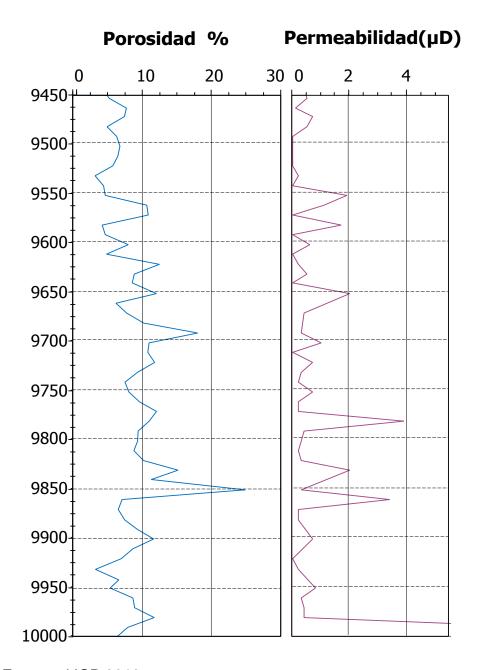
10

Figura 52. Crossplot porosidad permeabilidad. Pozo-1 – Fm Tablazo.

Fuente: ICP-2013 e.

La Formación Tablazo presentó muy baja a nula saturación de aceite, esto es coherente con los bajos valores de S1 (hidrocarburo libre) encontrados por geoquímica. La alta madurez de la MO de esta Formación, que se encuentra en la ventana de gas, por lo tanto, solo se esperaría principalmente agua y gas.

Figura 53. Perfiles que Ilustran la variación de las propiedades petrofísicas (porosidad y Permeabilidad) vs la profundidad.



Fuente: Ecopetrol ICP 2013 e.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

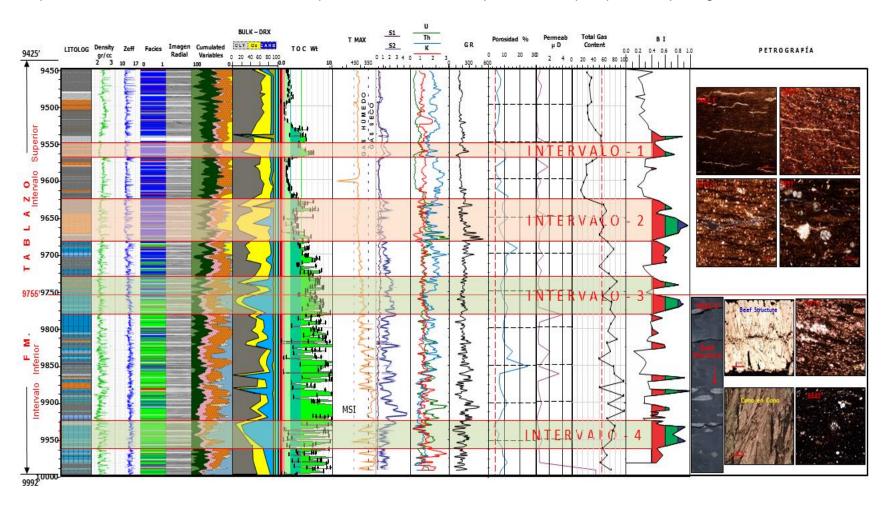
La revisión sedimentológica del núcleo de 567 pies de la Formación Tablazo del Pozo-1 (VMM), da lugar a la columna estratigráfica, que junto con los perfiles espectrales (Th / U / K) y las imágenes de tomografía con las curvas de PEF y RHOB, permitió proponer un ambientes de depósito. Esta información se graficó en el Software TECHLOG®. (SLB-2014) junto con las curvas de DRX, Geoquímica (TOC, TMax, S1/S2, Gas total) las de petrofísica (Th/U/K, GR y Ø / K) y las de geomecánica.(Bl). Ver Figura 54 y detalle en Anexo I.

A partir de la integración todo lo anterior, y con base en los parámetros definidos en la Tabla 1 Compilada en Ecopetrol 2013 B (Modificada de: Manchala, 2011-Huggins K. 2012; CoreLab 2010, Jarvie 2011 y Soldergeld 2010) se establecieron 4 intervalos. 2 con moderada prospectividad (3° y 4°) y otros 2 con baja prospectividad (1° y 2°). Sus principales parámetros son los listados en la Tabla 26; el resultado final se ilustra en el afiche (poster) resumen de la Figura 54 y Anexo I.

A partir de la revisión Sedimentológica se propone un ambiente de depósito marino de aguas tranquilas en una plataforma media, que se hace progresivamente más somera hacia el tope, depositando terrígenos finogranulares con variadas proporciones de carbonato y cuarzo. Dos (2) intervalos son separados claramente; uno superior más lodoso siliciclástico y uno inferior lodoso calcáreo.

Mineralógicamente, los análisis de DRX indican que en el intervalo superior, más rico en cuarzo, predomina ligeramente la caolinita sobre la Illita mientras que en el inferior, más calcáreo, es lo contrario y hay leve dominio de la fracción illitica. En los yacimientos de Gas Shale, es deseable que el contenido de arcilla sea menor a 40% y del Qz y/o Carbonatos sea mayor al 40%. Excepto por el N° 1 que tiene 42.8 de arcilla, los otros tres niveles están dentro del rango. Por su parte los análisis hechos al SEM confirma el carácter lodoso más calcáreo hacia la base y silíceo al tope. Los tamaños de poro medidos son más uniforme en el Tablazo Inferior; varían de tamaño entre 1.8 y 3.2 micras. En el nivel superior, la variación en tamaño es mayor; se midieron poros entre 0.2 y 4.8 micras (Figura 38). La petrografía convencional definió tres grandes petrofacies. Arcillolitas masivas y arcillolitas moderadamente laminadas, con alto contenido de MO (Acm – Acml), Arcillolitas bien laminadas y mudstone esparítico arcilloso laminado, rico MO (Acl – Meal), y una tercera donde se concentra el carbonato de calcio en venas y concreciones.

Figura 54. Diagrama que ilustra los principales parámetros evaluados de la Fm Tablazo en el Pozo-1 y su variación en profundidad. Se destacan 4 intervalos que tendría moderada opción de ser prospectivos para gas shale.



Geoquímicamente los contenidos de TOC son muy buenos en toda la formación, sus proporciones varían entre 0.28 TOC Wt (9494.9') hasta16.38 TOC Wt (9916') con mayor abundancia hacia la base. El TMax indica que hacia la base la Fm está en ventana de gas seco y hacia parte superior en ventana de gas húmedo. En toda la Fm., el contenido de Gas Total medido va de 16.1 SFC/TON (9613.5') a 96.7 SFC/TON (9911.5'). En un yacimiento de Gas Shale, el contenido de gas total debe estar en el rango de 40 a 100 SCF/TON.

En la geomecánica de la roca, los parámetros elásticos reflejan un índice de fragilidad (BI) que varía entre 11.1 y 76.9 con algunos de cuyos valores máximos están asociados a litologías más calcáreas, mientras que otro lo están a litologías más silíceas. Las propiedades geomecánicas son definitivas en los yacimientos de gas shale; permiten una buena o mala propagación de fracturas al momento de la producción. La Fragilidad / Ductilidad en los extremos es contraproducente en estos yacimientos. No hay un criterio definitivo, pero se busca que los yacimientos en resumen, tengan altas módulos de Young y bajas relaciones de Poisson que son los parámetros que definen el Britleness Index (BI). La literatura reporta valores ideales mayores a 100 (Jarvie 2011).

Las propiedades petrofísicas medidas arrojaron que la Porosidad varía entre 5.2% (9452.24') y 11.7% (9980.9'). Por su parte la permeabilidad va desde 0 μ D (9491-9501 – 9511.1 – 9521) hasta 9.0 μ D en 9990.9'.

Tabla 26. Listado de los principales parámetro (geoquímicos, Geomecánicos, petrofísicos y mineralógicos de los 4 intervalos definidos como más prospectivos.

Interv. N°	Prof. Pies Tope / Base	Espesor >100 ft	GEOQUÍMICA			GEOMECÁNICA			PETROFÍSICA		MINERALOGÍA		
			Total Gas > 100 scf/ton	TOC 2-3%	TMAX (°C)	Módulo Young (Alto) >2.5 x 10xE6	Relación Poisson (Bajo) <0.35	B I Mineralogía	Ø > 4 %	K > 100 Nanodarcies	ARCILLA	CUARZO	CaCo3
1°	9548′ - 9568′	20	42.83	4.57	474.45	ND	ND	48.84	7.6	1500	42.78	42.97	5.93
2°	9624′ - 9680′	56	53.60	3.59	476.76	ND	ND	56.26	9.4	775	32.40	46.20	9.19
3°	9728' - 9780'	52	72.07	6.52	502.48	2.72E+06	0.335	58.25	10.1	1250	33.11	23.15	35.32
4°	9928 - 9960'	32	70.06	6.67	553.67	2.36E+06	0.361	61.24	5.9	433.3	27.46	14.66	48.22

El yacimiento ideal, debe tener una combinación o alternancia de paquetes de rocas que sean unas frágiles (calizas / ricas en cuarzo) y alternen con otras dúctiles (altos % de TOC), de tal menara que unas litofacies por sus propiedades elásticas, son barreras y atenúan la propagación de fracturas (Mitra 2003).

Los cuatro (4) intervalos seleccionados, tienen a favor lo altos contenidos de TOC, pero son en promedio, mejores a la base (3° y 4°). En contra de la prospectividad de los cuatro niveles seleccionados está el espesor, dado que el mayor (N° 3) tiene solo 56 pies. Lo promedios reportados en la literatura mencionan 100 pies de espesor mínimo. (Jarvie Et Al - 2007 b).

6. CONCLUSIONES

La Tabla 27, resume las conclusiones de este trabajo.

	IETIVO ECÍFICO	DESCRIPCIÓN	CONCLUSIONES				
Sedimentológicos.		Revisión columna estratigráfica del núcleo - Pozo-1. Facies y ambientes de depósito. Correlación con tomografía y registros de pozo	Se propone un ambiente de depósito para la Fm. Tablazo: Medio Marino de aguas tranquilas (baja energía) relativamente profundas en una plataforma media, en las que se depositó la parte basal de la Fm (Lodosa -Calcárea). Estas condiciones progresivamente se hacen levemente más someras, dando lugar a medios ligeramente más oxigenados en los cuales se deposita la parte alta de la Fm. (Lodosa- Silícea). Esta manera de emplazamiento de las condiciones de depósito, sugiere una relativa calma tectónica para el cretáceo medio (Aptiano/Albiano) en el sector del Pozo-1 (VMM).				
SO	Petrografía	Describir composición y textura de 55 SD's. Definir petrofácies y clasificar rocas	Con análisis petrográficos convencionales, se definieron tres grandes petrofacies. Arcillolitas masivas y arcillolitas moderadamente laminadas, ricas en MO, Arcillolitas bien laminadas y mudstone esparítico arcilloso laminado, rico MO y una tercera de carbonato de calcio en venas y concreciones (Beff Structures y Conos encajados)				
Mineralógicos	DRX	Definir composición / tipo de arcillas por DRX. Bulk y fracción < 2µ	Análisis de DRX indican que en el intervalo superior, más rico en cuarzo, predomina ligeramente la caolinita sobre la Illita mientras que en el inferior, más calcáreo, hay ligero dominio de la fracción illitica sobre la caolinítica.				
	SEM	Establecer características de geometría poral SEM	Los tamaños de poro medidos son más uniforme en el Tablazo Inferior; varían en tamaño de 1.8 a 3.2 micras. En el nivel superior, la variación en tamaño es mayor; se midieron poros entre 0.2 y 4.8 micras.				
Geoquímicos		Establecer la riqueza orgánica toc / madurez termal (ro) -tmax	El TOC medido es buenos en toda la Fm. Abundante hacia la base y disminuye progresivamente hacia el tope, en la medida que la cuenca someriza. sus proporciones varían entre 0.28 TOC Wt (9494.9') hasta16.38 TOC Wt (9916') . El TMax indica que hacia la base la Fm está en ventana de gas seco (T° Promedio = 545.74C°) y hacia parte superior en ventana de gas húmedo (T° Promedio = 481.14°C). En toda la Fm., el contenido de Gas Total medido va de 16.1 SFC/TON (9613.5') a 96.7 SFC/TON (9911.5').				
Petrofísicos		Evaluar la porosidad / permeabilidad / densidad y análisis de registros de pozo	Las rocas de la Fm. Tablazo en el Pozo-1, tienen buena capacidad de almacenamiento y buena capacidad de flujo. Las porosidades varían entre 5.2 y 11.7% . Son muy buenas para este tipo de litologías. Las permeabilidades naturalmente son muy bajas. Varían desde trazas hasta 9.0 µD. En los 4 intrevalos propuestos, las permeabilidades son buenas, toda vez que son superiores a 100 nanodarcys.				

OBJETIVO ESPECÍFICO	DESCRIPCIÓN	CONCLUSIONES			
Geomecánicos	Evaluar el comportamiento dúctil / frágil de las rocas	El índice de fragilidad (BI) varía entre 48.8 y 76.9 en los 4 intervalos propuestos como prospectivos. Estos valores son relativamente modestos, ya que algunos autores indican que el BI. debe ser idealmente cercano a 100 (Jarvie 2011). Hay más de 22métodos hay para calcular el BI (Brittle Index) (Xiaochum – 2014). Cada yacimiento para oil/gas shale, debe definir su particular BI. Para esto, se debe contar con buena mineralogía, donde el DRX es definitivo así como un buen soporte geoquímico. Hay variaciones entre los BI calculados a partir de medidas del módulo de Young y la relación de Poisson con respecto a los BI calculados por mineralogía que son ligeramente mayores. Las propiedades geomecánicas definen las condiciones de una a roca para propagación de una red de fracturas. Igualmente establecen si las rocas por sus propiedades elásticas, son barreras que atenúan la propagación de las fracturas.			
Integración	Integrar las herramientas arriba mencionadas para identificar posibles intervalos prospectivos	Se define un flujo de trabajo para caracterizar una secuencia completa soportada con datos de laboratorio, partiendo de la descripción sedimentológica apoyada en tomografía y registros de pozo. Se define la mineralogía de la roca (DRX, Petrografía y SEM) y los principales parámetros geoquímicos (cantidad, calidad y tipo de MO, contenido de gas). Geomecánicamente se define la ductilidad/fragilidad de la roca y finalmente se evalúa la capacidad de la misma para almacenar y permitir el flujo de fluidos (poros & interconectividad). La evaluación integral de lo anterior, permite desarrollar un modelo de integración como primer acercamiento en la definición rápida de intervalos con potencial para producir gas por medio de fracturamiento hidráulico en YNC. Se tiene una clara definición de secuencias litológicas integrando los cambios en la vertical de los diferentes parámetros y se mejora la definición de la selección de puntos de toma de muestras, optimizando tiempos y recursos De la evaluación sedimentológica, mineralógica, geoquímica y geomecánica hecha al núcleo de la Fm Tablazo en el Pozo-1, se establecieron cuatro (4) intervalos para los cuales la prospectividad de 2 de ellos es moderada y los otros dos es baja. Sus principales falencias son los bajos BI (Inferiores a 100), sus modestos espesores (Menores a 100 pies) y contenidos totales de Gas (Menores a 100 scf/Ton.			

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH., Arthur D. Little Inc. Evaluation of Potential of Unconventional Energy Resources in Colombia 247 Pp. 2008a
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. 2012. Cuenca VMM Integración Geológica y Digitalización Pozo Infantas-1613. Ingrain Inc.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH., Colombian Sedimentary Basins Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. p. 92. 2008b.
- ALEXANDER, T. *et al.*, Revolución del Gas de Lutitas. Oilfield Review. Volumen 23 N° 3. 2011.
- ALLEN, J.R.L., Principles of Physical Sedimentology. <u>En:</u> George Allen & Unwin, London. Pp272 y O'Brien and Slatt 1990 Argillaceous Rock Atlas. Springer-Verlag. New York 1990.
- ATTEBERRY, J. How Scanning Electron Microscopes Work. Howstuffworks Science [en línea]. [citado 10 feb, 2014] Disponible en internet: URL:http://science.howstuffworks.com/scanning-electron-microscope2.htm.
- BARANDIARÁN, L. C., Esquistos Bituminosos Oil Shale. Oficina de Estudios Económicos OSINERGIM Lima Perú. 2011.
- BOGGS, S., Principles of Sedimentology and Stratigraphy. Merrill Publishing Company. 784 p. 1987.
- BOMBARDIERE, L., GORIN, G.E., Sedimentary Organic Matter in Condensed Sections from Distal Oxic Environments: Examples from the Mesozoic of Southeastern France. Sedimentology 45, 771–788. 1998.
- BRITT L. K. and SCHOEFFLER J., The Geomechanics of a shale Play: Wath makes a shale prospective.In: Eastern Regional Meeting, 23-25 Sep, Charleston. 9 Pp. SPE 125525. 2009
- CAMERO-DIAZ H., MILLER C. and LEWIS R., Core a Classification Scheme for Organic Mudstones Based on Bulk Mineralog. Search and Discovery Article #40951 2012.

- COBBOLD, P., Geological Evidence for Fluid Overpressure in Mature Source Rocks within Foreland Basins of the Americas. Search and Discovery Article #30291. 2013. Adapted from an Oral Presentation Given at AAPG International Conference and Exhibition, Cartagena, Colombia, September 8.11, AAPG© 2013.
- COBBOLD, P.R., Et Al., Bedding-parallel Fibrous Veins (Beef and Cone-in-Cone): Worldwide Occurrence and Possible Significance in Terms of Fluid Overpressure, Hydrocarbon Generation and Mineralization. Marine and Petroleum Geology. 43, 1-20, doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.01.010. 2013.
- KEYSTONE EXPLORATION COMPANY, Trinity East Energy, Subsidiaries. TEAM: Corporate & Management, Technical Consultants. Natural Gas Drilling. [en línea]. [citado 10 feb, 2014] Disponible en internet: <URL:http://www.kx-kp.com/?page=drilling&type=natural_gas>.
- COOPER, M. A. *et al.*, 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. <u>In:</u> AAPG, vol. 79, no. 10, Pp. 598 613. 1995.
- CORE LABORATORIES. Integrated Reservoir Solutions Division., Gas Shale Evaluation. Critical Elements of Reservoir Characterization. 2010.
- DATA© SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO, Landsat [en línea]. [citado 10 feb, 2014] Disponible en internet: <URL: https://www.google.com/earth/>. 2014
- DE ROS L. F. and GOLDBERG K., Reservoir Petrofacies. A Tool for Quality Characterization and Prediction. Search and Discovery Article #50055. AAPG Annual Convention, Long Beach, California, April 1-4, 2007
- DUARTE, E. F., Potencial de Generación O&G Shale Formaciones Tablazo y Simití. Municipio de Socorro, Santander. Tesis de Pregrado. Facultad de Ingeniería Fisico-Qiímicas- Escuela de Geología. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga Santander. 168 Pp. 2013.
- DUNHAM, R.J., Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Textures. <u>In:</u> W.E. Ham (Ed.). Classification of Carbonate Rocks. Am. Assoc. Petrol. Geol. Mem. 1, Pp 108-121. Tulsa, Oklahoma. 1962.
- DOVETON J. H., Lithofacies and Geoquemical Facies Profiles from Nuclear Wire Line Logs. New subsurface tempaltes for sedimentary modelling. Kansas Geological Survey KS 66047. Pp 101 110. 1958

- EMBRY, AF. and KLOVAN, JE., A Late Devonian Reef Tract on Northeastern Banks Island, NWT: Canadian Petroleum Geology Bulletin, vol. 19, Pp. 730-781. 1971.
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL ICP., Evaluación Regional de Plataforma en el VMM: Reyes J. P. *et al.* División de E & P. Área Estratigrafía. Piedecuesta, Santander. 1998.
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL ICP., Informe Interno. Revisión Metodologías Técnicas en Caracterización Roca Reservorios Shale Gas. 2011.
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL., (a) Informe Técnico Final Pozo Coyote-1. 2013.
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL ICP., Informe Interno N° 10003235. ID0146 T67 13 0074. Laboratorio de Microscopia Eléctrónica. Piedecuesta, Santander. 2013 (b).
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL ICP., Caracterización Geoquímica del VMM. Laboratorio de geoquímica . Piedecuesta, Santander. 2013 (c).
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL S.A., Metodología para la Caracterización Petrofísica, Geomecánica, Geoquímica y Mineralógica Shale Plays en Laboratorio. ICP Piedecuesta, Santander. 61P. 2013 (d).
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL S.A., Caracterización Integrada de Análisis de Laboratorio del Intervalo Corazonado en el Pozo Coyote-1, VMM. Piedecuesta, Santander. 2013 (e).
- EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS ECOPETROL ICP., Guía de Laboratorios Área SEM/ Roca Fluido. Centro de Innovación en tecnología de E & P. Piedecuesta, Santander. 2014 (a).
- ERCEGOVAC, M. & KOSTIC, A., Organic Facies and Palynofacies: Nomenclature, Classification and Applicability for Petroleum Source Rock Evaluation. International Journal of Coal Geology Volume 68, Issues 1–2, 1 August 2006, Pp 70–78. 2006.
- ESPITALIÉ, J., et al., Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. Proceedings of the 9th Annual Offshore Technology Conference, Houston 1977, 439-444. 1977.

- FARRELL K.M., et al., Standardizing Texture and Facies Codes for a Process-Based Classification of Clastic Sediment and Rock. Journal of Sedimentary Research Vol 82 (6 Pp 364) Doi 10.2110/jsr.2012.30. 2012
- FOLK, R. L., Practical Petrographic Classification of Limestones: American Association of Petroleum Geologists Bulletin. v 43, Pp. 1-38. 1959.
- FOLK, R. L., Some Aspects of Recrystallization in Ancient Limestones: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Spec. pub. 13, Pp. 14-48. 1965.
- FOLK, R. L., Petrology of Sedimentary Rocks. University of Texas: Hemphill Publishing Company. 182 Pp. 1974.
- GORIN, G.E., STEFFEN, D., Organic Facies as a Tool for Recording Eustatic Variations in Marine Fine-Grained Carbonates Example of the Berriasian Stratotype at Berrias (Arde che, SE France). Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 85, Pp 303–320. 1991.
- GOTZ, A., FEIST-BURKHARDT S., RUCKWIED K., Palynofacies and Sea-Level Changes in the Upper Cretaceous of the Vocontian Basin, Southeast France. Cretaceous Research 29- Pp 1047–1057. 2008.
- HUGGINS, K., Halliburton. Shale LOG Formation Evaluation. By. Global Technical Solutions. Houston. 52 Pp. 2012.
- JACK CHIEN What is hydraulic fracturing? | Total E Denmark B.V. 2015 Disponible en internet:: https://es.pinterest.com/pin/154389093447304302/
- JACOBS, D. *et al.*, Integrated Petyrophysical Evaluation of Gas Shale Reservoirs Society of Petroleum Engineers SPE 114925 23 Pp. 2008.
- JARVIE, D., Application of Geochemical Techniques in the Evaluation of Shale Gas Plays and Prospects. AAPG Southwest Section Meeting Midland, Texas May 22 Workshop. 2005.
- JARVIE, D. M., et al., Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. American Association of Petroleum Geologists AAPG Bulletin, vol. 91(4), Pp. 475-499. 2007 b.
- JARVIE, D., *et al.*, Unconventional Shale Gas Systems Barnett Shale AAPG vol. 91(4), Pp. 475-499. 2007a.

- JCPDF., Diffrac Plus Software Joint Committee Powder Diffraction Files International Centre for Diffraction Data, ICDD2. 2014.
- JOSH, M. *et al.*, Laboratory Characterization of Shale Properties. Journal of Petroleum Science and Engineering. *doi:* 10.1016/j.petrol.2012.01.023. 2012.
- JULIVERT, M., Léxico Estratigráfico. Amérique Latine. Vol V Fascicule 4 a Colombie. Premiere partie. Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque et Intrusions D'âge Mésozoïque Tertiaire. Centre National de la Recherche Scientifique. 15, quai Anatole-France, Paris VII. 1968.
- KOWAL, M., Origin of Cone-in-Cone Calcite Veins During Calcitization of Dolomites and Their Subsequent Diagenesis: A Case Study From the Gogolin Formation (Middle Triassic), SW Poland. Sedimentary Geology 224 Pp 54– 64. 2010.
- KUUSKRAA, *et al.*, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration (EIA). 2014.
- MACHALA, M., Halliburton. Overview of Shale Plays in the USA. By. Global Technical Solutions. 54 Pp. HLB. 2011.
- MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD. Recreación de laboratorios y funcionamiento de instrumental científico histórico. Iluminando los cristales. Laboratorio de cristalografía [en línea]. [citado 10 feb, 2014] Disponible en internet: <u>URL:http://museovirtual.csic.es/csic75/laboratorios/lab3/lab3a.html</u> . http://museovirtual.csic.es/csic75/laboratorios/lab3/img/ley_bragg.jpg .
- MITRA, A. *et al.*, Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoir of Unconventional Shale Gas Reservoirs. Search and Discovery Article #80123. 2010. Poster Presentation at AAPG International Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, September 12-15. 2010.
- MORALES, L. G. et al., General Geology and Oil Occurrences of Middle Magdalena Valley (Colombia). Habitat of Oil, Symposium Am. Ass. Petr. Geol. 651 Pp 5-6 (Tablazo limestone). Tulsa. 1958.
- MORENO, G. & SARMIENTO, G., Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las Localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara San Gil (Santander), Colombia Geología Colombiana. 27, Pp. 51-76. 21. Figs. 2 Tablas. Bogotá. 2002.
- MUNSELL GEOLOGICAL ROCK Color Chart., Rock Color Chart Committee. Geological Society of America (GSA). 2009.

- NELSON, P., Pore Throat Sizes in Sandstones Tight Sandstones and Shales AAPG, Vol. 93, No. 3. 2009.
- NICHOLS, G., Sedimentology and Stratigraphy. United Kingdom. Wiley Blackwell, Second Edition. 419 Pp. 2009.
- O'BRIEN, N. R. & SLATT R.M., Argillaceous Rock Atlas, Publisher Springer New York. 141 Pp. 1990.
- PASSCHIER, CEES, W., TROUW RUDOLPH, A. J., Microtectonics 187 Pp Springer Verlag. 2005.
- PETERS, K. E. AND CASSA, M. R., Applied Source Rock Geochemistry, in LB. Magoon, and W.G. Dow, (Eds.). The Petroleum System; from Source to Trap: AAPG Memoir 60, Pp. 93-120. 1994.
- PETERS, K.E., Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 70, Pp. 318 329. 1986.
- PETREL By SLB®. Software Licenciado por Schlumberger para Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL. 2013.
- PITTET, B., GORIN, G. E., Distribution of Sedimentary Organic Matter in a Mixed Carbonate-Siliciclastic Platform Environment: Oxfordian of the Swiss Jura Mountains. Sedimentology 44, Pp. 915 937. 1997.
- POSAMENTIER, H. & WALKER, R., Facies Models Revisited. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. SEPM Society for Sedimentary Geology. 527 Pp. 2006.
- REINECK, H. & SINGH, I., Depositional Sedimentary Environments: Springer Verlag Berlin Heidelberg New York. 1. 551 Pp. 1980.
- REINECK, H. E., Sedimentgefüge im Bereich der Südlichen Nordsee. Abhandliungen der Senckenbergische Naturforschende. Gesellschaft 505. 138 Pp. 1963.
- RÍOS ROCA, ALVARO. El Impresionante Auge de los Shales. El Shale Gas y Oil Impactan los Mercados de la Región [en línea]. Publicado por Layerlin en ago 31, 2014 [citado 07 jul, 2015] Disponible en internet: URL:http://energiaadebate.com/el-impresionante-auge-de-los-shales/.
- SHALE DEVELOPMENTS III. Halliburton., Chapter II, page 9. Table 3, Minimum Characteristics Needed for a Productive Shale Play. 2012

- SHALE SEGURO. Independencia Energética. Argentina Logrará Este Año la Mayor Cantidad de Pozos Perforados Fuera de EE.UU. [en línea]. [citado 10 feb, 2014] Disponible en internet:

 <u>URL:http://frackingargentina.org/2014/04/argentina-lograra-este-ano-la-mayor-cantidad-de-pozos-perforados-fuera-de-ee-uu/</u>.
- SLATT, R. *et al.*, Pore to Regional-Scale, Integrated Characterization Workflow for Unconventional AAPG Memoir 97. 2012.
- STEFFEN, D., GORIN, G., Palynofacies of the Upper Tithonian–Berriasian Deep-Sea Carbonates in the Vocontian Trough (SE France). Bulletin Centres Recherche. Exploration-Production Elf Aquitaine 17, Pp. 235 – 246. 1993.
- TECHLOG SLB®., Software Licenciado por Schlumberger para Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL. 2013.
- TORRES, EMILIO., Unconventional Gas Shale Assessment of la Luna Formation, in the Central and South Areas of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. Degree Thesis. University of Oklahoma. Tulsa. 227 Pp. 2013.
- TRAVERSE, A., Paleopalynology. 2nd Edition. Springer, 813 Pp. 2007.
- TYSON, R.V., Palynofacies Analysis. <u>In:</u> Jenkins, D. G. Ed. Applied Micropaleontology. Kluwer Academic Publishers. Dordrecht, Pp. 153–191. 1993.
- TYSON, R.V., Sedimentary Organic Matter, Organic Facies and Palynofacies. Chapman & Hall. London. 615 Pp. 1995.
- USDOE & NETL., Modern Shale Gas Development in the USA National Energy Technology Laboratory US. Department of Energy Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory. Work Performed Under DE-FG26-04NT15455. Tulsa, OK 74119. 2009.
- WALLS, J. ARMBRUSTES, M., Shale Reservoir Evaluation Improved by Dual Energy X Ray CT Imaging Joel Walls. SPE, and Meghan Armbruster, Ingrain Inc. 2012.
- WANG, G and Carr, T., Methodology of Organic Rich Shale Lithofacies Identification and Prediction (2). Computers & Geosciences 49 (2012) Pp 151–163. 2012.
- WENTWORTH, C., A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments: Journal of Geology, vol. 30, Pp. 377 392. 1922.

XIAOCHUM, J. *et al.*, Fracability Evaluation in Shale Reservoir. An Integrated Petrophysical and Geomechanical Approach – SPE 168589 Society Petroleum Engineers. Texas USA. 2014.