

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 18 de julio de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Diego Alejandro Trujillo Alvarado, con C.C. No. 1081515751,

Manuel Fernando David Campo, con C.C. No. 1075282780,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE LOS SHALES DE LA FORMACIÓN GACHETÁ EN EL SUR DEL CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES MEDIANTE EL USO DE REGISTROS ELECTRICOS CONVENCIONALES” presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos; autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

CARTA DE AUTORIZACIÓN



CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Diego Alejandro Trujillo Alvarado

Firma:

Diego Alejandro Trujillo Alvarado

C.c. 1081515751

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Manuel Fernando David Campo

Firma:

Manuel Fernando David Campo

C.c. 1075282780

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 5

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Trujillo Alvarado	Diego Alejandro
David Campo	Manuel Fernando

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Muñoz Quijano	Ingrid Natalia
Esquivel Vivas	Pedro Alexander

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS: 97

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 5

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_x___ Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas_x_ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros_x_

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

MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Geomecánica	Geomechanics	6. Llanos Orientales	Llanos Basin
2. lutitas	Shale	7. Poisson	Poisson
3. No convencionales	Unconventional	8. Young	Young
4. Gachetá	Gachetá	9. Fracturamiento	Fracking
5. Registros eléctricos	Electric Logs	10. Casanare	Casanare

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales tipo Shale, se ha convertido en una operación cada vez más frecuente debido a la demanda energética del mundo en la actualidad. El estudio de la geomecánica en las formaciones con un buen potencial para esta clase de yacimientos es indispensable a la hora de comenzar este tipo de proyectos.

Por medio de los datos de esfuerzos y propiedades de la roca, determinados a partir de información de registros eléctricos es posible establecer la viabilidad de fracturar el intervalo de interés. El uso de registros eléctricos como herramienta preliminar para la caracterización de estas formaciones resulta de gran ayuda por la rapidez y economía de su realización.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 5

Los pozos Llano 1, Llano 2, Llano 3 y Llano 4 fueron estudiados a partir de datos de registros eléctricos, obteniendo resultados que demuestran que, además de tener una buen porcentaje de materia orgánica, es muy probable que sean aptos para operaciones de fracturamiento hidráulico exitoso.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 5

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Extraction of hydrocarbons on unconventional reservoirs like Shale type, has become an increasingly common operation due to the current energy global demand. The geomechanics properties study on formations with high potential for this kind of reservoirs is important during the initial stages of these projects.

Through stress data and rock properties, determined from electric logs information, possible to determine the viability of a fracture in the zone of interest. The use of electric logs as a preliminary tool for the formation characterization very helpfull for the speed and economy of its realization.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

5 de 5

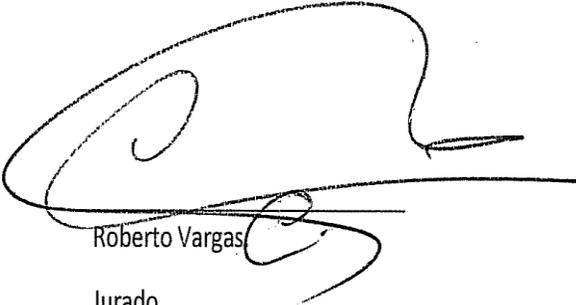
APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Roberto Vargas Cuervo

Firma:



Roberto Vargas
Jurado

Nombre Jurado: Jersahin Lamilla

Firma:



Jersahin Lamilla.
Jurado

**CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE LOS SHALES DE LA FORMACIÓN
GACHETÁ EN EL SUR DEL CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES MEDIANTE EL USO DE REGISTROS ELECTRICOS
CONVENCIONALES**

**DIEGO ALEJANDRO TRUJILLO ALVARADO
MANUEL FERNANDO DAVID CAMPO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2016**

**CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA DE LOS SHALES DE LA FORMACIÓN
GACHETÁ EN EL SUR DEL CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES MEDIANTE EL USO DE REGISTROS ELECTRICOS
CONVENCIONALES**

**DIEGO ALEJANDRO TRUJILLO ALVARADO
MANUEL FERNANDO DAVID CAMPO**

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

Director(a):

GEÓLOGA PhD INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO

Codirector(a):

INGENIERO DE PETRÓLEOS PEDRO ALEXANDER ESQUIVEL VIVAS

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA DE PETRÓLEOS
NEIVA, HUILA
2016**

Nota de Aceptación

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA.

A mis padres María Victoria y Luis Fernando por tanto amor, paciencia y dedicación. Mi agradecimiento hacia ustedes es infinito. A mi hermano Luis Miguel quien con su entusiasmo me ayudo a seguir adelante y a toda mi familia que ha sido un gran apoyo en todo mi proceso de aprendizaje y crecimiento.

Un especial agradecimiento a mis abuelos Silvia y Manuel quienes me guiaron a lo largo de los años y me animaron a cumplir todos mis sueños y metas

Por ultimo quiero agradecerle a mi novia Angie Viviana que me acompaño a lo largo de estos años a lograr la consecución de este logro.

Manuel Fernando David Campo.

Dedico este proyecto a Dios por permitirme cumplir el sueño de alcanzar esta meta, y a mi familia, que ha sido el combustible que me ha dado fuerzas para, finalmente, dar este gran paso.

Diego Alejandro Trujillo Alvarado.

AGRADECIMIENTOS

La culminación de este proyecto de grado nos lleva a pensar en todas las personas que, con su contribución y apoyo, permitieron que pudiéramos dar este gran paso, es por esto que deseamos agradecer, primeramente a Dios porque en medio de todas las adversidades siempre estuvo presente en nuestro camino.

Quisiéramos expresar nuestro más profundo y sincero agradecimiento a la Dra. Ingrid Natalia Muñoz, directora de este proyecto, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa a lo largo de la realización del mismo.

Especial reconocimiento merece nuestro codirector, el Ing. Pedro Esquivel, con quien nos encontramos en deuda por la confianza depositada en nosotros y todo el apoyo que nos brindó durante estos meses.

Quisiéramos hacer extensiva la gratitud a nuestro compañero Jesus Coqueco, quien fue pieza fundamental para el desarrollo del proyecto, aportándonos sus conocimientos y su muy valioso tiempo.

Por último, queremos dar un agradecimiento muy especial a nuestras familias y amigos, por su apoyo y su comprensión durante la realización del proyecto.

A todos ellos, infinitas gracias.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	15
1.1. Alcances	16
1.2. Objetivos	16
1.2.1. Objetivo general	16
1.2.2. Objetivos específicos.....	16
1.3. Justificación	17
1.4. Localización del área de estudio	17
1.5. Antecedentes	19
1.6. Materiales y metodología	26
1.6.1. Recopilación y selección de la información	26
1.6.2. Evaluación geoquímica y petrofísica	26
1.6.3. Determinación de las propiedades geomecánicas	27
1.6.4. Identificación de los intervalos prospectivos.....	27
2. MARCO TEÓRICO.....	28
2.1. Contexto geológico	28
2.1.1. Geología general	28
2.1.1.1. Formación Gachetá	29
2.1.2. Modelo tectónico regional.....	32
2.2. Yacimientos no convencionales.....	34
2.2.1. Propiedades de los yacimientos de shale	35
2.3. Geomecánica.....	36
2.3.1. Fractabilidad y mineralogía.....	37
3.1.1 Módulo de Young	40
3.1.2 Relación de Poisson.....	41
2.4. Registros eléctricos de pozo.....	42
2.4.1. Registros sínicos	42
2.4.1.1.Registro sínico convencional.....	42
2.4.1.2.Registros sínicos compensados.....	43
2.4.1.3.Registro sínico dipolar	43

2.4.2.	Registro neutrón compensado.....	44
2.4.3.	Registro de densidad.....	44
2.4.4.	Registro de Gamma Ray Espectral	45
2.5.	Método de Passey para el cálculo de riqueza orgánica.....	49
2.5.1.	Registros de resistividad y sónico compresional	49
2.5.2.	Con los registros de resistividad y densidad.....	51
2.5.3.	Con los registros de resistividad y neutrón	51
2.6.	Cálculo estimado del nivel de metamorfismo orgánico	53
3.	PROCESAMIENTO Y DATOS OBTENIDOS	55
3.1.	Identificación de los intervalos de interés.	55
3.2.	Cálculo del exponente de cementación y madurez térmica	60
3.2.1.	Exponente de cementación y madurez térmica Pozo Llano 1	60
3.2.2.	Exponente de cementación y madurez térmica pozo Llano 2	61
3.2.3.	Exponente de cementación y madurez térmica pozo Llano 3	62
3.2.4.	Exponente de cementación y madurez térmica pozo Llano 4	63
3.3.	Aplicación del Método de Passey.	64
3.2.1.	Aplicación del Método de Passey pozo Llano 1.	64
3.2.2.	Aplicación del Método de Passey pozo Llano 2.	66
3.2.3.	Aplicación del Método de Passey pozo Llano 3.	68
3.2.4.	Aplicación del Método de Passey pozo Llano 4.	70
3.3.	Evaluación de las propiedades geomecánicas.....	72
3.3.1.	Cálculo de la Relación de Poisson en el Pozo Llano 1.....	72
3.3.2.	Cálculo de la relación de Poisson pozo Llano 2	74
3.3.3.	Cálculo del Módulo de Young en el Pozo Llano 1	75
3.3.4.	Cálculo del Módulo de Young en el Pozo Llano 2	76
3.3.5.	Cálculo de la Pseudofragilidad en el Pozo Llano 1	78
3.3.6.	Cálculo de la Pseudofragilidad en el Pozo Llano 2	79
3.4.	Determinación del Tipo de Arcilla con Gamma Ray Espectral	79
3.4.1.	Pozo Llano 1	79
3.4.2.	Pozo Llano 2	83
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	86

5. CONCLUSIONES.....91
6. RECOMENDACIONES93
BIBLIOGRAFIA.....94

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Top 10 de países con recursos técnicamente recuperables de oil shale, tomado de Kuuskraa, 2013.	22
Tabla 2. Top 10 de países con recursos técnicamente recuperables de gas shale, tomado de Kuuskraa, 2013.	22
Tabla 3. Parámetros geoquímicos de la Formación Gachetá tomados de Cerón et al. 2013.	32
Tabla 4. Datos petrofísicos básicos en la Formación Gachetá, tomados de Guzmán et al. 2010.	32
Tabla 5 Registros disponibles por cada pozo.	55
Tabla 6 Valores de línea base en el pozo Llano 1	65
Tabla 7 Valores de línea base en el pozo Llano 2	67
Tabla 8. Valores de línea base en el pozo Llano 3	69
Tabla 9. Valores de línea base en el pozo Llano 4	71
Tabla 10 Valores de espesor y volumen de arcilla Formación Gachetá.	86
Tabla 11 Factor de cementación y madurez térmica en los pozos evaluados.	87
Tabla 12 Tiempo de tránsito promedio de la Formación Gachetá.	88
Tabla 13 Promedios de módulos elásticos en la Formación Gachetá.	89
Tabla 14 Promedios de % de TOC.	89
Tabla 15 Cumplimiento de parámetros mínimos	90

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1	Índice de fractabilidad	38
Ecuación 2	Cálculo del índice de fractabilidad.....	39
Ecuación 3.	Módulo de Young con esfuerzos.....	40
Ecuación 4	Módulo de Young con Registros	40
Ecuación 5.	Relación de Poisson con esfuerzos	41
Ecuación 6	Relación de Poisson con registros sínicos.....	41
Ecuación 7.	ΔLogR con curvas de resistividad y sonico.....	49
Ecuación 8.	ΔLogR con curvas de resistividad y densidad.....	51
Ecuación 9.	ΔLogR con curvas de resistividad	51
Ecuación 10.	Cálculo del porcentaje de TOC	52
Ecuación 11.	Cálculo del nivel de metamorfismo orgánico.....	53
Ecuación 12.	Relación de Poisson con registros sínicos.....	72
Ecuación 13.	Módulo de Young con Registros	75
Ecuación 14.	Cálculo de Pseudrofragilidad	78

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.	Cuenca de los Llanos orientales ANH, 2012	18
FIGURA 2.	Actividades de explotación comercial de las lutitas petrolíferas en el mundo. Dyni, J. R. 2006.....	20
FIGURA 3.	Mapa de cuencas con formaciones de shale evaluadas. Kuuskraa. et al 2013.	21
FIGURA 4.	Cuencas con shales prospectivos para la explotación al norte de Sudamérica Kuuskra et al, 2013.	23
FIGURA 5 .	Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos orientales ANH, 2012	28
FIGURA 6	Columna generalizada de la formación Gacheta con base en observaciones hechas en el páramo de los Curíes y en el sitio el cruceo vía Yopal. C. Ulloa et al, 2001	30
FIGURA 7.	Mapa isócoro, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012	31
FIGURA 8.	Corte esquemático de la cuenca de los Llanos orientales en el sector adyacente a la cordillera oriental Mojica, 2009.....	33
FIGURA 9.	Modelo petrofísico mostrando los constituyentes volumétricos de una matriz típica de shale Ray J. Ambrose et al 2011.	35
FIGURA10.	Esfuerzos locales y esfuerzos principales Tomado de Addis M.A, 1997.....	36
FIGURA 11	Brittleness Index. Fuente: SPE 11525. Rickman ,R., 2008.	39
FIGURA 12	Transmisión de la energía acústica dentro de un pozo Cedip. 2013.....	42
FIGURA 13.	Gráfica de concentración de Torio vs porcentaje de Potasio para la determinación del tipo de arcilla tomado de Schlumberger Handbook 2009.....	46
FIGURA 14.	Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs porcentaje de Potasio para la determinación del tipo de arcilla tomado de Schlumberger Handbook 2009.....	47
FIGURA 15.	Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs relación Torio/potasio para la determinación del tipo de arcilla tomado de Schlumberger Handbook, 2009.....	48
FIGURA 16.	Método de ΔLogR con curvas de resistividad y sónico tomado de A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs Passey, 1990.	50
FIGURA 17.	Método de ΔLogR con curvas de resistividad, neutrón y densidad tomado de A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs Passey, 1990.....	52

FIGURA 18.	Mapa de reflectancia de la vitrinita: Formación Gachetá ANH, 2012	54
FIGURA 19	Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 1 (intervalo 9585-9805).....	56
FIGURA 20.	Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 2 (intervalo 9832-10028).....	57
FIGURA 21.	Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 3 (intervalo 11790-12033).....	58
FIGURA 22.	Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 4 (intervalo 8865-9042).....	59
FIGURA 23.	Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 1	60
FIGURA 24.	Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 2	61
FIGURA 25.	Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 3.....	62
FIGURA 26.	Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 4	63
FIGURA 27	Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 1	64
FIGURA 28	Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 2.....	66
FIGURA 29	Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 3.....	68
FIGURA 30	Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 4.....	70
FIGURA 31	Curva de relación de Poisson encontrada en el pozo Llano 1.....	73
FIGURA 32	Curva de la Relación de Poisson encontrada en el pozo Llano 2 ...	74
FIGURA 33.	Curva del módulo de Young (x10-6) encontrado en el pozo Llano 176	
FIGURA 34	Curva del módulo de Young (x10-6) encontrado en el pozo Llano 277	
FIGURA 35.	Gráfica de Pseudofragilidad para el pozo Llano 1	78
FIGURA 36.	Gráfica de Pseudofragilidad para el pozo Llano 2.....	79
FIGURA 37.	Gráfica de Torio (ppm) vs porcentaje de Potasio en el pozo Llano 1	80
FIGURA 38.	Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs porcentaje de Potasio en el pozo Llano 1	81
FIGURA 39.	Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs relación de Torio/Potasio en el pozo Llano 1.....	82
FIGURA 40.	Gráfica de Torio (ppm) vs porcentaje de Potasio en el pozo Llano 2	83
FIGURA 41.	Gráfica de PEF vs % de Potasio en el pozo Llano 2	84
FIGURA 42.	Gráfica de PEF vs relación de Torio/Potasio en el pozo Llano 2.....	85

RESUMEN

La explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales tipo Shale, se ha convertido en una operación cada vez más frecuente debido a la demanda energética del mundo en la actualidad. El estudio de la geomecánica en las formaciones con un buen potencial para esta clase de yacimientos es indispensable a la hora de comenzar este tipo de proyectos.

Por medio de los datos de esfuerzos y propiedades de la roca, determinados a partir de información de registros eléctricos es posible establecer la viabilidad de fracturar el intervalo de interés. El uso de registros eléctricos como herramienta preliminar para la caracterización de estas formaciones resulta de gran ayuda por la rapidez y economía de su realización.

Los pozos Llano 1, Llano 2, Llano 3 y Llano 4 fueron estudiados a partir de datos de registros eléctricos, obteniendo resultados que demuestran que, además de tener un buen porcentaje de materia orgánica, es muy probable que sean aptos para operaciones de fracturamiento hidráulico exitoso, debido a que sus propiedades geomecánicas, que al final se resumen en la gráfica de pseudofragilidad, las cuales se encuentran en la zona de aprobación y en su mayoría cumplen con los parámetros establecidos para el inicio un proceso de fracturamiento.

Al final todo se resuelve en la práctica, pero no hay duda de que los valores altos de módulo de Young y bajos de relación de Poisson nos permiten tener valores altos de pseudofragilidad, que combinados con el alto potencial orgánico de la zona, y algunas otras características, hacen muy atractiva la sección de la Formación Gachetá como objetivo de un fracturamiento exitoso.

ABSTRACT

Extraction of hydrocarbons on unconventional reservoirs like Shale type, has become an increasingly common operation due to the current energy global demand. The geomechanics properties study on formations with high potential for this kind of reservoirs is important during the initial stages of these projects.

Through stress data and rock properties, determined from electric logs information, possible to determine the viability of a fracture in the zone of interest. The use of electric logs as a preliminary tool for the formation characterization very helpful for the speed and economy of its realization.

The Llano 1 Llano 2, Llano 3 and Llano 4 wells, were studied using electric logs data, obtaining interesting results and demonstrating that, in addition to having good amount of organic matter, are very likely to be suitable for a successful hydraulic fracturing operation, since their geomechanical properties, summarized in the graph of fragility at the end, which are in the area of approval and, and fulfill mostly with the parameters established for initiating a fracturing process .

In the end it all works out in practice, but there is no doubt that the high values of Young's modulus and low Poisson's ratio allow us to have high values of fragility, which combined with the high organic potential of the area, and some other properties make very attractive the possibility of a successful fracturing.

1. INTRODUCCIÓN

En Colombia, entre las formaciones con alta prospectividad para la explotación de hidrocarburos no convencionales asociados a lulas, encontramos la Formación Gachetá, ubicada en la cuenca sedimentaria de los Llanos orientales. Esta Formación cumple con las características principales de alto porcentaje de materia orgánica y bajas permeabilidades que la hacen atractiva para la realización de una caracterización geomecánica que permita evaluar la Formación como un yacimiento de hidrocarburos no convencionales.

La elaboración de un estudio de las propiedades geomecánicas de la Formación Gachetá es de gran importancia, debido a su posible prospección como productora de hidrocarburos no convencionales.

Por medio de registros eléctricos se pueden obtener propiedades como el porcentaje de riqueza orgánica (%TOC), la relación de Poisson y el módulo de Young, que integradas con datos litológicos y otras propiedades de la Formación, que serían de gran ayuda a la hora de establecer la viabilidad de un posible fracturamiento hidráulico en la zona de estudio.

El estudio de las propiedades geomecánicas es de vital importancia a la hora de tomar decisiones con respecto a la potencial realización de una operación de fracturamiento hidráulico. Para que una zona sea considerada fracturable debe cumplir con una serie de parámetros que harían la operación mucho más confiable, ya que con el cumplimiento de estos parámetros, el porcentaje de éxito en la operación aumenta de forma considerable y es finalmente lo que se busca.

El % de TOC, la relación de Poisson, el módulo de Young y el porcentaje de arcilla son algunas de las características que se miran a la hora de estudiar una zona como una posible fuente de hidrocarburos no convencionales, en esta investigación son halladas cada una de ellas a partir de registros eléctricos convencionales y son analizadas en torno a la posibilidad de realizar una operación de fracturamiento hidráulico para la extracción de hidrocarburos no convencionales en la zona estudiada de la Formación Gachetá, que hace parte de la cuenca de los Llanos orientales.

1.1. Alcances

La explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se ha convertido en una operación cada vez más frecuente debido a la demanda energética del mundo en la actualidad. El estudio de la geomecánica en las formaciones con un buen potencial para este tipo de yacimientos es indispensable a la hora de comenzar este tipo de proyectos.

Por medio de los datos de esfuerzos y propiedades de la roca, determinados a partir de información de registros eléctricos se puede establecer si es viable o no fracturar el intervalo de interés. El uso de registros eléctricos como herramienta preliminar para la caracterización de este tipo de recursos resulta de gran ayuda por la rapidez y economía de su realización.

En Colombia, entre las formaciones con alta prospección para la explotación de hidrocarburos no convencionales asociados a lulitas, encontramos la Formación Gachetá, ubicada en la cuenca sedimentaria de los Llanos orientales; esta Formación cumple con las características principales de alto porcentaje de materia orgánica y bajas permeabilidades que la hacen atractiva para la realización de una caracterización geomecánica que permita evaluar la Formación como un yacimiento de hidrocarburos no convencionales.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Realizar la caracterización geomecánica de los shales de la Formación Gachetá en la cuenca de los Llanos Orientales mediante el uso de registros eléctricos convencionales.

1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar intervalos fracturables, que cumplan con características geomecánicas propicias para la extracción rentable de hidrocarburos no convencionales.

- Aplicar una metodología básica que permita utilizar los registros convencionales de pozo cuando se carece de registros sínicos dipolares.
- Aportar un conocimiento general del comportamiento geomecánico de la Formación Gachetá y su potencial como fuente de hidrocarburos.

1.3. Justificación

Es primordial conocer la viabilidad del desarrollo de un proyecto de hidrocarburos no convencionales en los shales de la Formación Gachetá, para conocer esto, se deben analizar características litológicas, estratigráficas, geoquímicas, geomecánicas, entre otras.

Es de gran importancia sentar precedentes en este tipo de procedimientos en los que Colombia es novata pero, a su vez, hace parte de los 32 países que cuentan con un alto potencial de reservas no convencionales de gas¹.

1.4. Localización del área de estudio

La cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia (ver figura 1). De acuerdo con la ANH (2012) e ECOPETROL/ICP (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km². Sus límites geomorfológicos son la cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario.

Geográficamente; el área de estudio comprende cuatro pozos ubicados al sur de Departamento del Casanare dentro de la cuenca de los Llanos orientales, los cuales son descritos a continuación:

¹ U.S. Energy Information Administration (2011, Abril). World Shale Gas: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States.

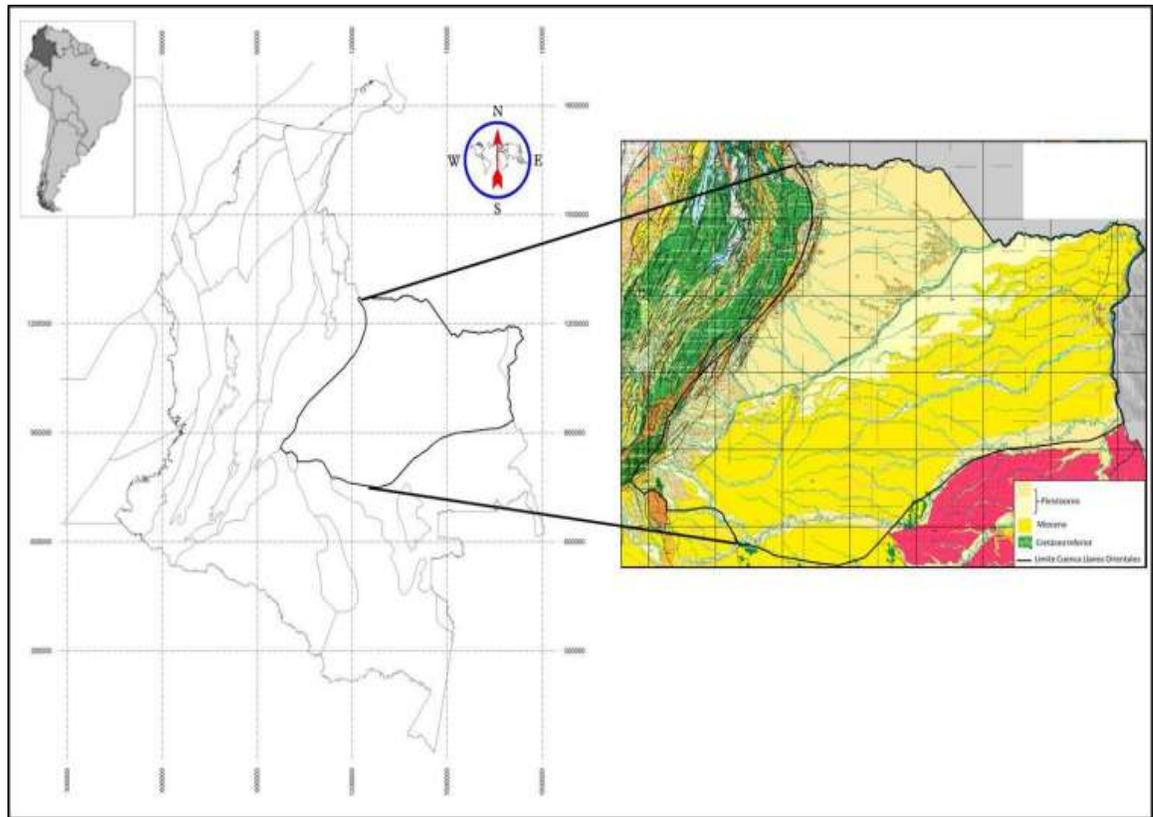


FIGURA 1. Cuenca de los Llanos orientales (ANH, 2012)

Nombre: Llano 1

País: Colombia, departamento: Casanare

Fecha de inicio de operaciones: 10/03/2005

Fecha de profundidad final: 07/04/2005 (TVD: 9978 pies, MD: 9995 pies)

Nombre: Llano 2

País: Colombia, departamento: Casanare

Fecha de inicio de operaciones: 9/02/2004

Fecha de profundidad final: 14/03/2004 (TVD: 10243 pies, MD: 10570 pies)

Nombre: Llano 3

País: Colombia, departamento: Casanare

Fecha de inicio de operaciones: 11/04/2008

Fecha de profundidad final: 02/05/2008 (TVD: 12340 pies, MD: 12345 pies)

Nombre: Llano 4

País: Colombia, departamento: Casanare

Fecha de inicio de operaciones: 12/02/2003

Fecha de profundidad final: 03/03/2003 (TVD: 8539 pies, MD: 9300 pies)

1.5. Antecedentes

A comienzo del siglo XVII en diversos lugares de Europa se destilaba aceite proveniente de lutitas como combustible para calefacción y para el alumbrado de las calles, La explotación de lutitas se llevaba a cabo mediante minería de explotación a cielo abierto, o bien minería subterránea mediante el uso del método de cámaras y pilares asociado con la explotación minera del carbón.

El país con antecedentes más antiguos de producción comercial de petróleo de lutitas es Escocia, donde hubo minas que operaron durante más de 100 años y que finalmente fueron cerradas en 1962.²

Luego de la segunda guerra mundial, la falta de combustible incentivó a los países europeos a realizar estudios y explotaciones de lutitas para el abastecimiento de la demanda energética, Estonia fue uno de los países que se destacó en la explotación de shales con un deposito que cubría cientos de kilómetros cuadrados en la porción septentrional del país en una operación que continúa a la fecha.

En los años 70s tuvieron un gran incremento los volúmenes de lutitas explotadas debido al alza en los precios del petróleo, como se observa en la figura 2, que alcanzaron su tope máximo en 1980, luego la explotación comenzó a declinar cuando los precios del petróleo volvieron no competitivo el negocio de las lutitas petrolíferas.

² Dyni, J. R. (2006). *Geology and resources of some world oil-shale deposits*. US Department of The Interior, US Geological Survey.

La explotación de shale a través de pozos no se consideraba viable hasta los años 80s, esta tecnología no se creía comercialmente viable. La primera hidrofracturación en lutitas económicamente rentable se consiguió en 1998 utilizando un proceso innovador conocido como “slick-water fracturing”. Desde entonces, el shale gas ha sido el componente de mayor crecimiento en la energía primaria total (TPE) en los EE UU.

La perforación del primer pozo de gas natural en los Estados Unidos ocurrió en 1815, cuando el capitán James Wilson accidentalmente encontró gas natural, mientras buscaba perforar un domo salino en lo que se conoce hoy en día como Virginia Occidental.³

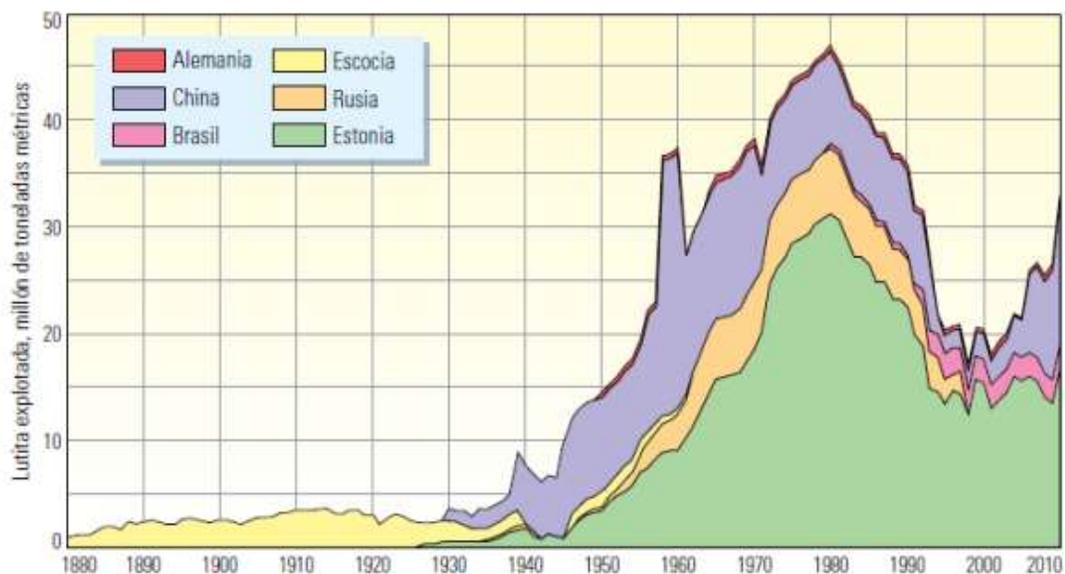


FIGURA 2. Actividades de explotación comercial de las lutitas petrolíferas en el mundo.
Dyini, J. R. (2006)

La perforación direccional y el fracturamiento hidráulico han creado un excelente ambiente para la explotación de gas shale e hidrocarburos líquidos en los Estados Unidos.

Se sabe que los depósitos de aceite y gas provenientes de lutitas están presentes también a lo largo del resto del mundo incluyendo Europa, Suramérica, Australia y varias regiones de Asia Pacífico, ver Figura 3. Hay muchas expectativas y se espera que más shale y otros recursos no convencionales sean explorados fuera de

³ WVExp.com. First Natural Gas Well [En Línea] http://www.wvexp.com/index.php/First_Natural_Gas_Well [Citado en Septiembre, 2015]

Estados Unidos como nuevas fuentes de energía proveniente de hidrocarburos para satisfacer la demanda mundial que va en aumento.⁴ (ver tablas 1 y 2)

El fracturamiento hidráulico ha sido usado en la industria de los hidrocarburos desde 1940, produciendo más de 600 trillones de pies cúbicos de gas natural y 7 billones de barriles de aceite. En el caso de Estados Unidos, país pionero en el tema, la utilización de tecnologías como el “Fracking” ha desbloqueado las enormes reservas de shale que este país posee, provocando un renacimiento en las producciones de aceite y gas, creando millones de empleos y generando un gran crecimiento económico. Sin estas tecnologías, Estados Unidos perdería el 45% de la producción doméstica de gas natural y el 17% de su producción de aceite dentro de 5 años.⁵

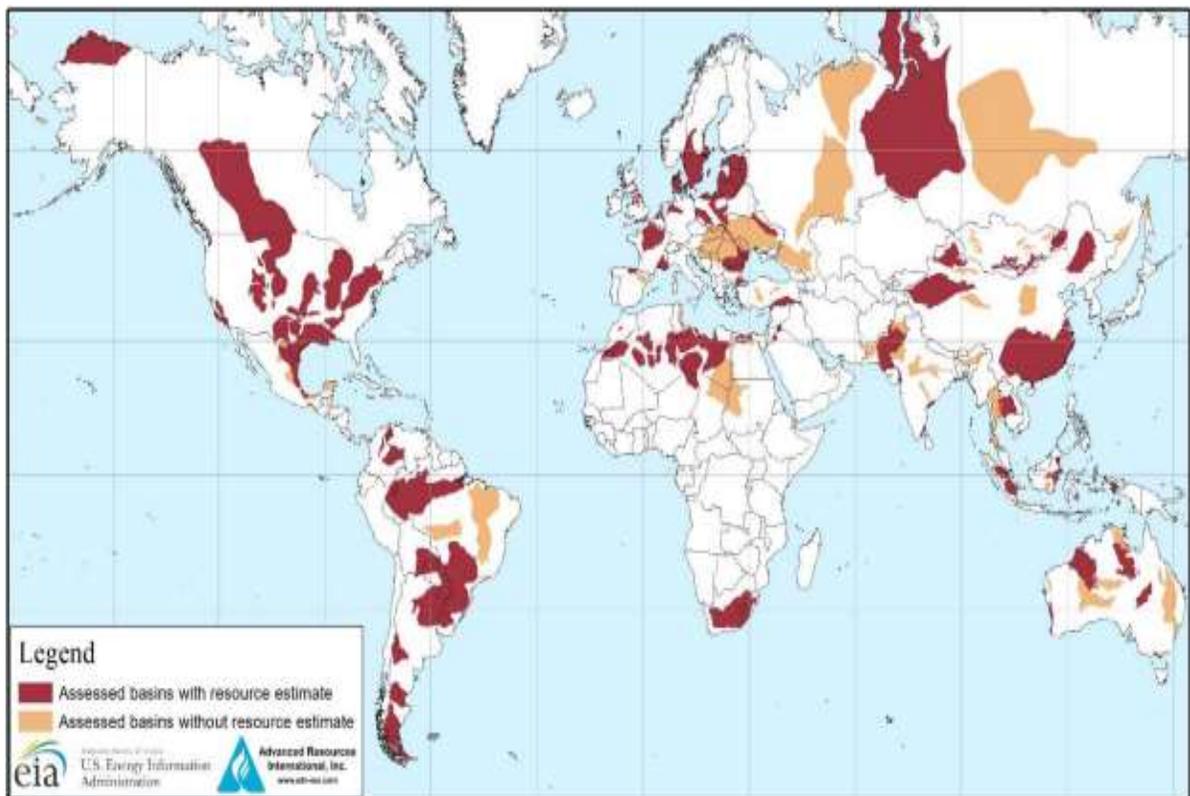


FIGURA 3. Mapa de cuencas con formaciones de shale evaluadas. Kuuskraa. et al (2013).

⁴ Jellison, M., Brock, J., Muradov A., (Marzo, 2013). *Shale Play Drilling Challenges: Case Histories and Lessons Learned*. SPE/IADC, 163447, Pag 1. Septiembre, 2015, De Onepetro Base de datos

⁵ American Petroleum Institute (2015). *Hydraulic Fracturing Unlocking America's Natural Gas Resources*. America's Oil and Natural Gas Industry.

Tabla 1. Top 10 de países con recursos técnicamente recuperables de oil shale, tomado de Kuuskraa, 2013.

Rango	País	Shale Oil (billones de barriles)
1	Rusia	75
2	Estados Unidos	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Libia	26
6	Australia	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Pakistán	9
10	Canadá	9
Total Mundial		345

Tabla 2. Top 10 de países con recursos técnicamente recuperables de gas shale, tomado de Kuuskraa, 2013.

Rango	País	Shale Oil (trillones de pies cúbicos)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Algeria	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Australia	437
8	Sudáfrica	390
9	Rusia	285
10	Brasil	245
Total Mundial		7229

La explotación a gran escala de yacimientos asociados a las formaciones lutíticas no ocurrió hasta el año 2000, cuando la producción de gas shale en la Formación Barnett, localizada en Texas, se convirtió en una realidad comercialmente rentable. A medida que el éxito en la Formación Barnett se evidenciaba, las compañías iniciaron programas de perforación en esta formación durante los siguientes años. Posteriormente los productores de gas natural ganaron confianza y esto se demostró con los resultados en los shales de la Formación Fayetteville en el norte de Arkansas y continuaron explotando otras formaciones lutíticas, incluyendo Haynesville, Marcellus, Woodford y los shales de Eagle Ford.⁶

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

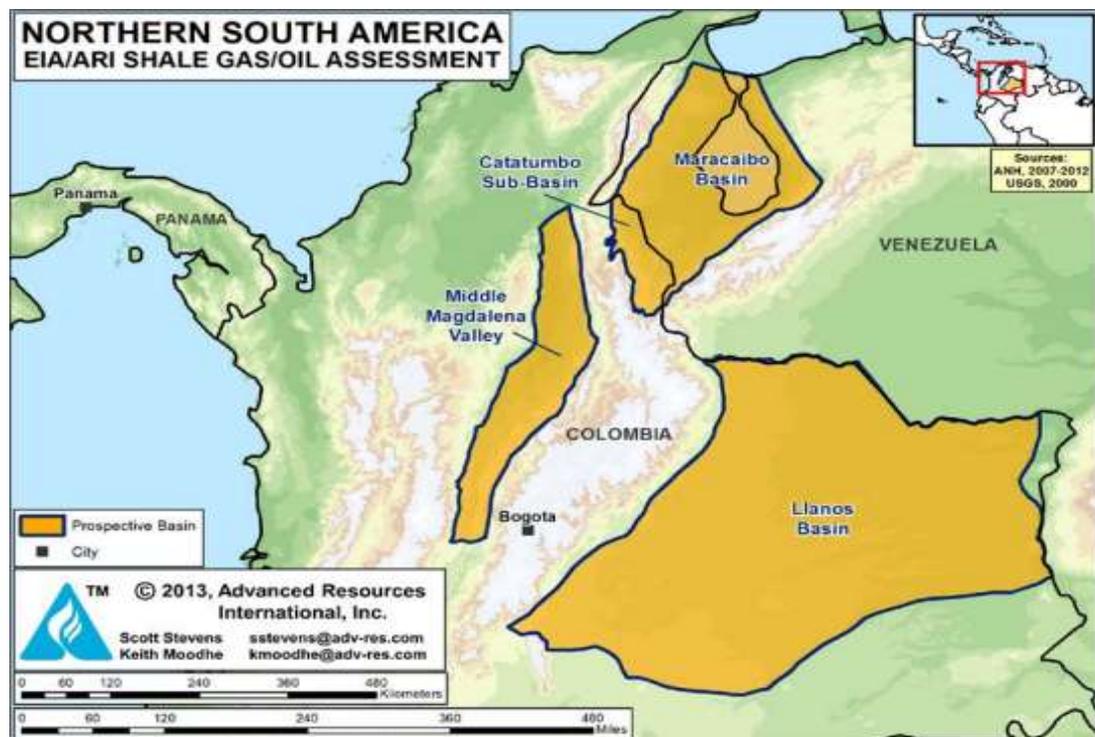


FIGURA 4. Cuencas con shales prospectivos para la explotación al norte de Sudamérica Kuuskra et al, 2013.

⁶ U.S energy information administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States, Washington, DC, 13.

Las lutitas ricas en materia orgánica (la Luna, Capacho y Gachetá) son las rocas generadoras de la mayor parte de petróleo y gas convencional producido en Colombia, estas formaciones son similares en edad a los grandes yacimientos de shale de Eagle Ford y Niobrara en los EE.UU.

Los recursos técnicamente recuperables (TRR) de shale gas y shale oil en el norte de América del Sur se estiman en aproximadamente 222 trillones de pies cúbicos y 20.2 billones de barriles, Colombia representa 6,8 billones de barriles y 55 trillones de pies cúbicos, mientras que el oeste de Venezuela cuenta con 13.4 billones de barriles y 167 trillones de pies cúbicos.⁷

El primer registro de una zona de shale divulgado públicamente en Colombia registra 230 pies de shale de la Luna, con una porosidad promedio de 14 %. Conformada típicamente por shale negros con un espesor cercano a los 500 pies, ubicadas a 10.000 pies de profundidad, con una media de 5.2 % de TOC. La ventana de madurez térmica comprende aceite, gas húmedo y gas seco (Ro 0,7 a 1,5%).⁸

Las formaciones de lutitas en las cuencas de los Llanos y Maracaibo / Catatumbo aún no han sido probadas, pero también tienen el potencial de petróleo y gas asociado a lutitas.

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

Actualmente en la cuenca de los Llanos orientales y en específico en la Formación Gachetá no se ha llevado a cabo ningún proceso de perforación a gran escala o licitación para la explotación de hidrocarburos no convencionales; sin embargo, existen varios trabajos desde el punto de vista estratigráfico y geoquímico que se han llevado a cabo en la cuenca:

Fajardo *et al.* (1993), realizaron un modelo estratigráfico, interpretando secuencialmente las unidades desde el Cretácico Tardío hasta el Eoceno Tardío en la zona del Casanare, asignándole una edad a la Formación Los Cuervos Como

⁷ U.S energy information administration (2013), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States, Washington, DC.

⁸ Bachu, S., Ramon, J.C., Villegas, M.E., and Underschultz, J.R., 1995. "Geothermal Regime and Thermal History of the Llanos Basin, Colombia." American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, vol. 79, p. 116-129.

Paleoceno Tardío e identificando ambientes de planicies deltaicas y canales fluviales para este intervalo de tiempo.

Cooper *et al.* (1995), realizaron un estudio sobre la evolución tectónico-estratigráfica de la Cuenca de los Llanos, Cordillera Oriental y Valle Medio del Magdalena, en donde define la Formación Gachetá.

Stefan Bachu *et al.* (1995), realizaron el estudio del régimen geotermal e historia termal de la cuenca de los Llanos orientales, en donde se relacionó los datos de temperatura de fondo de pozo , litología, porosidad y reflectancia a la vitrinita de las formaciones encontradas en la cuenca.

Beicip- Franlab (1995), estudió el modelamiento geoquímicos de la cuenca de los Llanos orientales, en donde se atribuye el origen de los crudos de la Formación Gachetá, ubicando dos pulsos de generación y expulsión para la Formación

Fajardo *et al.* (1998), realizaron una evaluación integral del análisis ambiental y estratigráfico de registros de pozos, interpretación sísmica, análisis bioestratigráficos y análisis petrofísico para el intervalo Cretácico Tardío a Mioceno Medio en la región del Meta.

Fajardo *et al.* (2000), definieron el modelo de evolución estratigráfica para la Cuenca de los Llanos y Piedemonte Llanero para el intervalo Cretáceo Tardío a Mioceno Medio.

Rangel *et al.* (2000), determinaron las propiedades geoquímicas en el Piedemonte Llanero Central de La Formación Barco-Cuervos y Gachetá definida por Fajardo *et al.* (2000), mediante una correlación estratigráfica y geoquímica, empleando los Pozos Anaconda-1, Coporo-1, Guavio-1, Buenos Aires-C-3 y La María-1.

Mora *et al.* (2001), realizaron una caracterización geoquímica de muestras de roca de la secuencia perforada en diferentes pozos Además realiza evaluación de crudos a partir de extracción de bitumen, análisis de cromatografía líquida y gaseosa y biomarcadores.

Geoconsult Ltda.-Pangea Ltda. (2004, Reportado en Caro *et al.*, 2004), realizó una interpretación en la región Central del Piedemonte y Cuenca Llanos haciendo una descripción detallada de las unidades litoestratigráficas presentes en el área, determinando su comportamiento regional mediante Mapas de Facies, Mapas de Paleocorrientes, Mapas Isocoros, Mapas Estructurales, Porcentaje de litologías y correlaciones estratigráficas.

Jaramillo *et al.* (1999, 2003), realizaron un modelo bioestratigráfico en la región Central y Norte del Piedemonte Llanero que contiene la posición estratigráfica (referenciado límites formacionales), de aparición y desaparición de fósiles (Zonas palinológicas) a lo largo del tiempo geológico.

1.6. Materiales y metodología

El presente trabajo se desarrolló usando los siguientes materiales:

Registros eléctricos de 4 pozos ubicados en la zona sur del Casanare, cuenca de los Llanos orientales, Colombia.

Software INTERACTIVE PETROPHYSICS 4.2

Software Microsoft Office 2013.

Para el desarrollo y logro de los objetivos formulados, se cumplió con los lineamientos establecidos, normas y demás protocolos exigidos por la industria desarrollándose a través de la siguiente metodología con sus actividades respectivas

1.6.1. Recopilación y selección de la información

- Se realizó carga de data adquirida de la zona de interés; ingresando los archivos .LAS al software Interactive Petrophysics y cargando las curvas con los debidos templates.
- Se verifico la calidad de los datos cargados; verificando que las curvas hayan sido corregidas por invasión, por diámetro de pozo, temperatura, salinidad de agua de Formación y demás correcciones básicas.
- Se realizó un mapeo detallado mediante los registros de *Gamma Ray* identificando topes y bases de formaciones e intervalos de interés.

1.6.2. Evaluación geoquímica y petrofísica

Mediante el uso de una evaluación petrofísica no convencional mediante registros, se obtuvieron parámetros de:

- Contenido de arcillas, mediante el uso de un *Gamma Ray* Espectral, Identificando zonas potenciales con contenido menor al 40%.
- Determinación de la riqueza orgánica (TOC) de acuerdo a la metodología de Passey.
- Cálculo del factor de cementación (m) a partir del método de Pickett

1.6.3. Determinación de las propiedades geomecánicas

Mediante la evaluación geomecánica basada en registros sínicos, se encontraron parámetros de:

- Relación de Poisson.
- Módulo de Young.
- Índice de fractabilidad.

1.6.4. Identificación de los intervalos prospectivos.

Al Integrar y analizar los resultados de los estudios realizados a la Formación fue posible identificar los intervalos prospectivos para la realización de fracturamiento.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Contexto geológico

2.1.1. Geología general

En forma general la Cuenca de los Llanos Orientales está conformada por un basamento económico correspondiente a edades posteriores al jurásico, y la cobertura productiva está conformada por una serie de sedimentos cretácicos y paleógenos (ver figura 5).

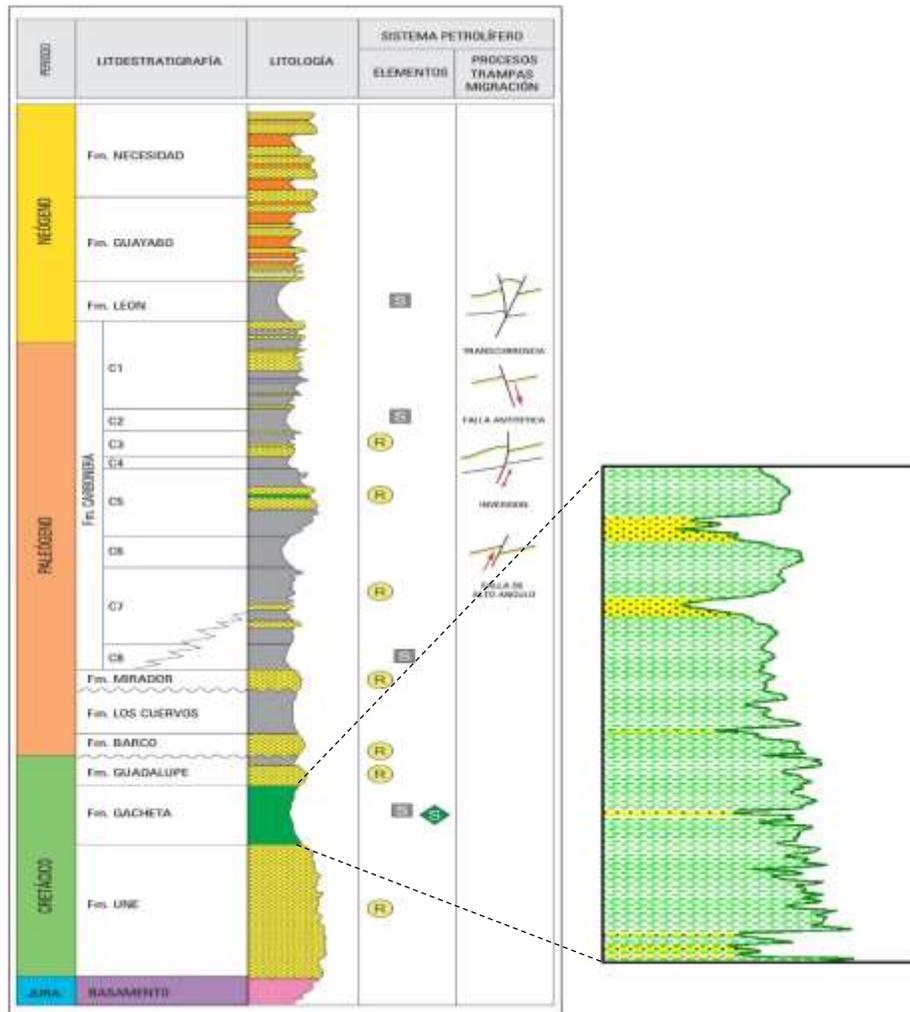


FIGURA 5 .Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos orientales (ANH, 2012)

La secuencia de la cuenca comienza con rocas del Cretácico Inferior correspondientes a la Formación Une, luego se tienen rocas del Cretácico correspondientes a las formaciones Une, Gachetá y Guadalupe, y continua con rocas del Cenozoico correspondientes a las formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, León y Guayabo. Descripciones estratigráficas detalladas para las rocas Cretácicas y Cenozoicas aflorantes en el Piedemonte y La Cuenca de los Llanos se encuentran en Cooper et al. (1995), Fajardo *et al.* (1993; 1998 y 2000) y Geoconsult Ltda.-Pangea Ltda. (2004, Reportado en Caro *et al.*, 2004).

Respecto a producción de hidrocarburos, la cuenca de los Llanos orientales es la más importante del país, en ella se han concentrado los esfuerzos exploratorios de muchas empresas de hidrocarburos. En ella se encuentran campos como Rubiales, Apiay, Castilla, Caño Limón, Cusiana, entre otros. Sin embargo faltan estudios regionales que permitan integrar los prospectos como verdaderos sistemas petrolíferos, por lo que aún es una región de gran potencial exploratorio.

Dentro de los sedimentos depositados en el Cretácico encontramos la Formación Gachetá, la cual es el objeto de estudio de este trabajo y es descrita a continuación.

2.1.1.1. Formación Gachetá

Generalidades

Definida por Cooper *et al* (1995), descansa concordantemente sobre la Formación Une y representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las Formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta ocasionalmente pequeños niveles calcáreos y arenas cuarzosas de grano fino a medio, estos se consideran como objetivo petrolífero en la cuenca (ver figura 6). Esta Formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. En ciertos campos presenta valores variables de glauconita en las arenas y de clorita en los shales, esto hace que aumente la dificultad en la interpretación de los registros en la Formación.

Edad: Turoniano tardío a Coniaciano (Beicip-franlab, 1995) coniaciano – santoniano (Fajardo *et al*, 2000).

Ambiente: Plataforma marina somera (Beicip-franlab, 1995)

Se formó en un ambiente anóxico de tipo marino. El carácter marino ha sido probado en núcleos realizados en el pozo Trinidad – 1 basándose en la presencia de nano fósiles como *Micuta Staurophora*, *Lucianorhabdus cayeuxi* y *Tetralithus pyramidus*, todos pertenecientes al Turoniano tardío Senoniano.

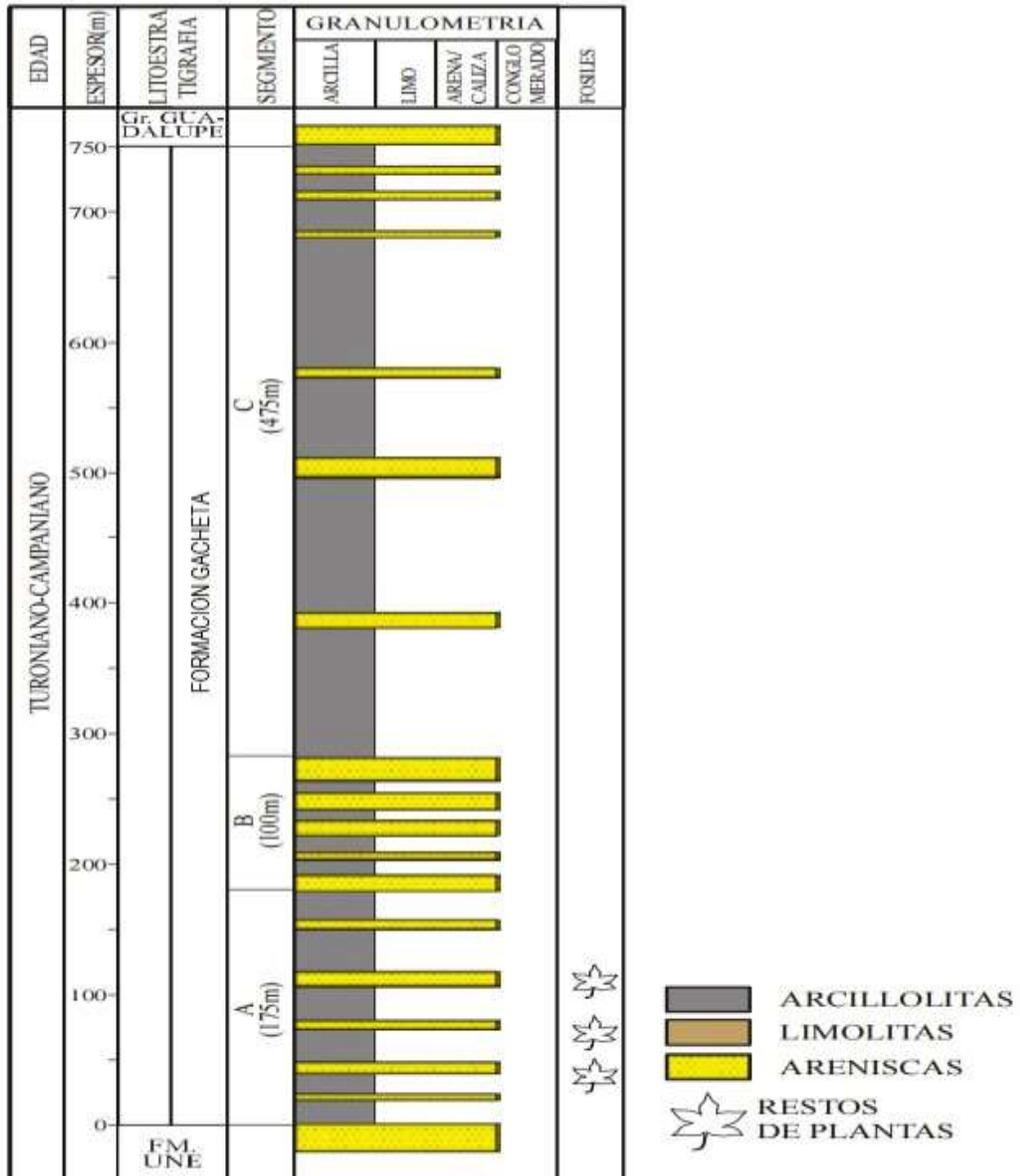


FIGURA 6 Columna generalizada de la formación Gacheta con base en observaciones hechas en el páramo de los Curíes y en el sitio el crucero vía Yopal. (C. Ulloa et al, 2001)

Geología del petróleo de la Formación Gachetá.

La Formación Gachetá se considera como roca generadora (ver tabla 3), tiene un espesor efectivo de 150 a 300 pies, el espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca, en las proximidades Chichimene-1, Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, es superior a 600 pies (ver figura 7). Hacia el noreste el espesor máximo se encuentra en el pozo Chigüiro-1. Esta Formación es productora en varios campos de la cuenca.

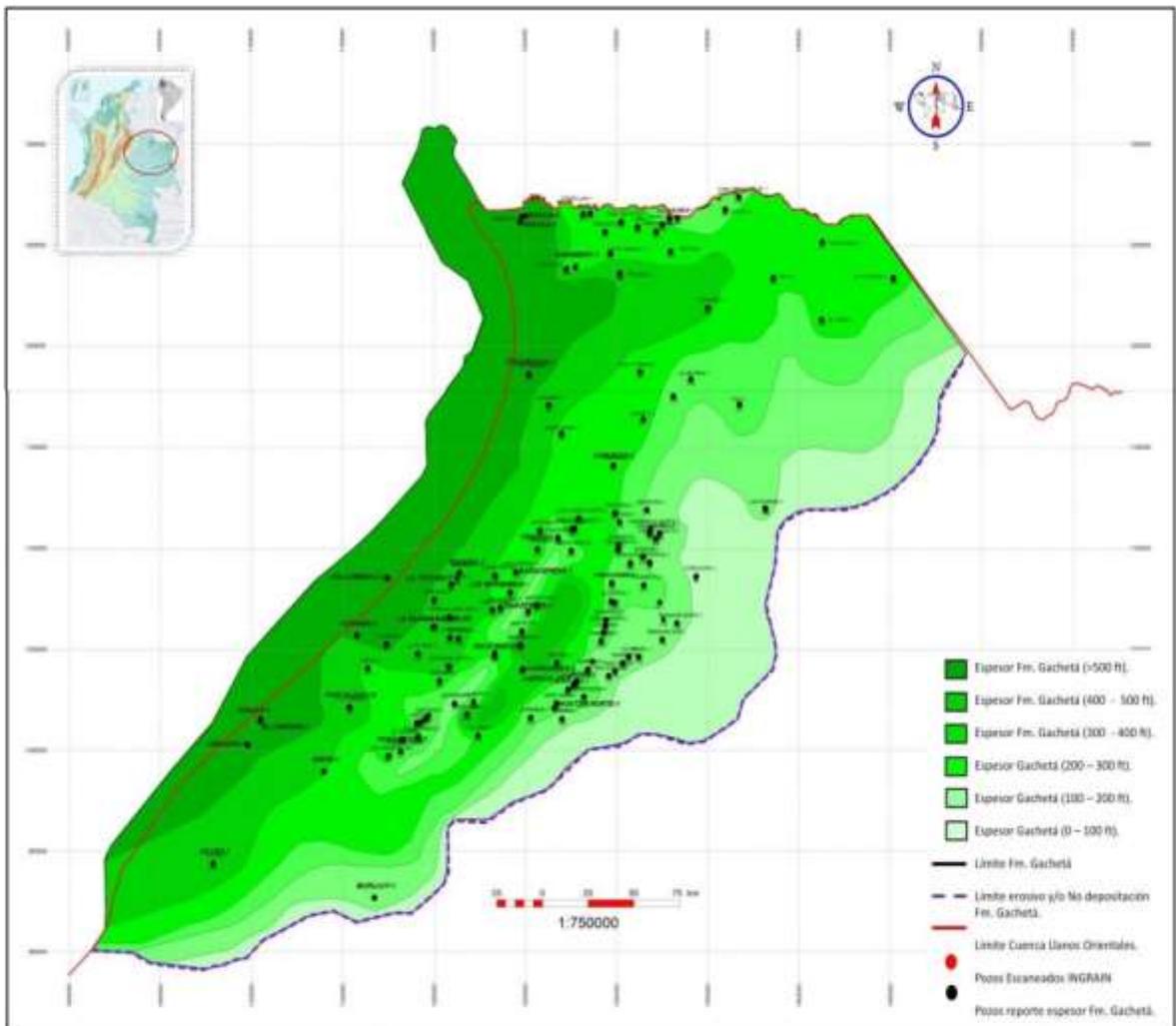


FIGURA 7. Mapa isócoro, Formación Gachetá, cuenca Llanos Orientales. (ANH, 2012)

Los hidrocarburos encontrados provienen del área donde actualmente está la Cordillera Oriental, donde de acuerdo con resultados de modelamientos (Chigne et. al, 1995,1997), tuvo su principal fase de generación de hidrocarburos desde el Oligoceno hasta el levantamiento de la cordillera (-10 M.A); actualmente, hay generación y expulsión en el Piedemonte de la Cordillera bajo zonas de cabalgamiento.

Geoquímica de la Formación Gachetá

Los principales parámetros están descritos en las tablas 3 y 4.

Tabla 3. Parámetros geoquímicos de la Formación Gachetá tomados de Cerón et al. 2013.

PARAMETRO	VALOR
TIPO DE KERÓGENO	II Y III
TOC	0.5% - 4%
Ro	0.5% - 0.8%
T MAX	435 °C – 445° C

Tabla 4. Datos petrofísicos básicos en la Formación Gachetá, tomados de Guzmán et al. 2010.

POROSIDAD	22% - 29%
° API	30 ° A 37 °
GOR	MODERADO

2.1.2. Modelo tectónico regional

La cuenca de los Llanos orientales es una cuenca de tipo antepais (foreland) que limita al oriente con la cordillera oriental, generando una serie de deformaciones y fallas de tipo inversas creando un modelo geológico complejo; hacia el occidente limita con el basamento precámbrico del escudo de las guyanas generando una serie de fallas normales (ver figura 8).

ECOPETROL – Beicip/Franlab (1995), argumentan que la tectónica actual de la región noroccidental del continente suramericano está definida por la interacción entre las placas oceánicas de Nazca y de El Caribe, y la placa continental de Suramérica. Esta relación tectónica ha tenido su impacto en la evolución y conformación de la cuenca Llanos Orientales.

Se piensa que durante la era Paleozoica, el límite oeste del continente Gondwana formó con la placa protopacífica un margen convergente, con la subducción de la placa bajo el continente y la generación de arcos magmáticos.

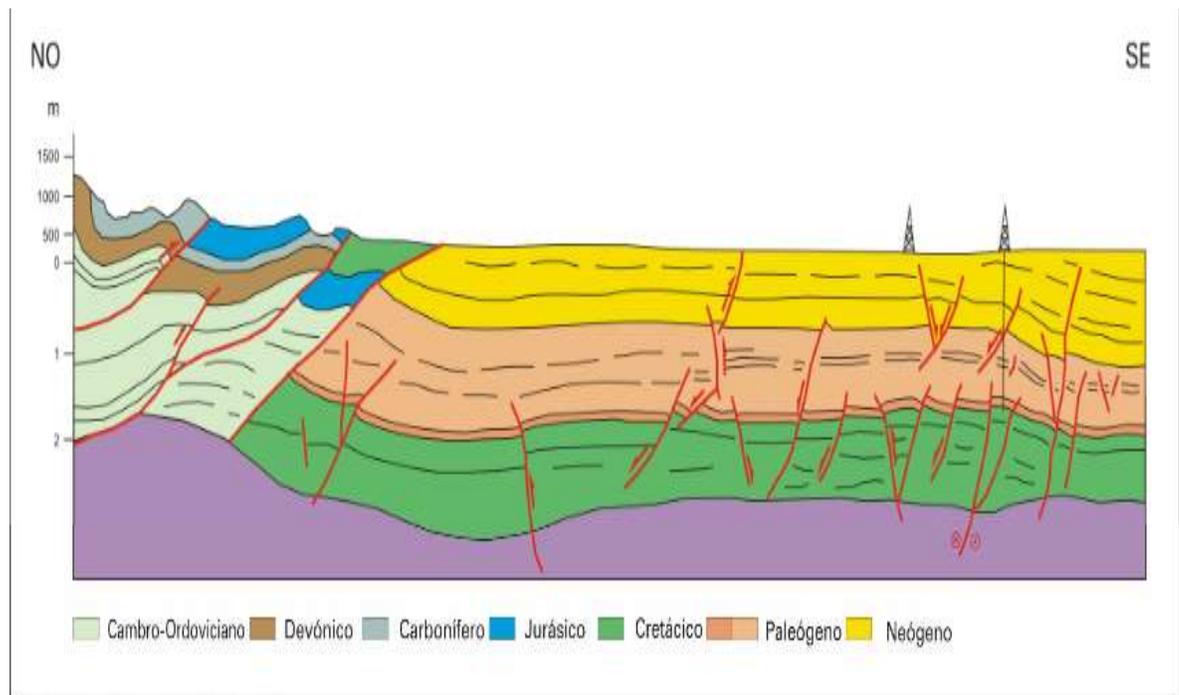


FIGURA 8. Corte esquemático de la cuenca de los Llanos orientales en el sector adyacente a la cordillera oriental (Mojica, 2009)

En particular, el Paleozoico Temprano (Cámbrico tardío-Ordovícico) estuvo dominado por depósitos marinos (Grupo Quetame – Güejar) de mar epicontinental conectado con el océano protopacífico que cubrieron el área. A fines del Ordovícico, una actividad tectónica marcada con metamorfismo de bajo grado de intrusiones localizadas (la orogénesis Caledónica), produjo un levantamiento y una separación con el océano protopacífico. Siguió un periodo de intensa erosión con denudación y nivelación del terreno del área, resultando en una extensa disconformidad.

Un episodio de apertura (rifting) Triásico – Jurásico/Cretáceo Temprano, creó cuencas temporales de retro-arco (back-arc). La subducción estuvo interrumpida por periodos de quietud tectónica.

Durante la era Mesozoica la margen actuó también como un margen de subducción con arcos magmáticos; mientras que el Cenozoico corresponde a un margen de colisión.

2.2. Yacimientos no convencionales

El shale es una roca sedimentaria conformada por partículas, cuyos tamaños pueden ser limos, lodos o arcillas. Su característica principal es la disposición en delgadas capas que se dividen en planos paralelos, producto del alivio de presiones, es decir, presentan fisilidad. Esta roca es típicamente depositada en aguas poco móviles y es frecuentemente encontrada en lagos y depósitos lacustres, deltas de los ríos en las arenas de playas costa afuera y en ambientes de inundación.

Las formaciones de shale tienen una gran variación mineralógica, que puede ser dominada por minerales frágiles, tales como cuarzos, carbonatos y feldespatos. La porosidad de la matriz es altamente variable. La permeabilidad del shale es función del tamaño de las partículas y la porosidad (grado de compactación), y tiene un valor muy bajo de permeabilidad en el rango de micro a nanoDarcy. Algunos de los shale sirven como generadores de hidrocarburos y como recurso de almacén. Para que los shales produzcan hidrocarburo, además de su contenido orgánico, deben ser termalmente maduros y haber estado sometidos a suficiente calor y presión. Un shale que tenga alto contenido orgánico pero que sea termalmente inmaduro, no es productivo. Lo que se conoce de las formaciones productivas es que producen gas seco o húmedo, pero algunos de ellos producen condensado y/o aceite.

Los valores de permeabilidad tan bajos no permiten que, una vez perforado el reservorio, fluyan volúmenes importantes de hidrocarburo de la roca almacén al pozo. En consecuencia, las recuperaciones por pozo en este tipo de reservorios estarían condenadas a ser siempre, o casi siempre, sub-económicas, a menos que, de alguna forma, se aumenten los valores de permeabilidad de la roca reservorio. Esto se consigue estimulando, fracturando artificialmente la roca: es el proceso conocido como fracturación hidráulica, hydraulic fracturing o fracking. En este se aumenta la permeabilidad de la roca y permite que fluyan al pozo parte de los

hidrocarburos en ella contenidos, incrementando así los volúmenes de hidrocarburos que pueden recuperarse.⁹

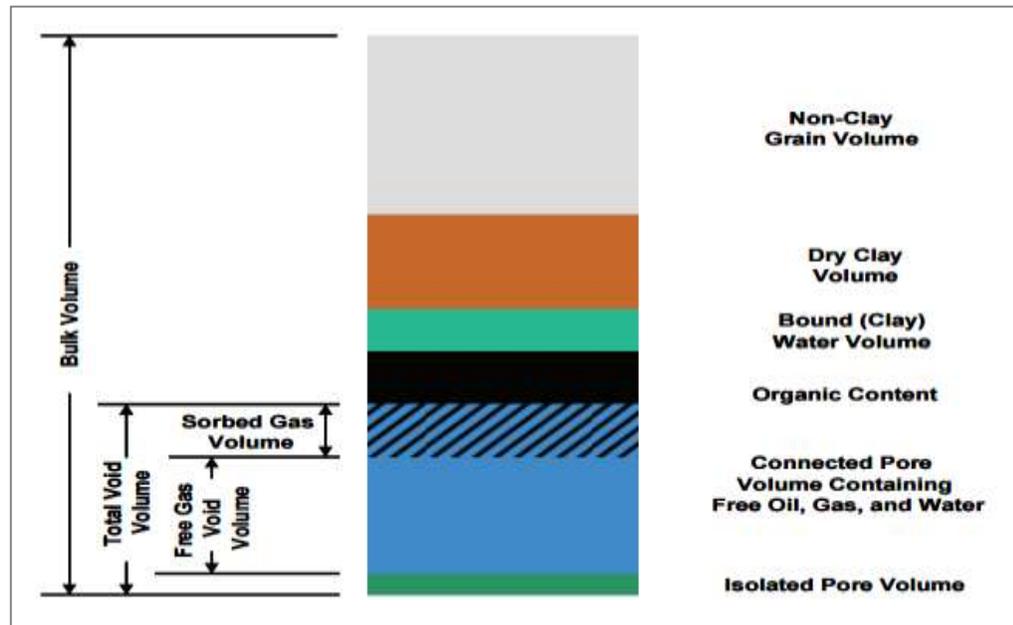


FIGURA 9. Modelo petrofísico mostrando los constituyentes volumétricos de una matriz típica de shale (Ray J. Ambrose et al 2011).

2.2.1. Propiedades de los yacimientos de shale

A menudo la producción atractiva inicial de un yacimiento de gas shale declina rápidamente. Esto hace que sea económicamente marginado y algunas veces presenta grandes retos operacionalmente. Así que para producir eficientemente éste tipo de yacimientos, es importante entender los mecanismos de flujo y los parámetros o propiedades que controlan a los fluidos y a la roca, y que tienen un impacto significativo en el desarrollo a un tiempo determinado de producción de estos recursos.

Es el primer paso para entender cómo funcionan estos tipos de yacimientos no convencionales, porque va a permitir la viabilidad del proyecto al agregar un buen número de datos necesarios para argumentar buenas estimaciones con los procesos de simulación y el incremento de la producción en un futuro cercano. Por

⁹ Hidrocarburos no convencionales, REVISTA DE INFORMACION GEOLOGICA ICOG, España 2013

eso es que se evalúan las propiedades más críticas en un escenario previo para realizar proyecciones acerca de las condiciones óptimas y especificaciones técnicas de los equipos.¹⁰

2.3. Geomecánica

Los esfuerzos que actúan sobre una Formación pueden variar en su origen, magnitud y dirección. Los esfuerzos locales verticales naturales son originados fundamentalmente por el peso de los estratos de sobrecarga.

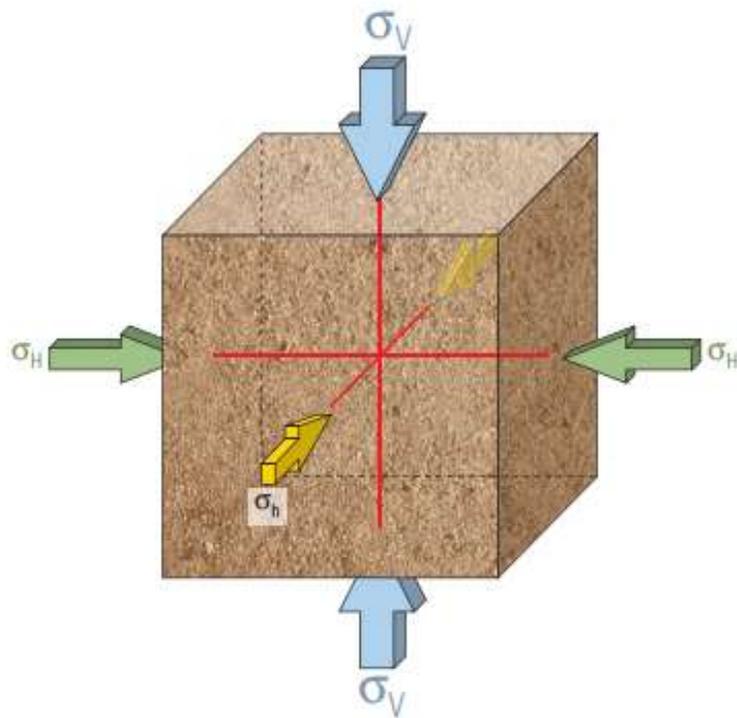


FIGURA 10. Esfuerzos locales y esfuerzos principales.
Tomado de Addis M.A, 1997.

Los esfuerzos horizontales poseen además un componente gravitacional que puede ser intensificado por la tectónica, los efectos térmicos y la estructura geológica. No obstante, otros factores tales como la litología, la presión de poro y la temperatura, inciden en la magnitud y orientación de los esfuerzos, además del grado en que la roca responde a los esfuerzos. El esfuerzo, una medida de la fuerza que actúa sobre

¹⁰ Cárdenas, J.C., (2001) tomado de metodología para el modelamiento de producción post fractura en proyectos de shale gas.

un área determinada, está compuesto por componentes normales y componentes de corte.

El esfuerzo normal (σ) es el que se aplica en forma perpendicular a un plano o a la superficie de la roca. El esfuerzo de corte (τ) se aplica a lo largo de la cara del plano. Matemáticamente, existe una orientación de ejes ortogonales que define las direcciones de los esfuerzos para las cuales los esfuerzos de corte son nulos. Esa orientación define los ejes de los esfuerzos principales, en los que los esfuerzos aplicados son estrictamente normales.

2.3.1. Fractabilidad y mineralogía

Las compañías energéticas están agregando los recursos de hidrocarburos no convencionales a sus portafolios. Usualmente se refieren a ellos como yacimientos con una permeabilidad extremadamente baja y no pueden ser producidos a ratas o volúmenes económicos sin haber realizado una estimulación en las regiones cerca la cara del pozo. La estimulación recomendada para éste tipo de recursos es la de aplicar el procedimiento de fracturamiento hidráulico que se utiliza para incrementar el área de drenaje en los pozos, un área de contacto mayor entre estos y la formación, con lo que se crean caminos para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Las consideraciones de los modelos petrofísicos son muy importantes para determinar el proceso de fracturamiento que se va a llevar a cabo, pues es éste el que determina el tipo de fluido que va a acompañar al propante, la selección del tipo de propante (tamaño y volumen) y dónde tiene que ser iniciado el proceso de fracturamiento. Además de éstas consideraciones geomecánicas también se deben tener en cuenta las propiedades geoquímicas con las que cuenta el pozo: la mineralogía y la sensibilidad del fluido al fracturamiento, la utilización de ácidos en el proceso de estimulación y si los surfactantes son benéficos para el proceso, entre otros.

Es de ésta manera como se ve que la fractabilidad es una propiedad fundamental en el diseño del fracturamiento, debido a que está directamente relacionada con la composición de la roca.

Se espera que el contenido de arcilla en ella no supere el 45%¹¹ (el contenido de arcilla es proporcional a la capacidad de absorción de impacto que posee ésta) y que haya un buen contenido de cuarzo en la roca o de materiales no dúctiles que permitan el buen desarrollo de ésta estimulación.

La fractabilidad puede ser evaluada de dos (2) maneras: Una es la ecuación de Wang y Gale para calcular el Índice de fractabilidad y la otra es la utilización de la razón de Poisson y el módulo de Young.

El Brittleness Index (BI) o índice de fractabilidad es una herramienta sencilla que permite evaluar la facilidad que posee la roca para fracturarse. Está en función de la composición mineralógica del shale y se define con la siguiente ecuación.

Ecuación 1 Índice de fractabilidad

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

Dónde:

BI: índice de fragilidad, Q: cuarzo, CL: arcilla, Dol: dolomita, Lm: caliza (calcita).

Diferentes investigadores han llegado a la siguiente correlación, que permite determinar el módulo de Young y la relación de Poisson estáticos, a partir de los valores dinámicos obtenidos mediante el registro sísmico dipolar.

Los registros eléctricos proporcionan valores dinámicos, que pueden ser calibrados con datos de laboratorio (estáticos), con el fin de calcular las propiedades geomecánicas de la roca, y calcular la fractabilidad de manera muy acertada. La figura 9 muestra la relación entre el módulo de Young y la relación de Poisson, para calcular la fractabilidad.

¹¹ WANG. GALE (2009), tomado de "Screening Criteria for Shale-Gas Systems"

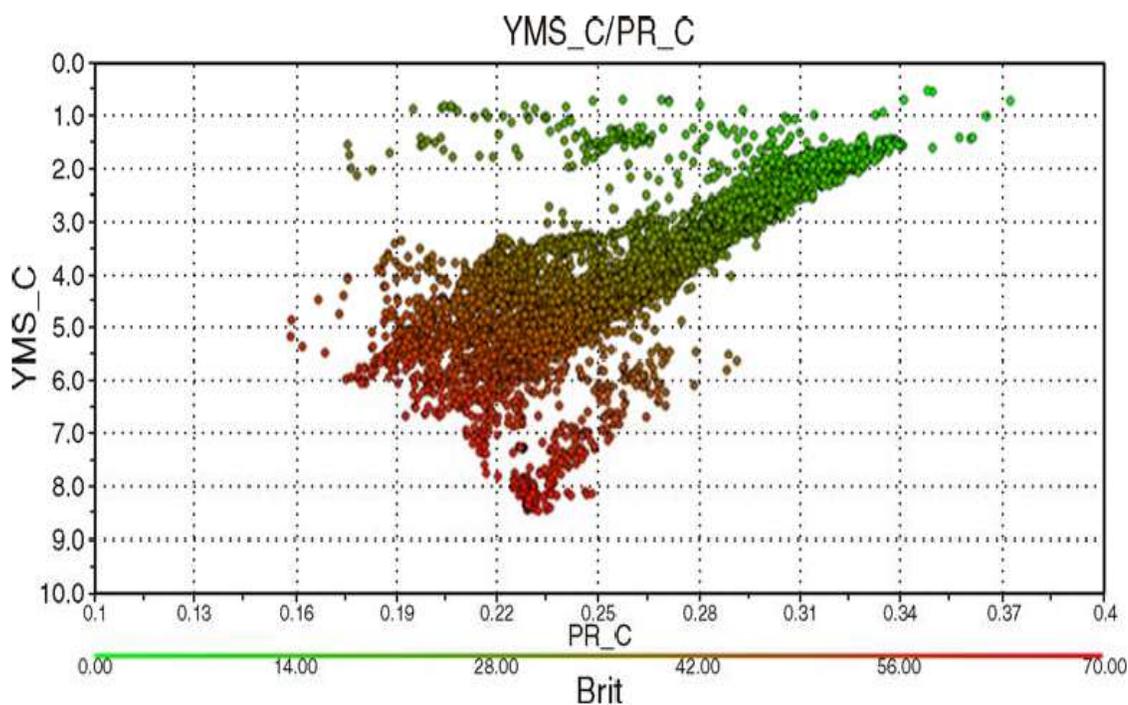


FIGURA 11 Brittleness Index. Fuente: SPE 11525. Rickman ,R., (2008.)

Para calcular el índice de fractabilidad a partir de los valores de la relación de Poisson y el módulo de Young, se usa la siguiente ecuación toma de Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012:

Ecuación 2 Cálculo del índice de fractabilidad

$$BRIT = \frac{\frac{E}{0.05} + 100 * \frac{(\nu - 0.45)}{(0.05 - 0.45)}}{2}$$

Donde:

E = Módulo de Young $\times 10^6$ psi.

ν = Relación de Poisson.

3.1.1 Módulo de Young

Se refiere a la razón entre la presión axial y la deformación de un material, este describe la naturaleza elástica de una sustancia dada y puede describir convenientemente la cantidad de deformación de un objeto dado cuando una presión se aplica al mismo.

A menudo se refiere como a la fuerza o “rigidez” del material. Entre mayor sea el valor del módulo de Young menor es la deformación a una presión dada.

Ecuación 3. Módulo de Young con esfuerzos

$$E = \frac{\delta}{\varepsilon}$$

Dónde:

E: Módulo de Young (psia), ε : esfuerzo de agotamiento – strain (adimensional),
 δ : presión – stress (psia).

Para que una formación de shale sea prospectiva para operaciones de fracturamiento hidráulico esta debe tener un módulo mayor de 3.5×10^6 psi. Para calcular éste parámetro a partir de los registros sínicos, se usa la siguiente ecuación tomada de Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012:

Ecuación 4 Módulo de Young con Registros

$$E = 2 * 13475 * \frac{RHOB + (1 + \nu)}{DTS^2}$$

Donde:

E = Módulo de Young (10^6 psi)

RHOB = Densidad volumétrica (Gr/cc)

DTS = Δ tiempo de la onda shear.

ν = Relación de Poisson.

3.1.2 Relación de Poisson

Esta relaciona el cambio en tamaño de un objeto en sus diferentes ejes. Cuando una fuerza compresiva es aplicada a un eje en particular de un material, habrá una deformación por tensión a lo largo de los ejes restantes. Esta propiedad es la razón de los esfuerzos de contracción a los esfuerzos de extensión. Para darle un valor a la dirección, se plantea positiva cuando el esfuerzo de agotamiento ocurre en la dirección de una fuerza de extensión.

La razón de Poisson es adimensional y tiene un valor numérico único para un material en particular que sea homogéneo e isotrópico, para la mayoría de sólidos no porosos tiene valores entre 0.25 y 0.33.¹²

Ecuación 5. Relación de Poisson con esfuerzos

$$\nu = - \frac{\epsilon \text{ transversal}}{\epsilon \text{ axial}}$$

Para que una formación de shale sea prospectiva para operaciones de fracturamiento hidráulico esta debe tener una relación menor a 0.25. Para calcular éste parámetro a partir de los registros sísmicos, se usa la siguiente ecuación tomada de Barree, *et al*, 2009:

Ecuación 6 Relación de Poisson con registros sísmicos.

$$\nu = \frac{\frac{DTS^2}{DTC^2} - 2}{2 * \frac{DTS^2}{DTC^2} - 2}$$

Donde:

ν = Relación de Poisson.

$DTS = \Delta$ tiempo de la onda shear.

$DTC = \Delta$ tiempo de la onda compresional.

¹² R.C. Hibbeler. (2006). Propiedades mecánicas de los materiales. En Mecánica de los materiales (106). México: Pearson editorial.

2.4. Registros eléctricos de pozo

2.4.1. Registros sísmicos

El perfil sísmico fue desarrollado en la década de los 50s y su objetivo inicial consistió en determinar velocidades sísmicas, con el fin de convertir las secciones sísmicas, con escala vertical expresada en unidades de tiempo, en secciones estructurales con escala vertical dada en pies o metros. Los primeros perfiles sísmicos o “perfiles continuos de velocidad” comenzaron a utilizarse ampliamente en pozos exploratorios y de desarrollo, después de que se descubrió que se podía extraer de ellos información confiable sobre la porosidad de las formaciones.¹³

2.4.1.1. Registro sísmico convencional

La herramienta sísmica convencional mide el tiempo de viaje que gasta una onda compresional, P, en recorrer un pie de una formación. Este tiempo de viaje se denomina tiempo de tránsito interválico, Δt_{tc} , y se expresa en microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).

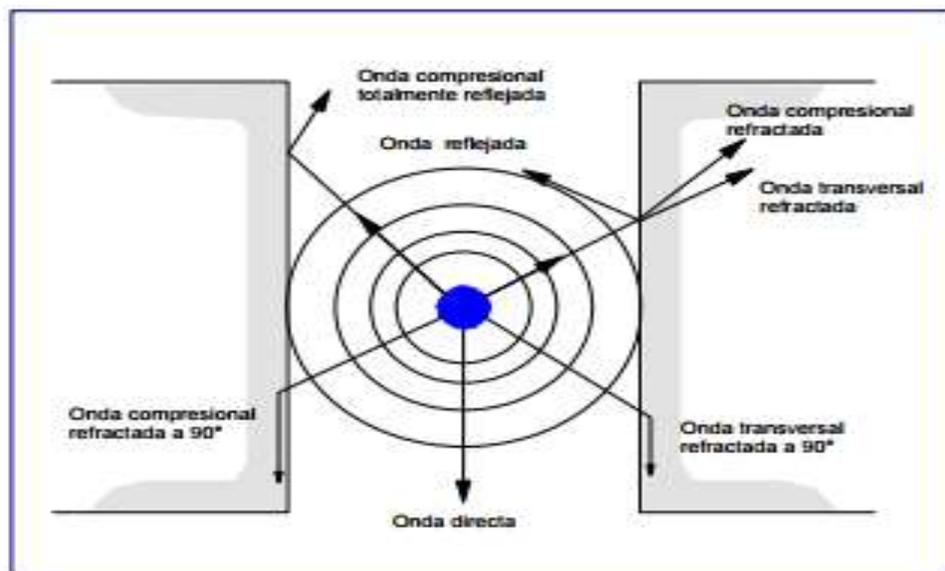


FIGURA 12 Transmisión de la energía acústica dentro de un pozo Cedip. (2013).

¹³ J. A. Camargo (2006). Perfil sísmico. En Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Universidad surcolombia. Colombia.

La herramienta sónica convencional consiste de un transmisor de ondas acústicas de 20000 ciclos/seg y de uno o más receptores. El transmisor de la herramienta genera una señal Acústica, mediante un cristal de cuarzo piezoeléctrico, que vibra al paso de una corriente pulsante o corriente variable de alta frecuencia.

La señal emitida viaja en todas direcciones a través de los diferentes medios y llega a los 2 receptores, localizados en el extremo inferior de la herramienta, los cuales la convierten en un pulso eléctrico que es enviado a superficie.

Esta herramienta mide el tiempo transcurrido desde el instante en que la señal acústica sale del transmisor, y llega al receptor más cercano, y luego al receptor lejano de la herramienta; si se conoce el espaciado, entre los dos receptores (por lo general 2 pies) se puede calcular la lentitud o tiempo, Δt_c , que tarda la señal en atravesar un pie de formación.

2.4.1.2. Registros sínicos compensados

Consisten de dos receptores omnidireccionales en la parte central y de dos transmisores, uno en cada extremo, que miden alternadamente el tiempo de viaje en sentido descendente y ascendente. En la herramienta sónica compensada, la distancia entre transmisor - receptor cercano, es de 3 pies y el espaciado entre los dos receptores es de 2 pies.

2.4.1.3. Registro sínico dipolar

El registro Sónico Dipolar DSI posee ocho conjuntos de cuatro receptores monopoles que pueden funcionar como receptores dipolares ortogonales y están provistos de una fuente monopolar y dos fuentes dipolares orientadas en sentido ortogonal.

Las fuentes dipolares generan ondas flexurales, lo que permite la caracterización de la anisotropía de la formación y la lentitud de las ondas de corte, tanto en formaciones lentas como en formaciones rápidas.

La aplicación en la mecánica de rocas es resultado del uso de las ondas P (compresionales) y ondas S (de corte), las cuales anteriormente era imposible detectar con fuentes monopoles.

2.4.2. Registro neutrón compensado

Este registro utiliza una fuente radioactiva (emisor de neutrones rápidos) y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de los dos detectores. La cual refleja la forma en la que la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por tanto en la porosidad de la misma.

Este registro es útil como indicador de gas ya que al medir el índice de hidrogeno y el gas se caracteriza por si bajo contenido de hidrogeno, entonces la porosidad aparente medida será baja y al comparar esta porosidad aparente con la obtenida por otras herramientas en la corrida de los registros se puede ver claramente la presencia de gas.

Los principales usos de los registros neutrón compensado son:

- Determinación de la porosidad.
- Identificación de la litología.
- Análisis de contenido de arcilla.
- Detección de gas.

2.4.3. Registro de densidad

El perfil de densidad de formación es primordialmente un indicador de porosidad y constituye una de las herramientas más valiosas del arsenal utilizado en la evaluación de formaciones.

La herramienta de densidad de formación se usa en pozos abiertos, perforados con cualquier tipo de lodo; en combinación con otras herramientas de porosidad, además de estimar porosidad, tiene las siguientes aplicaciones:

- Determinar litología
- Determinar tipo de fluidos porales
- Evaluar areniscas arcillosas y litologías complejas

2.4.4. Registro de Gamma Ray Espectral

El registro de rayos Gamma es un método de medición de radiación Gamma natural para caracterizar la roca, Los diferentes tipos de roca emitir diferentes cantidades y diferentes espectros de radiación gamma natural. Las lutitas generalmente emiten más rayos Gamma ya que contienen potasio como parte de su contenido de arcilla, y tienden a absorber el uranio y el torio de otras rocas sedimentarias.

Esta diferencia de radiactividad entre las lutitas, areniscas y rocas permite distinguir que tipo de roca se está registrando.

Tres elementos y sus cadenas de desintegración son los responsables de la radiación emitida por las rocas el potasio, torio y uranio. Un registro común de rayos Gamma registra la radiación total, y no puede distinguir entre los elementos radiactivos, mientras que el registro de rayos Gamma espectral puede diferenciar entre los tipos de radiación y así caracterizar con mayor certeza las rocas registradas.

Una de las ventajas del registro de rayos Gamma más algunos otros tipos de registros de pozos es que funciona a través del acero y el cemento las paredes de los pozos entubados. A pesar de hormigón y el acero absorben parte de la radiación Gamma, lo suficiente como viaja a través del acero y el cemento para que las determinaciones cualitativas.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

- Análisis del tipo de arcilla.
- Detección de minerales pesado.
- Contenido de potasio en evaporitas.
- Correlación entre pozos.

Con el propósito de identificar el tipo de arcilla presente en la zona de interés, Schlumberger ha propuesto 3 gráficas que cruzan los valores de los diferentes minerales radioactivos y el factor fotoeléctrico único para cada mineral (ver figuras-13,14 y 15).

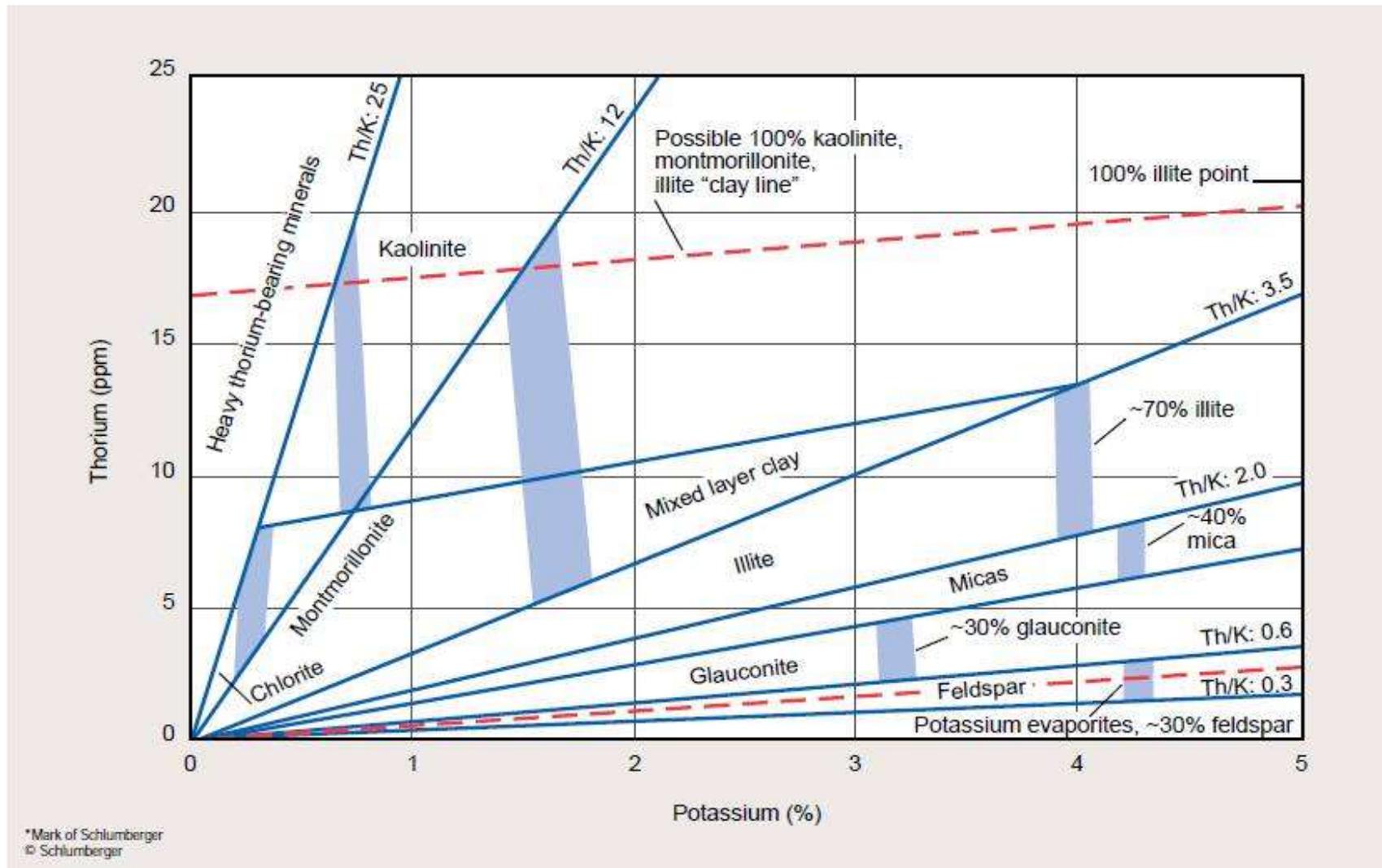


FIGURA 13. Gráfica de concentración de Torio vs porcentaje de Potasio para la determinación del tipo de arcilla tomado de Schlumberger Handbook 2009

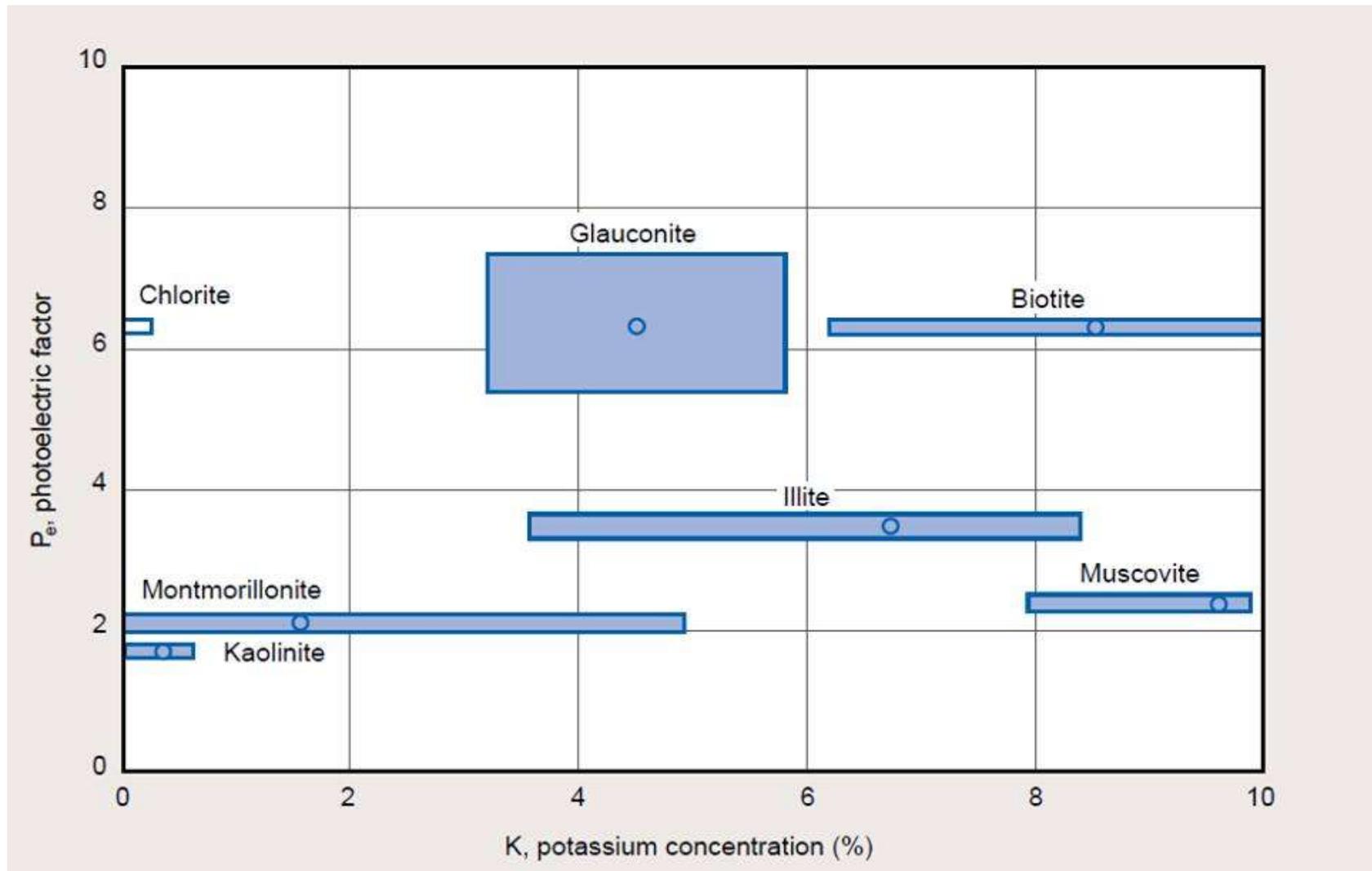


FIGURA 14. Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs porcentaje de Potasio para la determinación del tipo de arcilla tomado de Schlumberger Handbook 2009

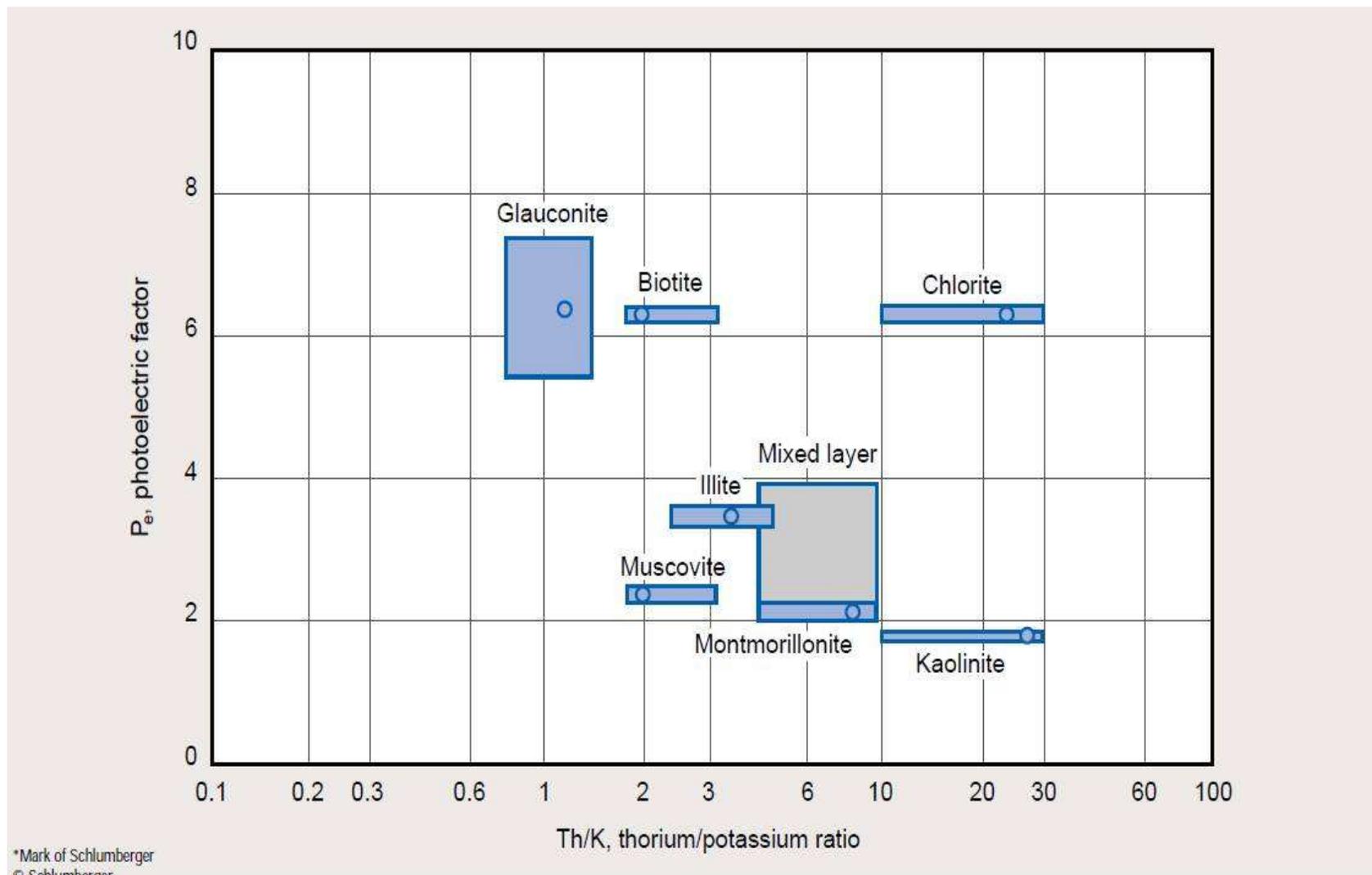


FIGURA 15. Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs relación Torio/potasio para la determinación del tipo de arcilla tomado de Schlumberger Handbook, 2009

2.5. Método de Passey para el cálculo de riqueza orgánica

Este método para el cálculo de TOC fue propuesto por Passey *et al*, 1990. En este se aplican una serie de correlaciones empíricas que permiten, mediante la utilización de registros eléctricos de los pozos, calcular el contenido de materia orgánica presente en las formaciones.

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son comúnmente shales que contienen una cantidad importante de materia orgánica. La técnica de Passey se basa en el efecto que tiene la materia orgánica en los registros eléctricos y a partir de este calcula su porcentaje en una zona determinada. Este efecto se observa a través de la técnica ΔLogR , a partir de la cual se aplica una ecuación para dar el valor final de TOC.

El método de ΔLogR ha sido aplicado alrededor del mundo en una gran cantidad de pozos. Aunque existen nuevas herramientas capaces de medir el TOC de manera directa, estas no son muy utilizadas debido a su costo, dando al método de Passey una gran utilidad para calcular el contenido de materia orgánica.

2.5.1. Registros de resistividad y sísmico compresional

La curva de tiempo de tránsito y resistividad profunda se escalan en un mismo gráfico, resistividad de 0.01 a 100 ohm-m y tiempo de tránsito 200 a 0. Estas curvas se deben sobreponer en una línea base que será una roca que no contenga materia orgánica de grano fino, los intervalos ricos en materia orgánica son aquellos con separaciones mayores entre las curvas.

La separación ΔLogR es linealmente relacionada con el TOC y es función de la madurez, por lo cual, un valor de LOM correcto nos dará valores más precisos del contenido real de materia orgánica.

A partir de la figura 16 se calcula ΔLogR utilizando la siguiente ecuación tomada de Passey *et al*, 1990:

Ecuación 7. ΔLogR con curvas de resistividad y sonico

$$\Delta\text{LogR}_{\text{Sonico}} = \log(R / R_{\text{Lineabase}}) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{Lineabase}})$$

R: valor de resistividad.

$R_{\text{Lineabase}}$: valor de la resistividad en la línea base.

$\Delta t_{\text{Lineabase}}$: valor de tiempo de transito de la línea base.

Δt : valor de tiempo de tránsito.

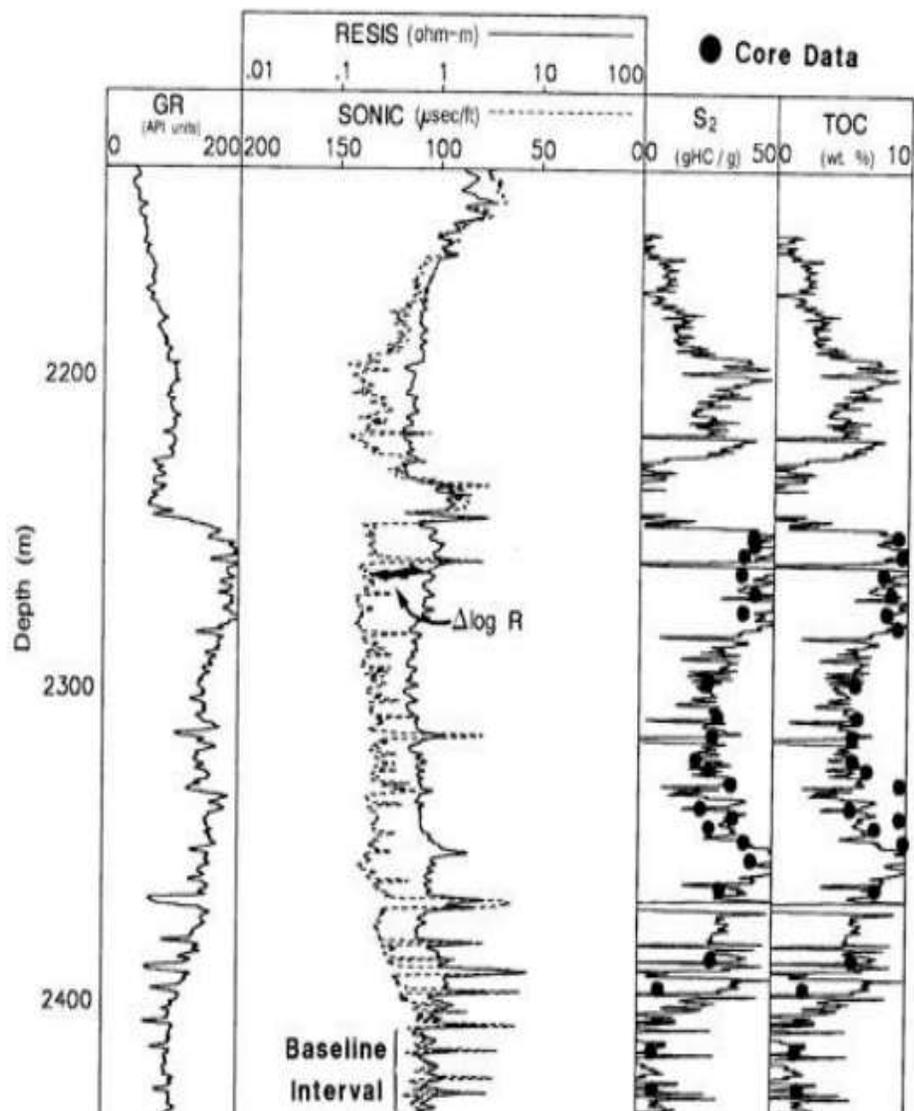


FIGURA 16. Método de ΔLogR con curvas de resistividad y sónico tomado de *A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs* Passey, 1990.

2.5.2. Con los registros de resistividad y densidad

La curva de tiempo de densidad y resistividad profunda escalan en un mismo gráfico, resistividad de 0.0075 a 75 ohm-m y densidad de 1.6 a $3.2 \frac{gr}{cm^3}$.

La ecuación para calcular ΔLogR tomada de Passey *et al*, 1990 queda de la siguiente manera:

Ecuación 8. ΔLogR con curvas de resistividad y densidad

$$\Delta \text{LogR}_{Den} = \log(R / R_{Lineabase}) - 2.5(\rho_b - \rho_{Lineabase})$$

$\rho_{Lineabase}$: valor de densidad bruta de la línea base.

ρ_b : valor de densidad bruta en el registro.

R: Resistividad

2.5.3. Con los registros de resistividad y neutrón

La curva de tiempo de neutrón y resistividad profunda escalan en un mismo gráfico, resistividad de 0.01 a 100 ohm-m y neutrón 0.75 a - 0.25.

La ecuación para calcular ΔLogR tomada de Passey *et al*, 1990 queda de la siguiente manera:

Ecuación 9. ΔLogR con curvas de resistividad

$$\Delta \text{LogR}_{Neu} = \log(R / R_{Lineabase}) + 4.0(\phi N - \phi N_{Lineabase})$$

$\phi N_{Lineabase}$: valor de porosidad neutrón de la línea base.

ϕN : valor de porosidad neutrón.

R: Resistividad

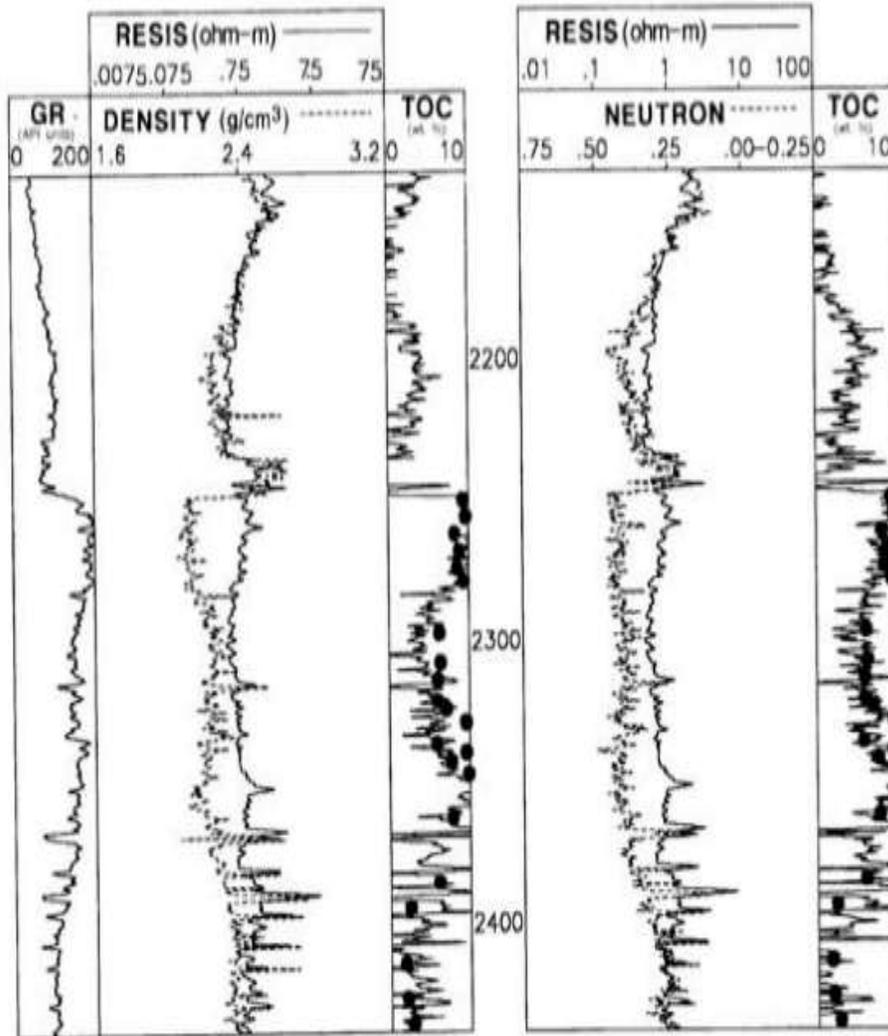


FIGURA 17. Método de ΔLogR con curvas de resistividad, neutrón y densidad tomado de *A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs* Passey, 1990.

El siguiente paso después de la obtención del ΔLogR a partir de las curvas antes mencionadas es aplicar la siguiente ecuación que permite obtener el TOC (% peso total) tomada de Passey *et al*, 1990:

Ecuación 10. Cálculo del porcentaje de TOC

$$\%TOC = \Delta\text{LogR} * 10^{2.297 - 0.1888 * LOM}$$

LOM: nivel de metamorfismo orgánico.

2.6. Cálculo estimado del nivel de metamorfismo orgánico

El nivel de metamorfismo orgánico (LOM) de los shales es uno de los parámetros más importante al momento de realizar el cálculo de TOC. Es importante resaltar que un valor de LOM=7 corresponde al inicio del proceso de maduración y un LOM=12 corresponde a la etapa de la sobre maduración, esto tiene una manifestación directa en el registro de resistividades, pues con un LOM bajo (menor a 7) se tiene un comportamiento plano de la curva de resistividad, mientras que para un LOM alto (mayor a 9) tenemos un gran incremento y una separación considerable de la curva sónico vs resistividad, eso, en respuesta a la presencia de hidrocarburos.

El caculo de LOM se realiza a partir de la siguiente ecuación presentada por Aguilera (2006):

Ecuación 11. Cálculo del nivel de metamorfismo orgánico

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

%Rov = porcentaje de reflectancia a la vitrinita.

m = exponente de cementación de Archie.

La reflectancia de la vitrinita utilizada para este estudio fue de 0.9, este valor basado en el rango encontrado para la formación de estudio, y apoyados en los valores plasmados en la Figura 18.

3. PROCESAMIENTO Y DATOS OBTENIDOS

Tabla 5 Registros disponibles por cada pozo.

POZO	REGISTRO DISPONIBLE				
	GR	RESIST	DENSIDAD-NEUTRÓN	SONICO DIPOLAR	GR ESPECTRAL
LLANO-1	X	X	X	X	X
LLANO-2	X	X	X	X	X
LLANO-3	X	X	X		
LLANO-4	X	X	X		

La información disponible permite realizar el cálculo de los módulos elásticos, índice de fractabilidad y tipos de arcilla, únicamente para los pozos LLANO-1 y LLANO-2.

3.1. Identificación de los intervalos de interés.

La plantilla base consiste de 4 carriles para los pozos LLANO-1 y LLANO2, y de 3 carriles para los pozos LLANO-3 y LLANO-4.

El primer carril corresponder a la litología, en la cual se grafican el perfil GR en escala de 0 a 200 API con un sombreado que identifica la zona arcillosa de interés, el *Bitsize* y el *Caliper* en una misma escala de 6 a 16 pulgadas con un sombreado que permite identificar las zonas afectadas por *Washout* (sobre excavación) o por hinchamiento, y la curva de temperatura.

En el segundo carril se grafican las curvas de resistividad en escala logarítmica (ohm-m), las cuales permiten ver de forma subjetiva la variación en el contenido de materia orgánica en la zona de interés.

El tercer carril corresponde al carril de porosidad, en el cual se grafican los perfiles de densidad – neutrón.

En el cuarto carril, graficado únicamente para los pozos LLANO-1 y LLANO-2, se observan los valores de tiempo de viaje (us/ft) de las ondas compresional y de corte.

POZO LLANO 1.

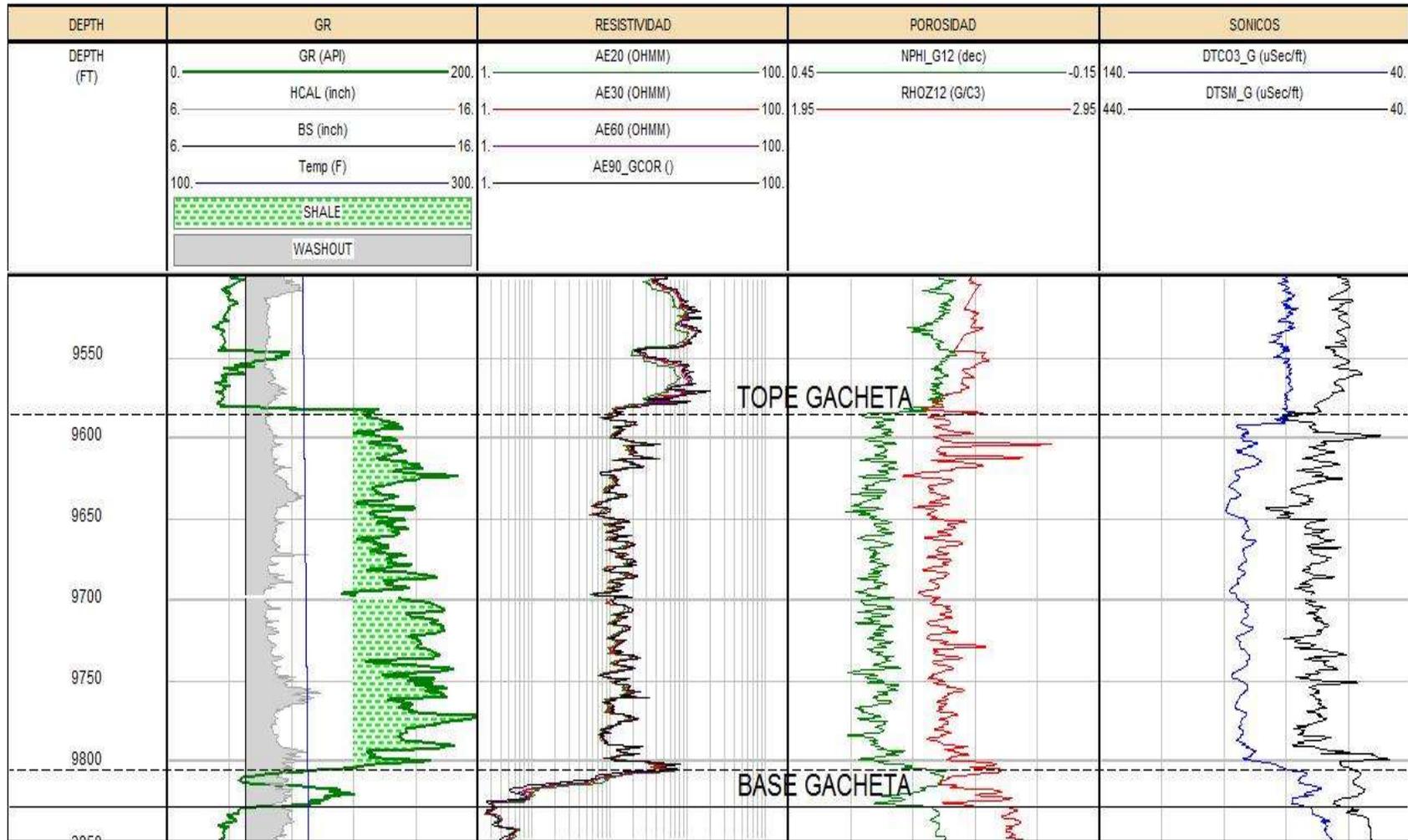


FIGURA 19 Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 1 (intervalo 9585-9805)

POZO LLANO 2

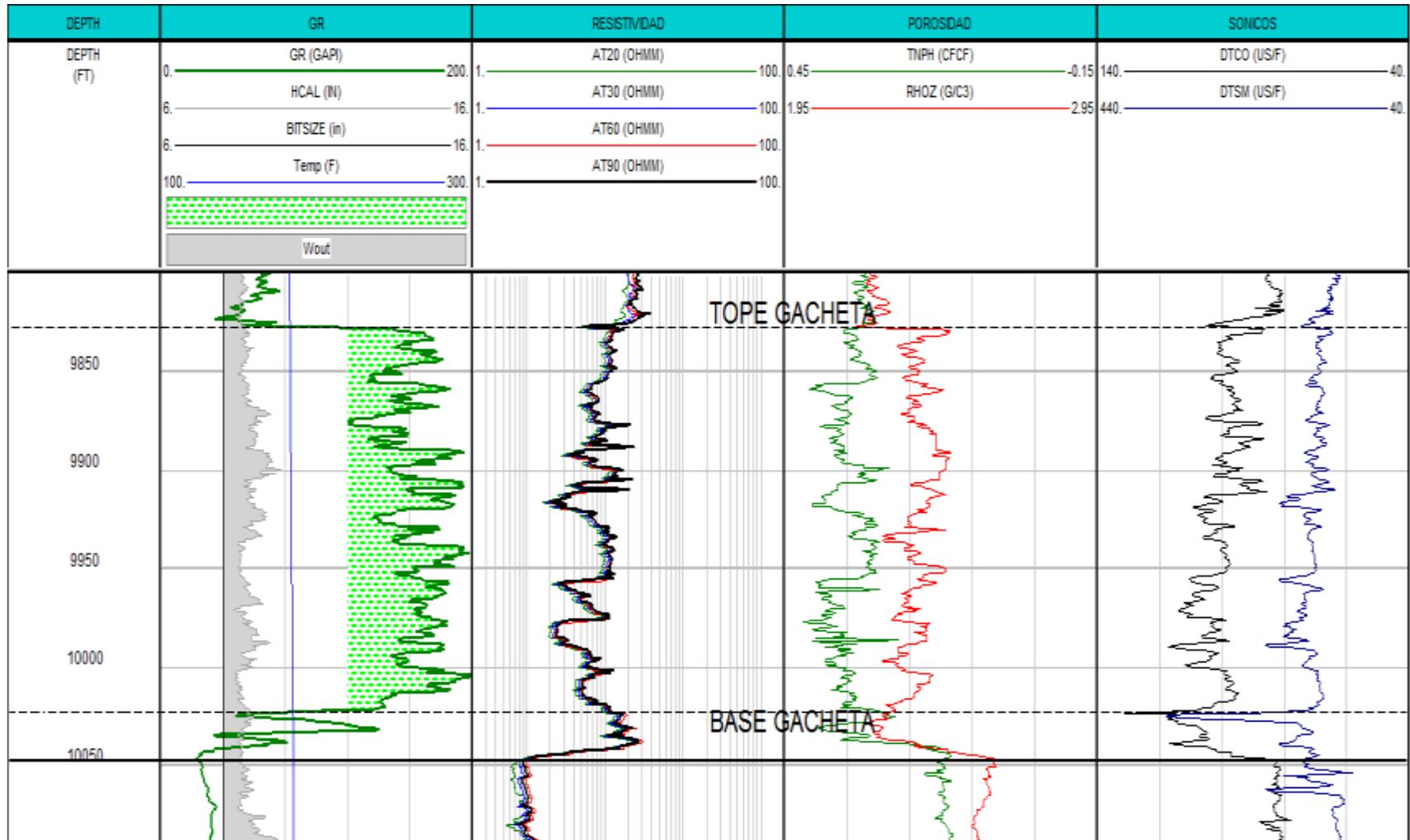


FIGURA 20. Datos de registros Open Hole de la Formación Gacheta en el pozo Llano 2 (intervalo 9832-10028)

POZO LLANO 3.

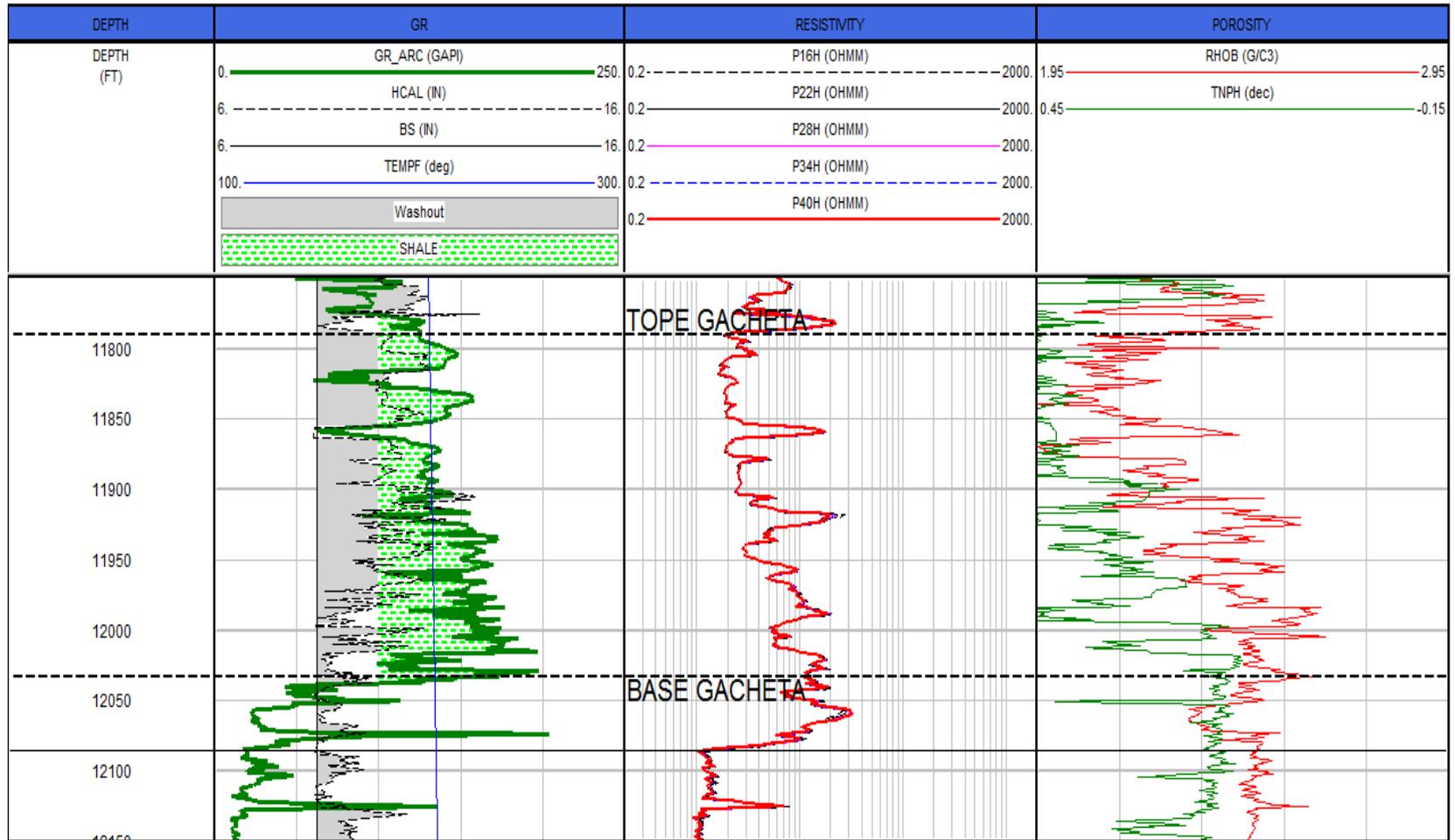


FIGURA 21. Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 3 (intervalo 11790-12033)

POZO LLANO 4.



FIGURA 22. Datos de registros Open Hole de la Formación Gachetá en el pozo Llano 4 (intervalo 8865-9042)

3.2. Cálculo del exponente de cementación y madurez térmica

El exponente de cementación (m) se obtuvo integrando la ecuación de Archie y la técnica ΔLogR desarrollada por Passey, junto con la aplicación de la metodología de Pickett, la cual grafica la porosidad total y la resistividad en escala log-log.

Trazando una línea de tendencia de los puntos más suroccidentales en la gráfica log-log de porosidad vs. resistividad, se obtiene el valor del exponente de cementación " m ", el cual está definido como la pendiente de la línea obtenida.

3.2.1. Exponente de cementación y madurez térmica Pozo Llano 1

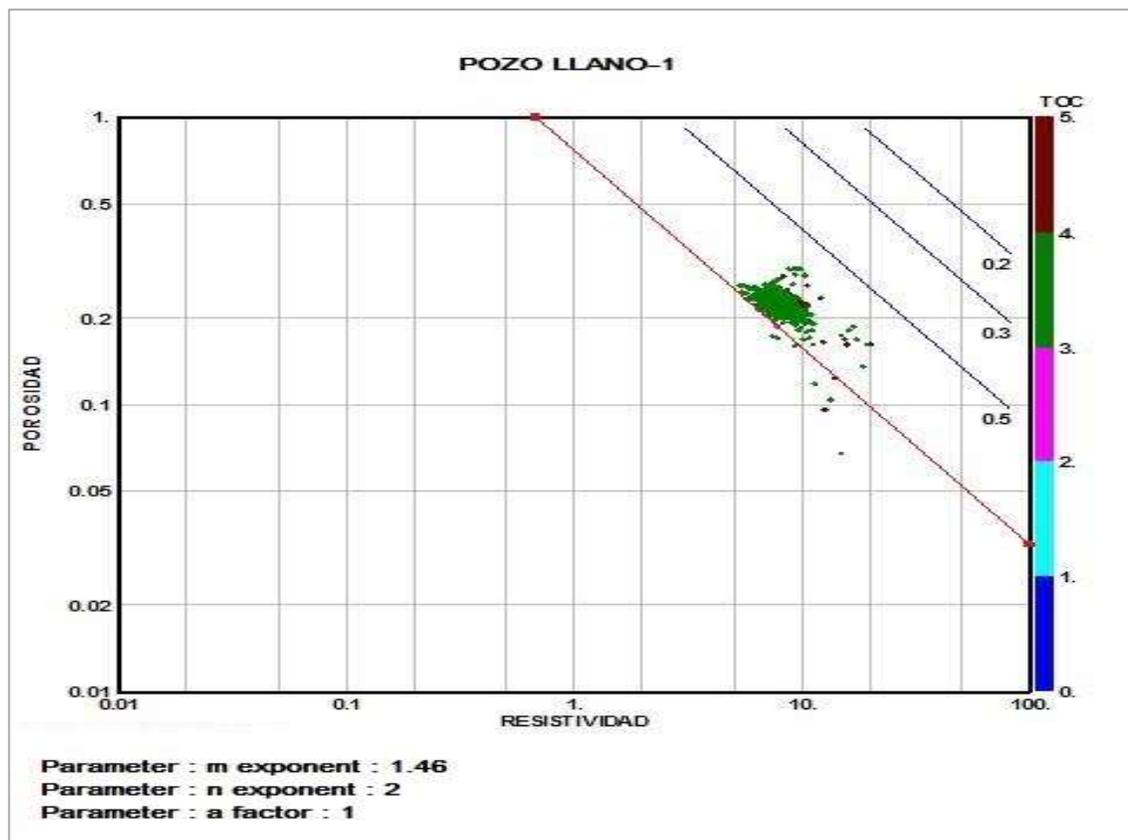


FIGURA 23. Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 1

Trazando una línea de tendencia de los puntos más suroccidentales en la gráfica log-log de porosidad contra resistividad se obtiene el valor del exponente de cementación ($m=1.46$), el cual está definido como la pendiente de la línea obtenida.

3.2.2. Exponente de cementación y madurez térmica pozo Llano 2

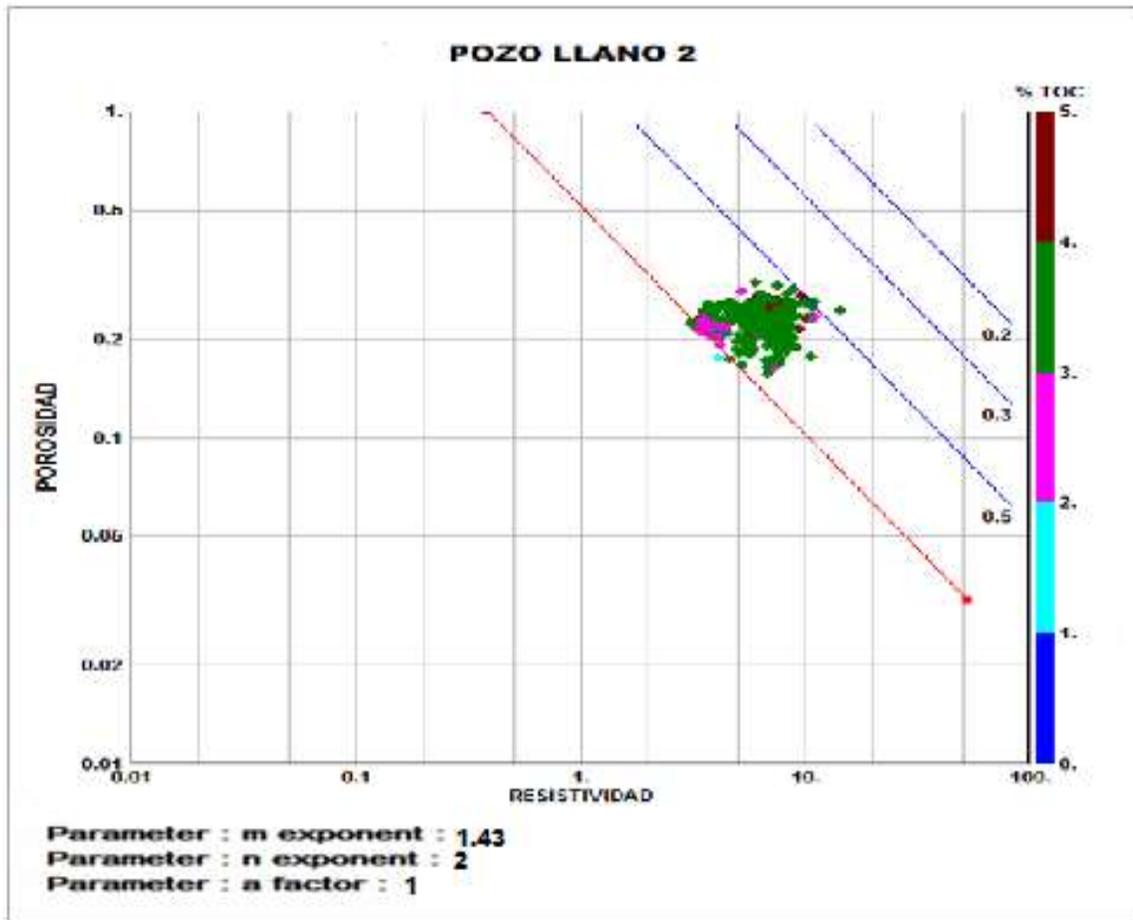


FIGURA 24. Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 2

Realizando el mismo procedimiento anteriormente aplicado se encontró un factor de cementación $m=1.43$, usando la ecuación 8 se tiene que en la Formación Gachetá para el pozo Llano 2 el LOM es de 10.99.

3.2.3. Exponente de cementación y madurez térmica pozo Llano 3

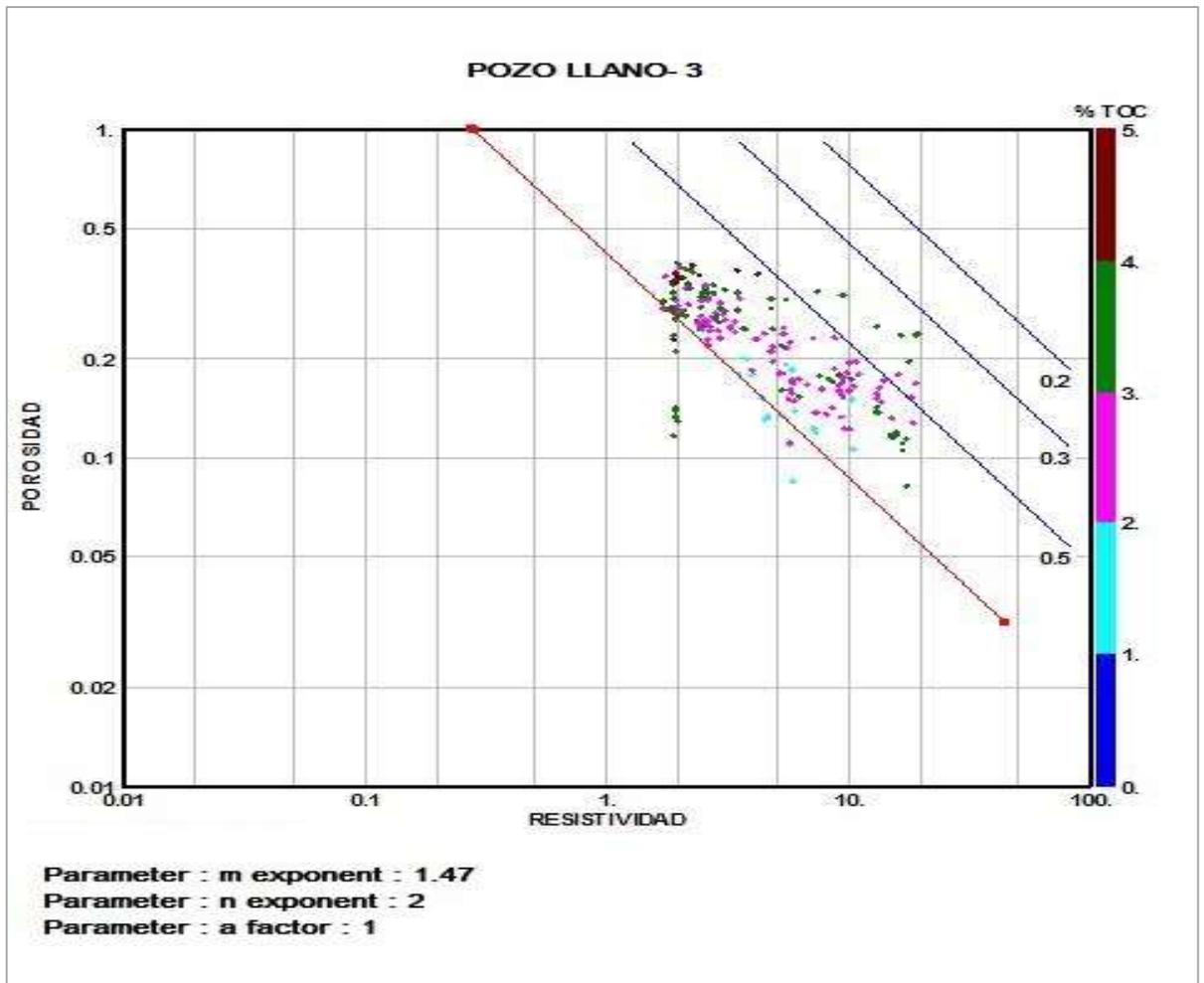


FIGURA 25. Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 3

Tomando una línea de tendencia de los puntos más suroccidentales en la gráfica log-log de porosidad contra resistividad se obtiene el valor del exponente de cementación $m=1.47$.

Usando la ecuación 8 se tiene que en la zona de este pozo el LOM es de 10.9.

3.2.4. Exponente de cementación y madurez térmica pozo Llano 4

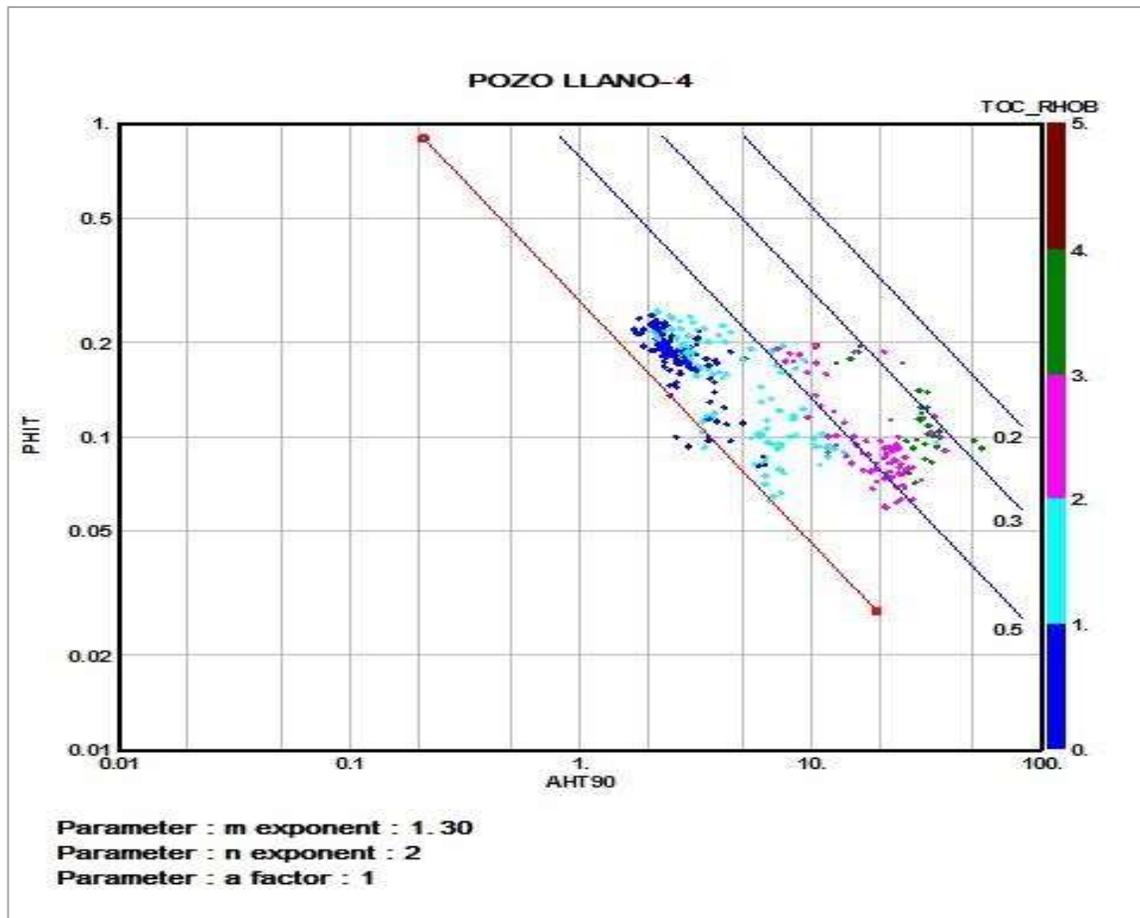


FIGURA 26. Gráfica de Porosidad vs Resistividad en el pozo Llano 4

Tomando una línea de tendencia de los puntos más suroccidentales en la gráfica log-log de porosidad contra resistividad, se obtiene el valor del exponente de cementación $m=1.3$.

Usando la ecuación 8 se tiene que en la zona de este pozo el LOM es de 11.32.

3.3. Aplicación del Método de Passey.

3.2.1. Aplicación del Método de Passey pozo Llano 1.

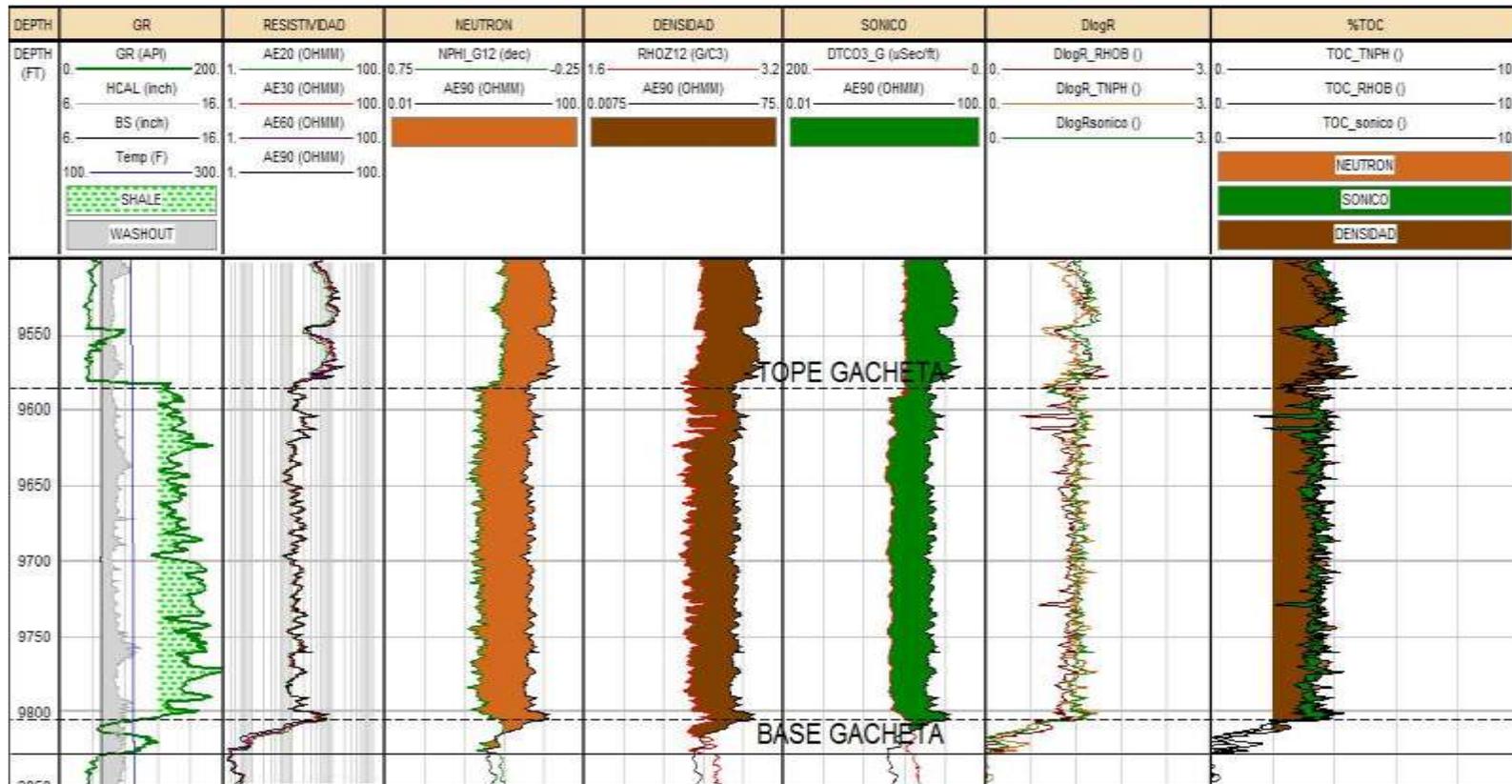


FIGURA 27 Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 1

Uno de los parámetros más importantes a la hora de evaluar una zona como posible productora de hidrocarburos no convencionales es la cantidad de materia orgánica presente en la Formación, para realizar dicho cálculo se aplicó la metodología de Passey en cada uno de los pozos, a continuación se muestra esta evaluación para el pozo Llano 1.

Con base en la curva de *Gamma Ray* y apoyados en los datos de perforación se ubica el tope (9585 ft) y la base (9805 ft) de la Formación Gachetá, en ésta se pueden apreciar claramente sus características básicas como son, altos valores de GR que indican una fuerte presencia de shale, intercalaciones de arenas que muestran las variaciones en el registro con valores menores de GR.

En el segundo carril se muestra la curva de resistividad, a primera vista se aprecian en el intervalo (9585-9805), correspondiente a Gachetá, valores de resistividad más altos y constantes.

Después de graficar los registros se obtuvieron los valores siguientes valores:

Tabla 6 Valores de línea base en el pozo Llano 1

R línea base	1.23
ρ línea base	2.553
N línea base	0.179
Δt línea base	74

En el quinto carril de la figura 26 se pueden observar los valores de ΔLogR para cada caso, derivados de las ecuaciones 4, 5 y 6. El %TOC, mostrado en el octavo y último carril, se obtuvo a partir de la ecuación 7. Los valores sombreados de color café, verde y naranja son valores mayores al 2% de riqueza orgánica, obtenidos mediante cada uno de los métodos que propuso Passey (ver Fig. 17).

3.2.2. Aplicación del Método de Passey pozo Llano 2.

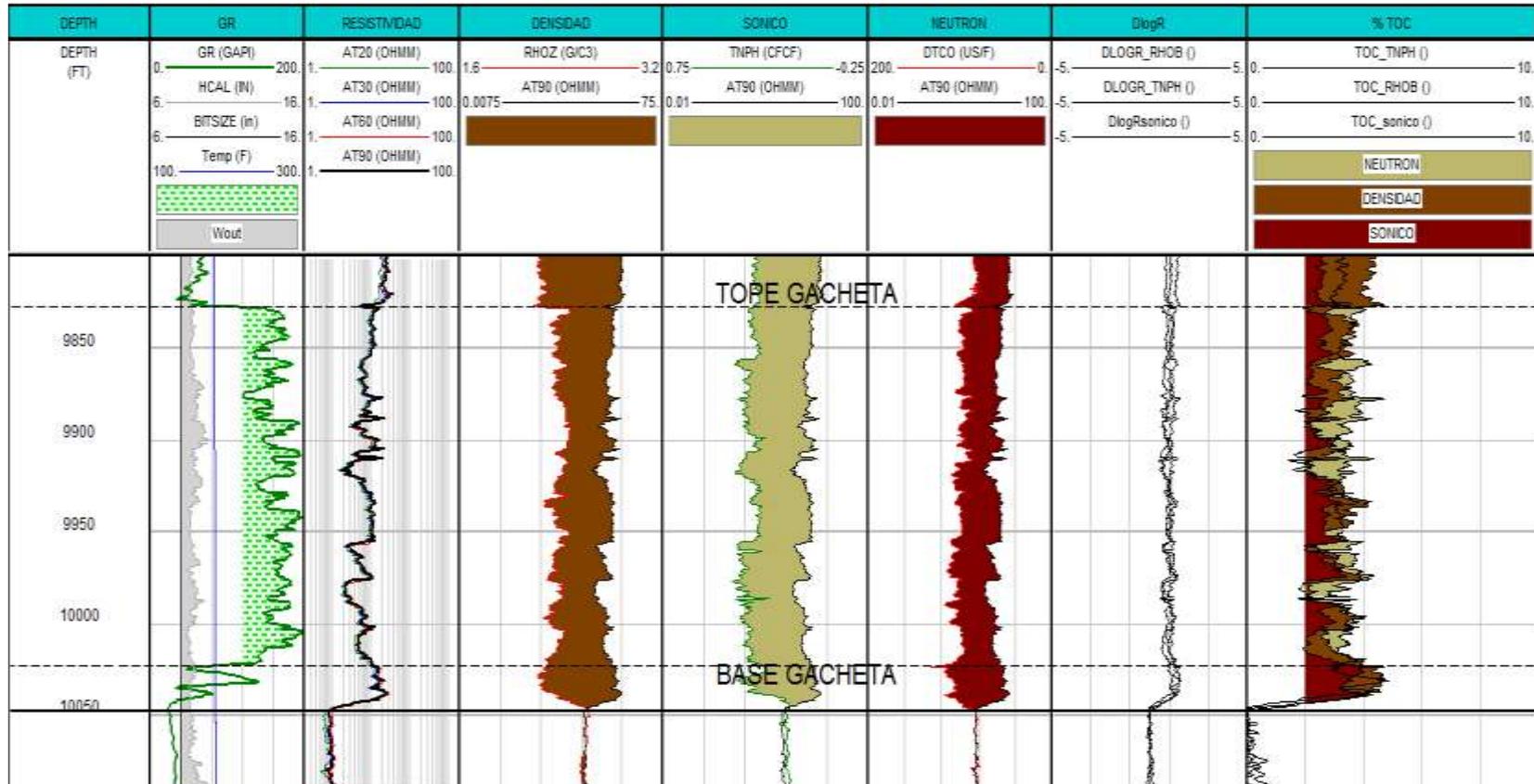


FIGURA 28 Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 2

Con base en los registros eléctricos (ver figura 28) se aplicó la técnica de Passey. En la primera columna de los registros del pozo se puede observar graficada la curva de rayos Gamma en color verde, el diámetro de la broca utilizada en la sección, que para el caso es de 8.5 pulgadas y el *Caliper* en la sección.

Con base en la curva de *Gamma Ray* y apoyados en los datos de perforación se puede ubicar el tope (9832 ft) y la base (10028 ft) de la Formación Gachetá, en ésta se pueden valores altos de GR indicativo de presencia de shales, se observa el fin de Gachetá cerca de los 10028 ft donde se observa un gran diferencia litológica muestra del inicio de la secuencia de la Formación Une la cual se caracteriza por ser una Formación de areniscas con valores bajos de GR.

En el segundo carril se muestra la curva de resistividad, a primera vista se aprecian en el intervalo (9832 – 10028 ft), correspondiente a Gachetá, valores de resistividad más altos y constantes, lo que indica una alta presencia de materia orgánica.

Después de graficar los registros se obtuvieron los valores relacionados en la tabla 7, a una profundidad de 10053 ft:

Tabla 7 Valores de línea base en el pozo Llano 2

R línea base	2.15
ρ línea base	2.6
N línea base	0.156
Δt línea base	81

En la figura 28 se puede apreciar las gráficas resultantes de la aplicación de método de Passey. El %TOC, mostrado en el octavo y último carril, se obtuvo a partir de la ecuación 7. En esta se puede observar que los valores sombreados en cada uno de los métodos de cálculo de TOC se encuentran en su mayoría por encima del 2 %, llegando a alcanzar valores máximos cercanos al 4 %. Se puede observar que el cálculo de TOC con la curva de densidad es muy variable con valores mínimos de 1.8 % en pequeños intervalos de la Formación y máximos de 4.2%.

Se observa que existen diferencias entre los cálculos de TOC por cada uno de los métodos aplicados por Passey pero en su mayoría superando el margen de 2 % de TOC, por lo que es recomendable realizar un estudio más detallado de TOC para la zona ya que no hay un ajuste adecuado entre las diferentes curvas, esto puede llevar a una sobre estimación del contenido de TOC.

3.2.3. Aplicación del Método de Passey pozo Llano 3.

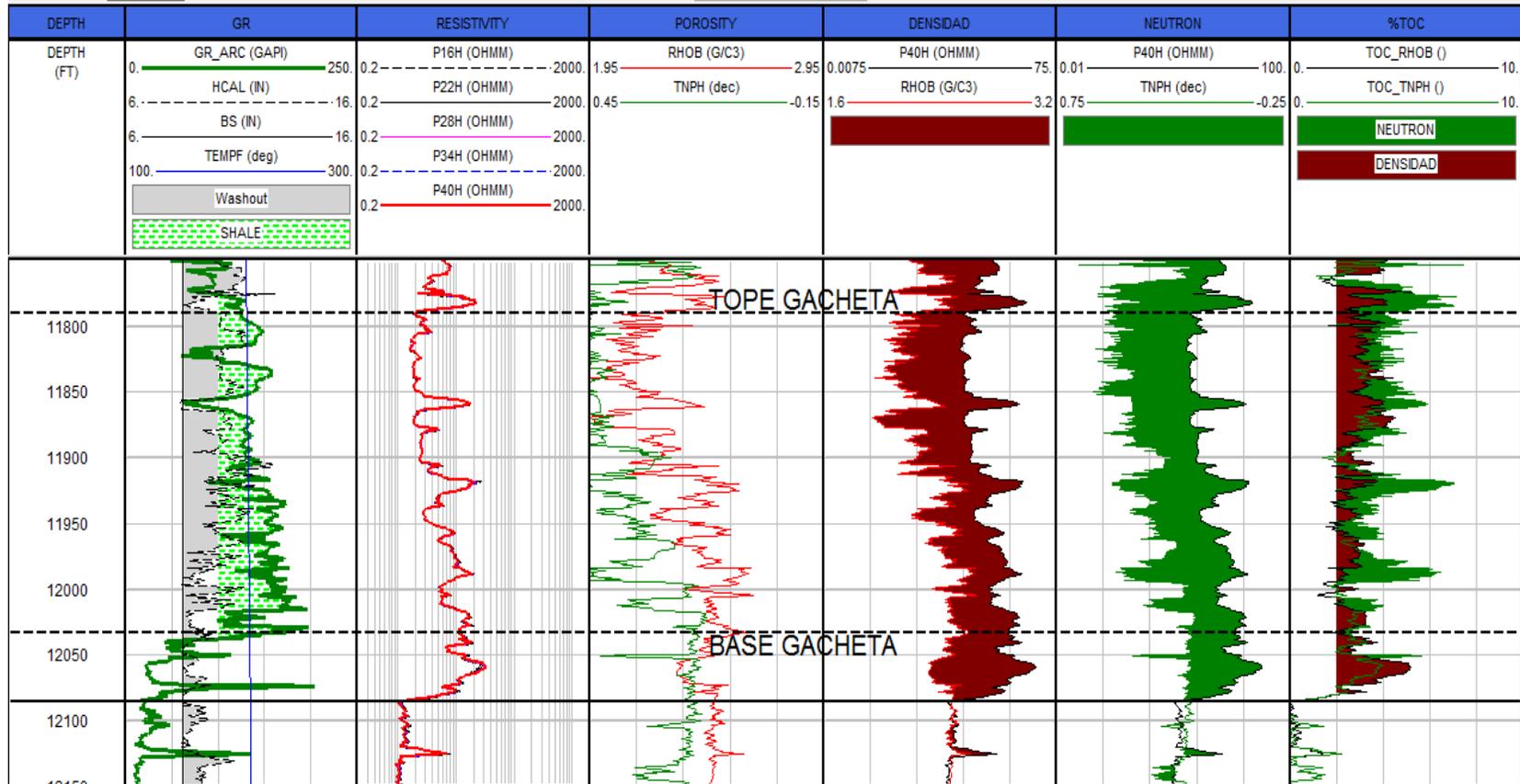


FIGURA 29 Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 3

En la primera columna de los registros del pozo de la figura 29 graficada la curva de rayos Gamma en color verde, el diámetro de la broca utilizada en la sección, que para el caso es de 8.5 pulgadas y el *Caliper* en la sección.

La diferencia entre el registro de *Caliper* y diámetro de la broca se resalta de color gris y corresponde *Washout* el cual se encuentra con valores promedio de 3.5 pulgadas.

Con base en la curva de *Gamma Ray* y apoyados en los datos de perforación se puede ubicar el tope (11790 ft) y la base (12033 ft) de la Formación Gachetá, en ésta se pueden valores altos de GR indicativo de presencia de shales.

En el segundo carril se muestra la curva de resistividad, a primera vista se aprecian en el intervalo (11790 – 12033 ft) correspondiente a Gachetá, valores de resistividad más altos con gran fluctuación con valores mínimos de 1.64 ohmm y máximos de 19.5 ohmm con un promedio en la zona de interés de 5.9 ohmm, lo que indica una alta presencia de materia orgánica y pequeños lentes de arenisca en la Formación.

Luego de analizar los registros se estableció una línea base para el método Passey a una profundidad de 12085 ft dando como resultado los valores plasmado en la tabla 8.

Tabla 8. Valores de línea base en el pozo Llano 3

R línea base	1.26
ρ línea base	2.495
N línea base	0.194

En la figura 29 se puede apreciar las gráficas resultantes de la aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC. En el último carril se observa el % TOC resultante a partir de las curvas de densidad y neutrón, se observa que los valores de ambos métodos para el cálculo de TOC se encuentran en su mayoría por encima del 2 %.

El % TOC resultante de la curva de porosidad neutrón es muy variable y alcanza valores muy altos cercanos al 7 % en algunos picos, esto debido al anormal comportamiento de la curva de neutrón que muestra valores muy elevados.

Para el % TOC calculado con la curva de densidad encontramos valores moderados de TOC con un promedio 2.9 %, valor que se ajusta como indicador de yacimiento de hidrocarburos no convencionales.

3.2.4. Aplicación del Método de Passey pozo Llano 4.

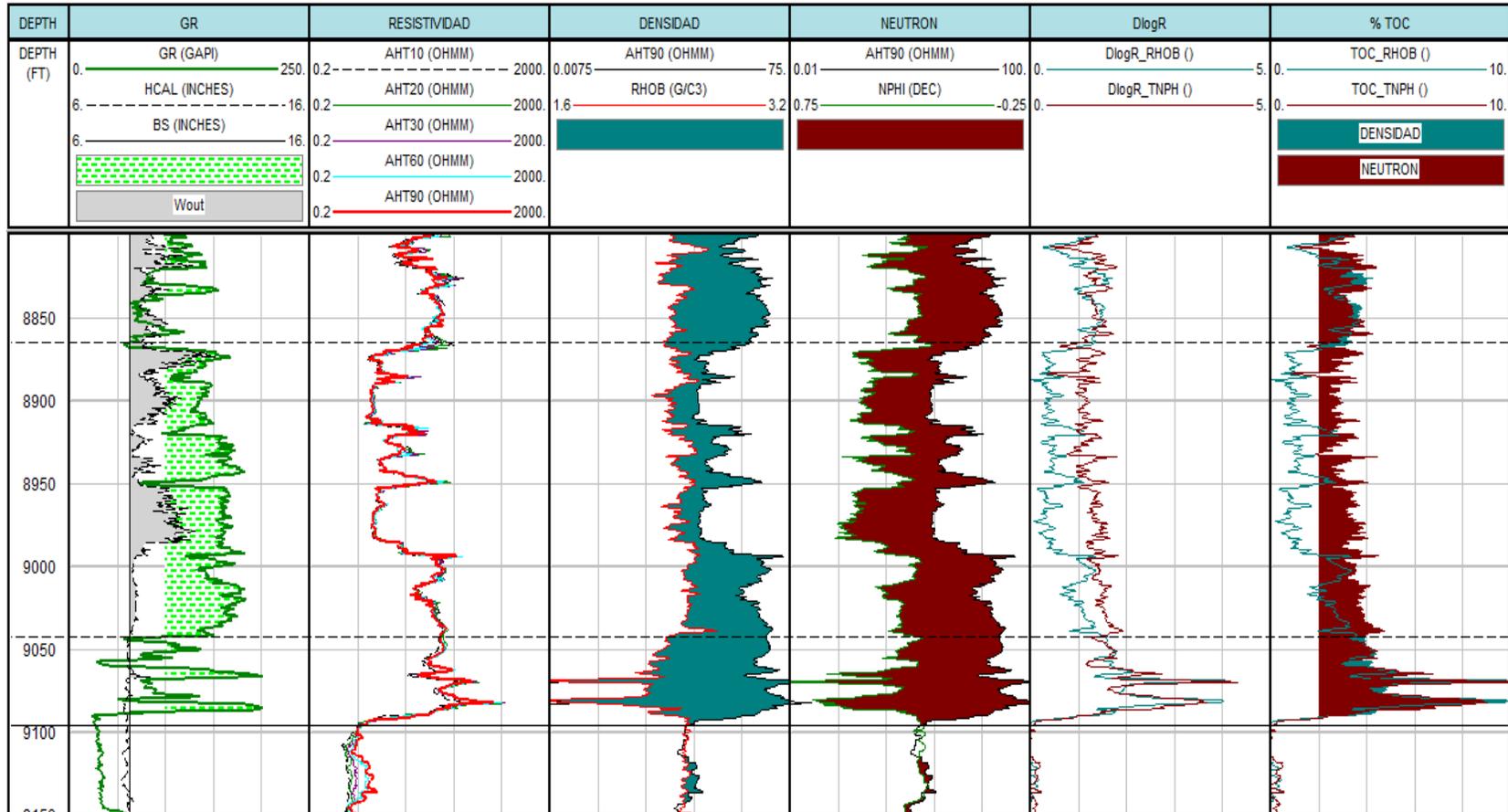


FIGURA 30 Aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC en el pozo Llano 4

Con base en la curva de *Gamma Ray* de la figura 30 y apoyados en los datos de perforación se puede ubicar el tope (8865 ft) y la base (9042 ft) de la Formación Gachetá, en ésta se pueden valores altos de GR indicativo de presencia de shales.

En el segundo carril se muestra la curva de resistividad, a primera vista se aprecian en el intervalo (8865 – 9042 ft) correspondiente a Gachetá, valores de resistividad más altos con gran fluctuación con valores mínimos de 1.73 ohmm y máximos de 56.11 ohmm con un promedio en la zona de interés de 10.071 ohmm.

Luego de analizar los registros se estableció una línea base para el método Passey a una profundidad de 9096 ft dando como resultado los valores plasmado en la tabla 9.

Tabla 9. Valores de línea base en el pozo Llano 4

R línea base	1.52
ρ línea base	2.487
N línea base	0.201

En la figura 30 se aprecian las gráficas resultantes de la aplicación del método de Passey para el cálculo de TOC. En el último carril se observa el % TOC resultante a partir de las curvas de densidad y neutrón, en este se observa que los comportamientos son muy diferentes para cada método, el TOC calculado a partir de la curva de neutrón está por encima del 2 % en todo el intervalo, mientras que el calculado con la densidad presenta pequeños intervalos con valores superiores al 2 % y en general se encuentra en el rango de valores cercanos al 1.5 %.

Este comportamiento del TOC calculado partiendo de la curva de densidad se ajusta a la variación de la curva de resistividad que pasa de valores altos 25 ohmm a valores muy bajos de 2,4 ohmm esto hace que la diferencia entre las curvas sea muy baja y por tanto el TOC se encuentre en valores más bajos.

Por otra parte, el comportamiento de TOC calculado a partir del registro neutrón, presenta valores altos de TOC con un promedio para la zona de interés de 3.17 %.

3.3. Evaluación de las propiedades geomecánicas.

3.3.1. Cálculo de la Relación de Poisson en el Pozo Llano 1

La relación de Poisson se calcula a partir de los registros sínicos, usando la siguiente ecuación tomada de Barree, *et al*, 2009:

Ecuación 12. Relación de Poisson con registros sínicos

$$\nu = \frac{\frac{DTS^2}{DTC^2} - 2}{2 * \frac{DTS^2}{DTC^2} - 2}$$

ν = Relación de Poisson.

DTS = Δ tiempo de la onda de corte (shear).

DTC = Δ tiempo de la onda compresional.

Para que una formación de shale sea considerada como potencialmente facturable se debe tener en cuenta que el valor de la relación de Poisson debe ser inferior a 0.25.

Para realizar el cálculo de la relación de Poisson, se deben tener los valores de los registros sínicos que contienen los tiempos de transito compresional y de corte; luego, mediante el uso de la ecuación 12 se obtiene la gráfica de la relación de Poisson para el intervalo de estudio.

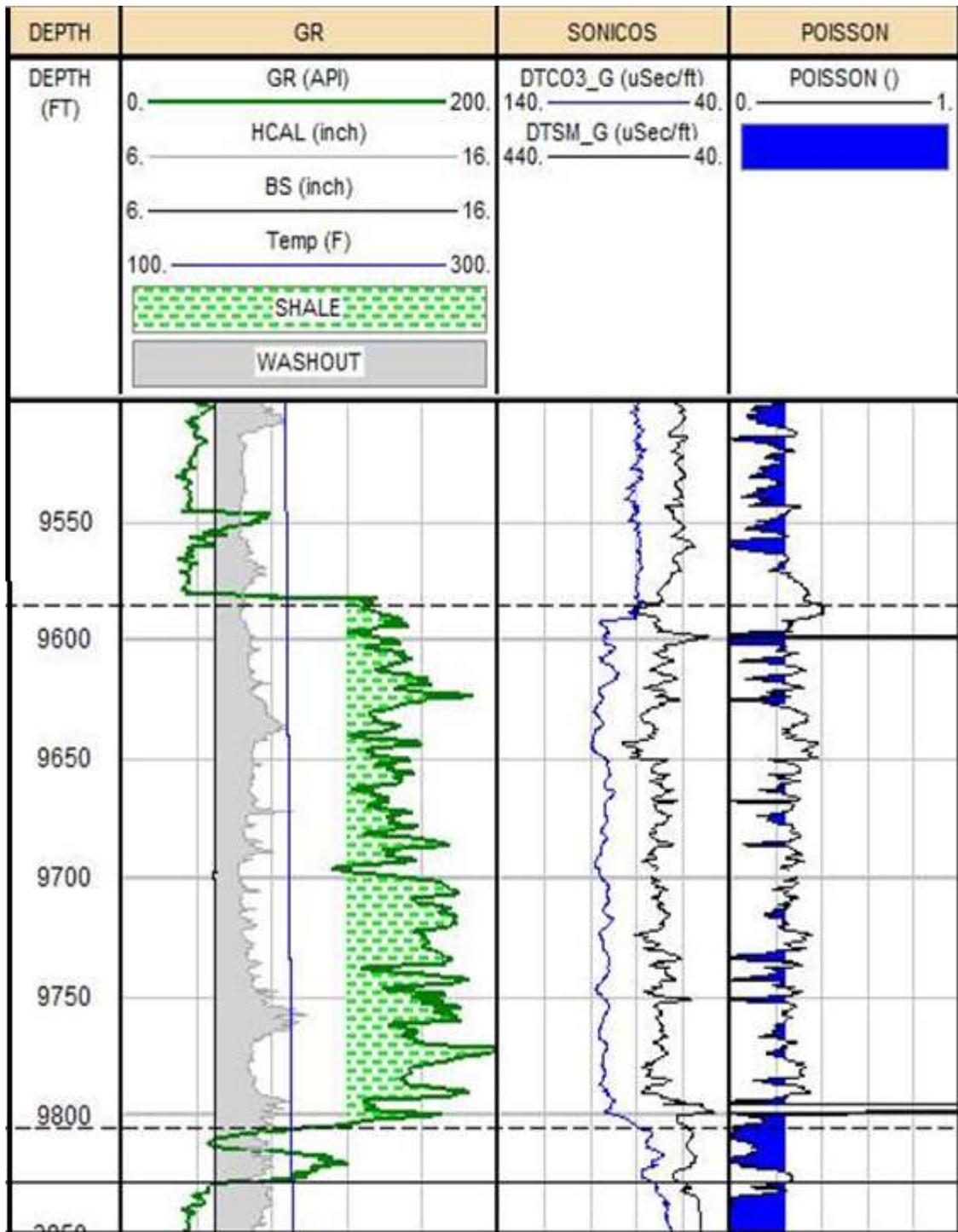


FIGURA 31 Curva de relación de Poisson encontrada en el pozo Llano 1

En la figura 31 se puede observar que los valores de Poisson se encuentran en su mayoría en valores menores de 0.25, intervalos sombreados en azul.

3.3.2 Cálculo de la relación de Poisson pozo Llano 2

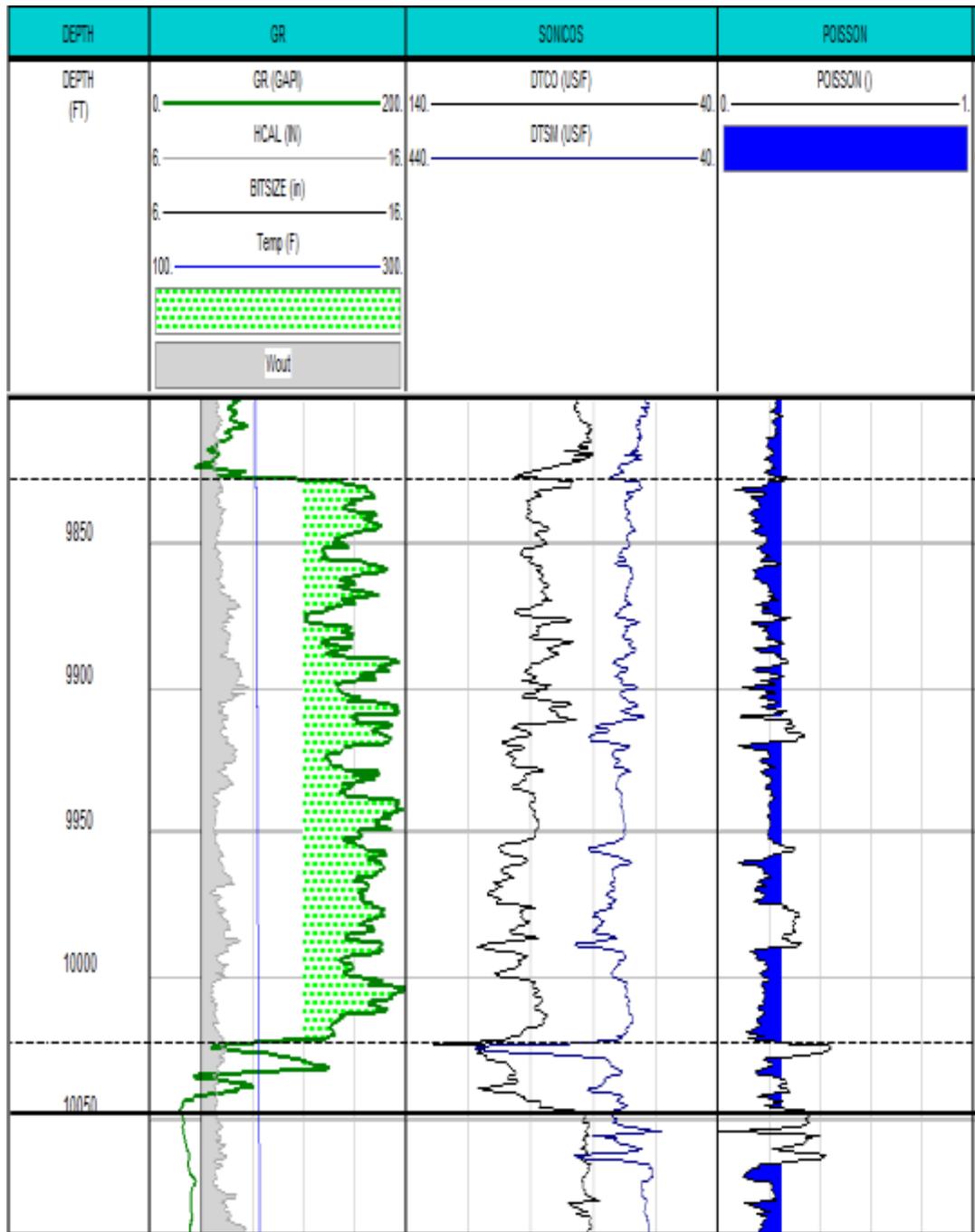


FIGURA 32 Curva de la Relación de Poisson encontrada en el pozo Llano 2

En la figura 32 se puede apreciar que los valores calculados de relación de Poisson se encuentran en su mayoría en valores por debajo de 0.25, intervalos en azul.

3.3.3. Cálculo del Módulo de Young en el Pozo Llano 1

El módulo de Young es uno de los valores a tener en cuenta a la hora de realizar la caracterización de una formación de shale como potencialmente fracturable, con esta se puede realizar un cross-plot que indica la fragilidad de la roca que se está evaluando.

Para que una formación de shale sea prospectiva para operaciones de fracturamiento hidráulico esta debe tener un módulo mayor de 3.5×10^6 psi. Para calcular éste parámetro a partir de los registros sínicos, se usa la siguiente ecuación tomada de Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012:

Ecuación 13. Módulo de Young con Registros

$$E = 2 * 13475 * \frac{RHOB + (1 + \nu)}{DTS^2}$$

Donde:

Módulo de Young es dado en unidades de $\times 10^6$ psi

RHOB = Densidad volumétrica (Gr/cc)

DTS = Δ tiempo de la onda shear.

ν = Relación de Poisson.

El módulo de Young se calculó a partir de los registros sínicos y de densidad de formación, mediante el uso de la ecuación 10 dando como resultado lo mostrado en la figura 33.

En la figura 33 se puede observar que gran parte la Formación Gachetá se encuentra con valores mayores a 3.5×10^6 psi.

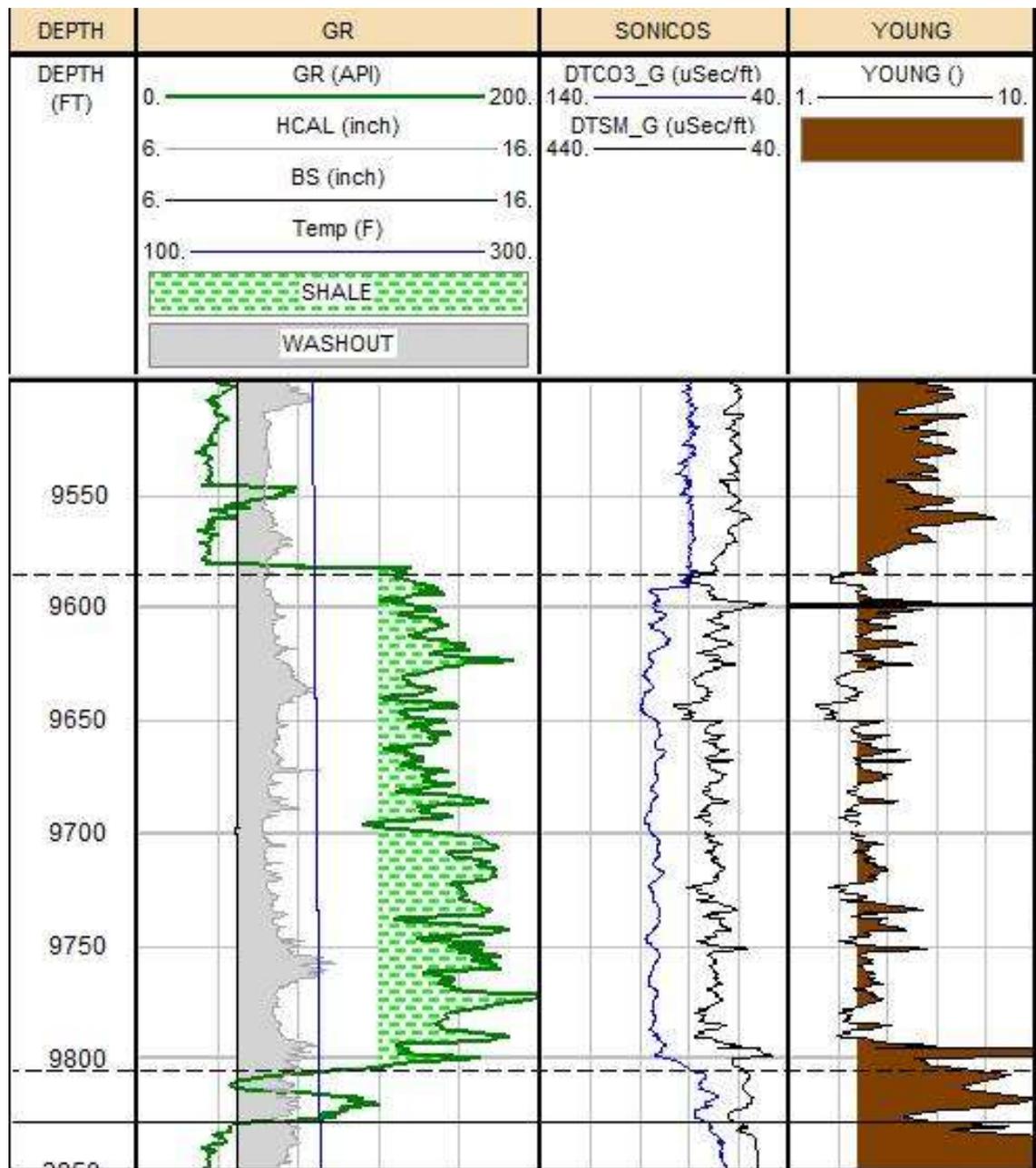


FIGURA 33. Curva del módulo de Young ($\times 10^{-6}$) encontrado en el pozo Llano 1

3.3.4. Cálculo del Módulo de Young en el Pozo Llano 2

El módulo de Young se calculó a partir de los registros sónicos y de densidad de formación, mediante el uso de la ecuación 10 dando como resultado lo mostrado en la figura 34.

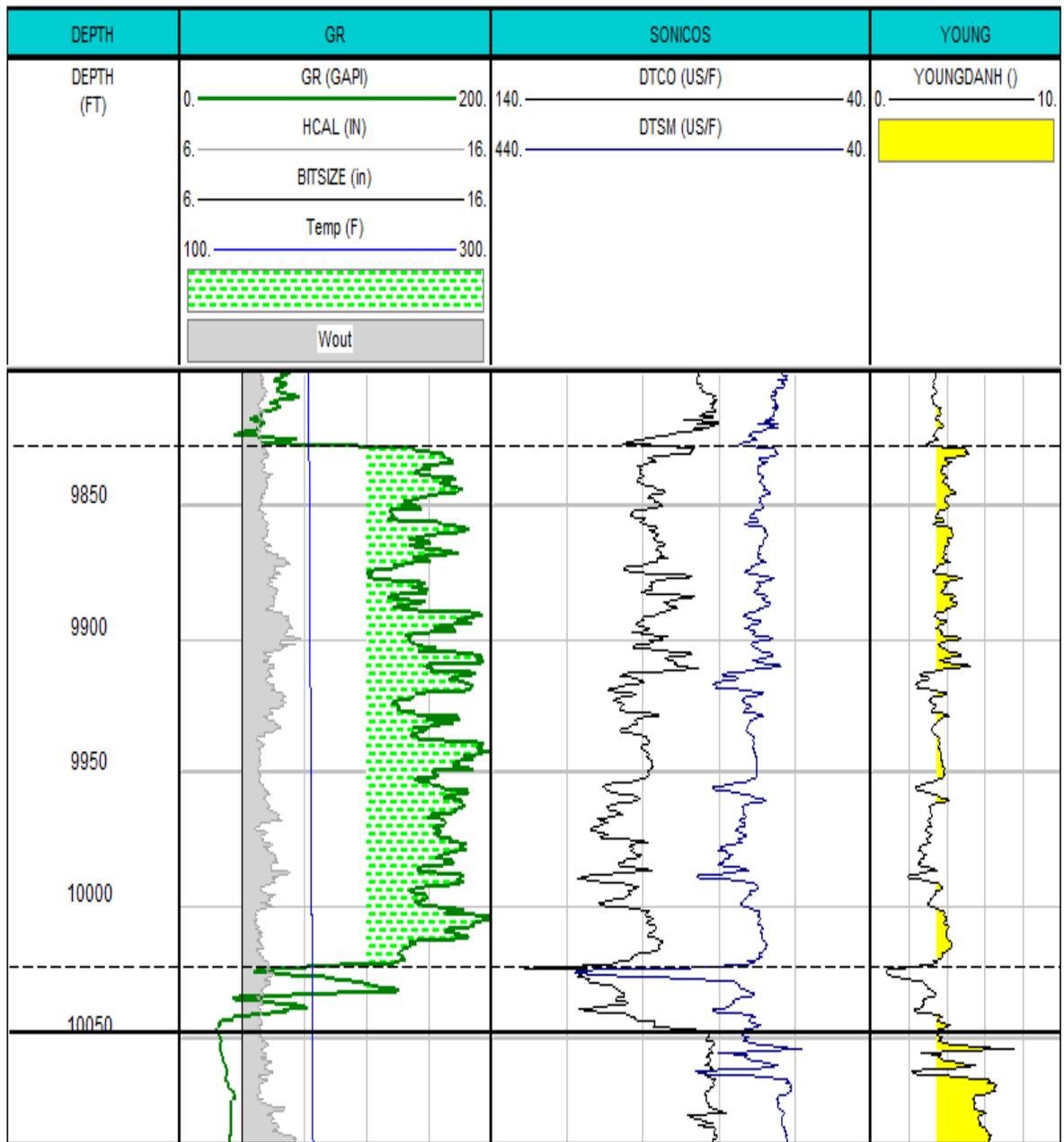


FIGURA 34 Curva del módulo de Young ($\times 10^{-6}$) encontrado en el pozo Llano 2

En la figura 34 se observar que en la parte superior de la Formación Gachetá se encuentran valores mayores a 3.5×10^6 psi desde el tope a 9832 hasta los 9915 ft en donde hay valores más bajos que no cumplen con los parámetros establecidos para un intervalo de interés, estas intercalaciones son de menor espesor a las zonas aptas sombreadas en amarillo.

3.3.5. Cálculo de la Pseudofragilidad en el Pozo Llano 1

La fragilidad está dada por la ecuación tomada de Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012:

Ecuación 14. Cálculo de Pseudofragilidad

$$BRIT = \frac{\frac{E}{0.05} + 100 * \frac{(\nu - 0.45)}{(0.05 - 0.45)}}{2}$$

Donde:

E = Módulo de Young x10⁶ psi.

ν = Relación de Poisson.

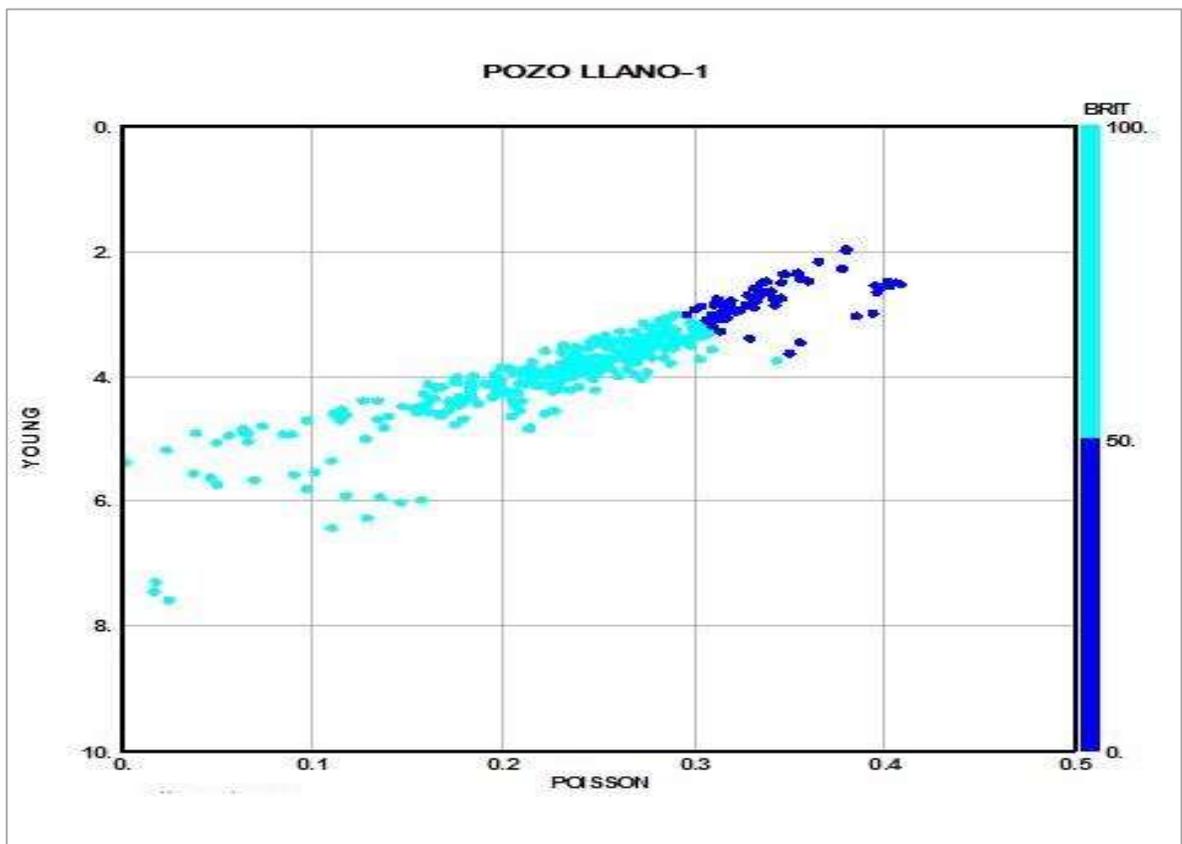


FIGURA 35. Gráfica de Pseudofragilidad para el pozo Llano 1

3.3.6. Cálculo de la Pseudofragilidad en el Pozo Llano 2

Integrando los resultados obtenidos de relación de Poisson y módulo de Young, se obtiene el gráfico 36 en el cual se observa la pseudofragilidad en la zona de interés de pozo Llano 2.

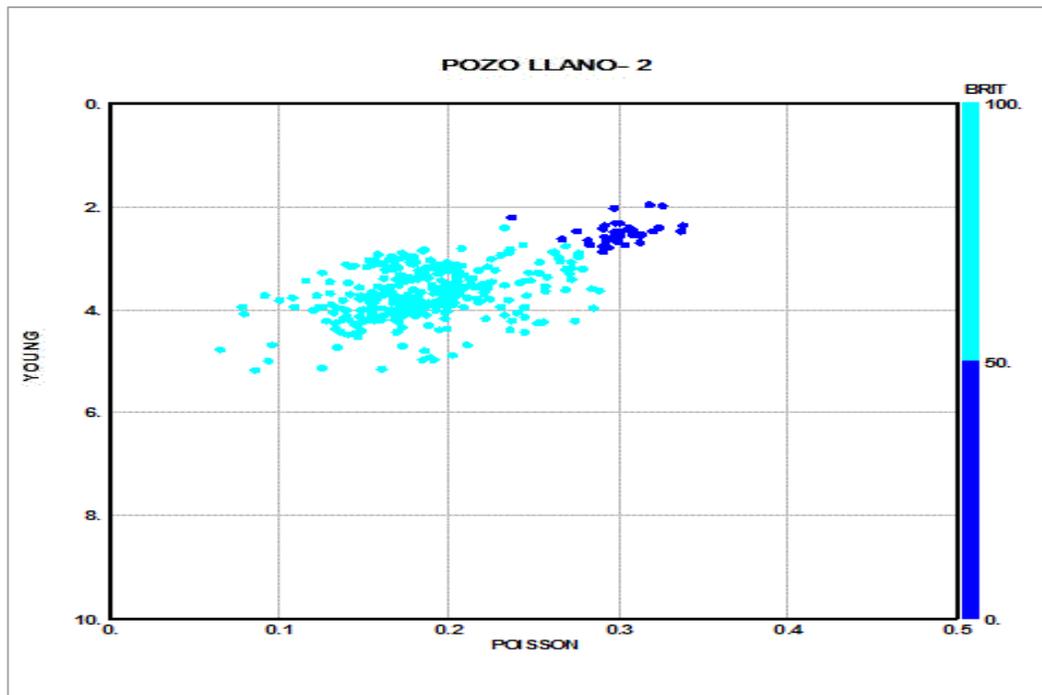


FIGURA 36. Gráfica de Pseudofragilidad para el pozo Llano 2

En la figura 36 se observa una clara tendencia de puntos con una fragilidad mayor al 50 % (puntos azules).

3.4. Determinación del Tipo de Arcilla con Gamma Ray Espectral

3.4.1. Pozo Llano 1

Una de las principales herramientas del registro de *Gamma Ray* Espectral es la determinación del tipo de arcilla en la zona donde se tomaron los registros.

A continuación se integrarán los datos proporcionados por el registro de *Gamma Ray* Espectral con las gráficas de las figuras 13, 14 y 15 con el fin de determinar el

tipo de arcillas presentes en la zona donde están ubicados los pozos sujetos a estudio.

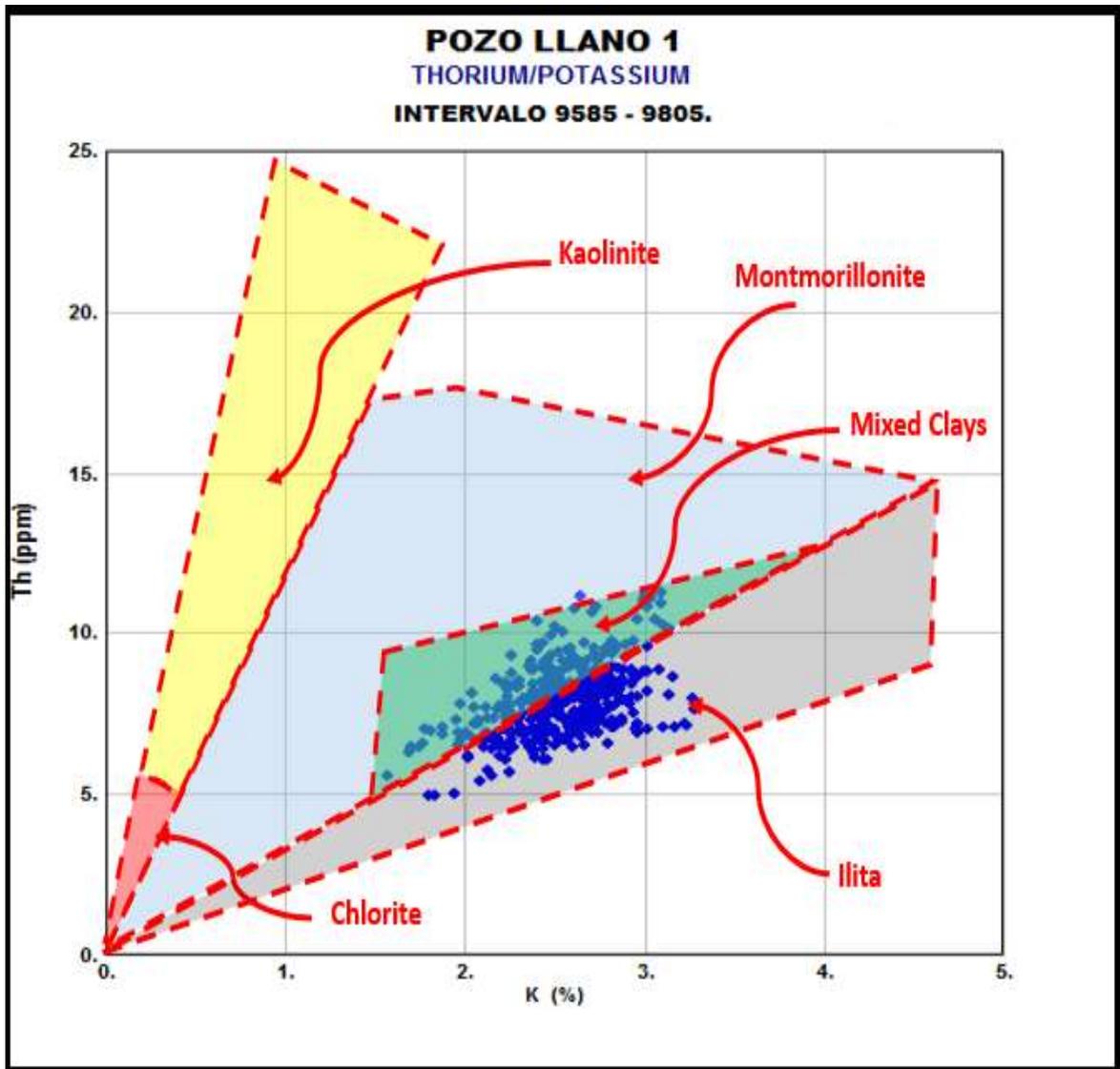


FIGURA 37. Gráfica de Torio (ppm) vs porcentaje de Potasio en el pozo Llano 1

Observando la figura 37, e integrándola con la figura 13, se puede apreciar que los puntos se encuentran entre las zonas de illita y capa de mezcla de arcillas, por lo que se puede decir que aunque es una mezcla de varios tipos de arcillas, se encuentra conformada principalmente por illita.

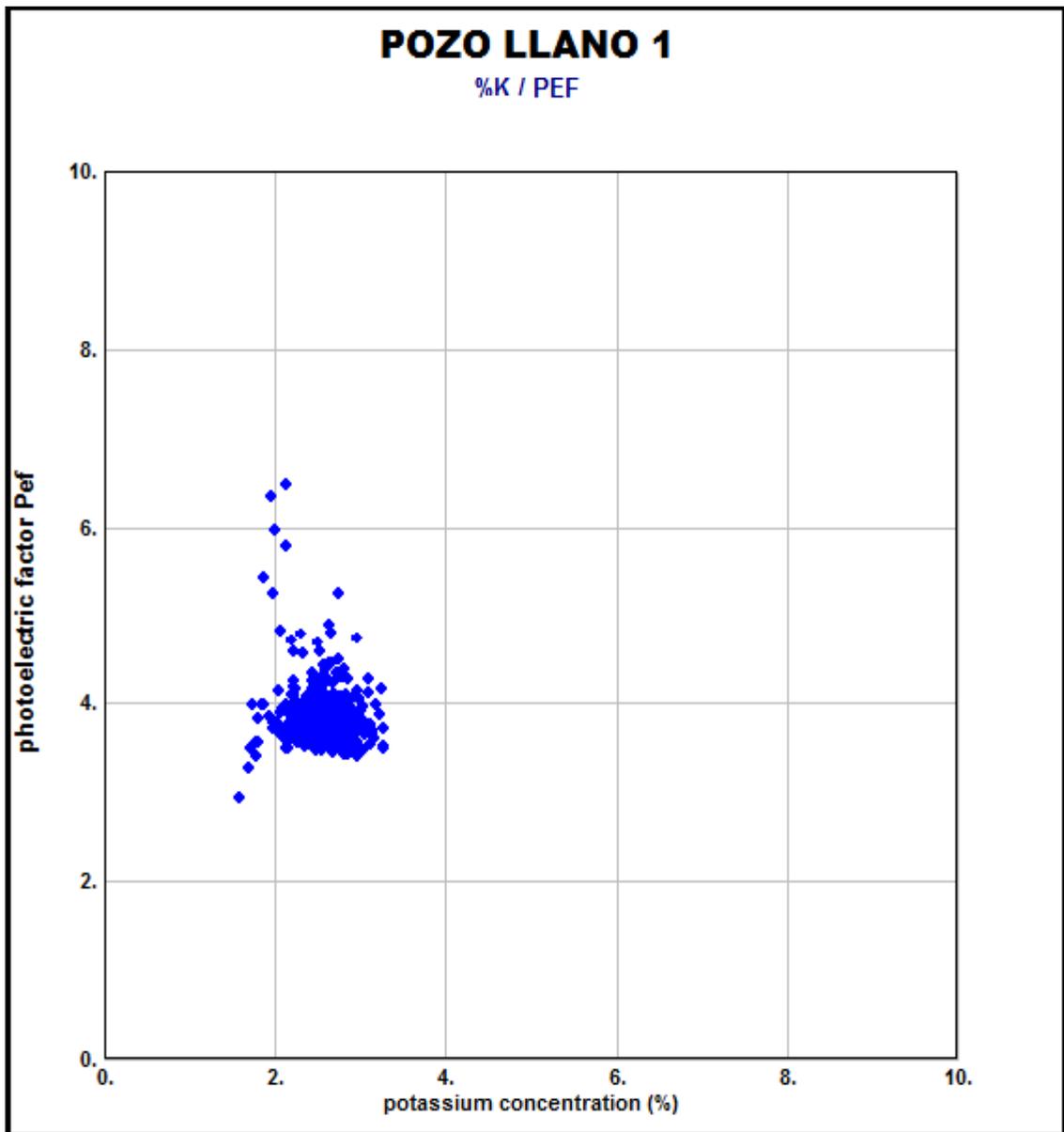


FIGURA 38. Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs porcentaje de Potasio en el pozo Llano 1

Con base en la figura 38, y comparándola con la figura 14, se puede afirmar que los puntos no están en una zona concreta, pero la zona más cercana es la de la illita, por lo que se confirma que aunque exista una mezcla de tipos de arcilla, la predominante es la illita.

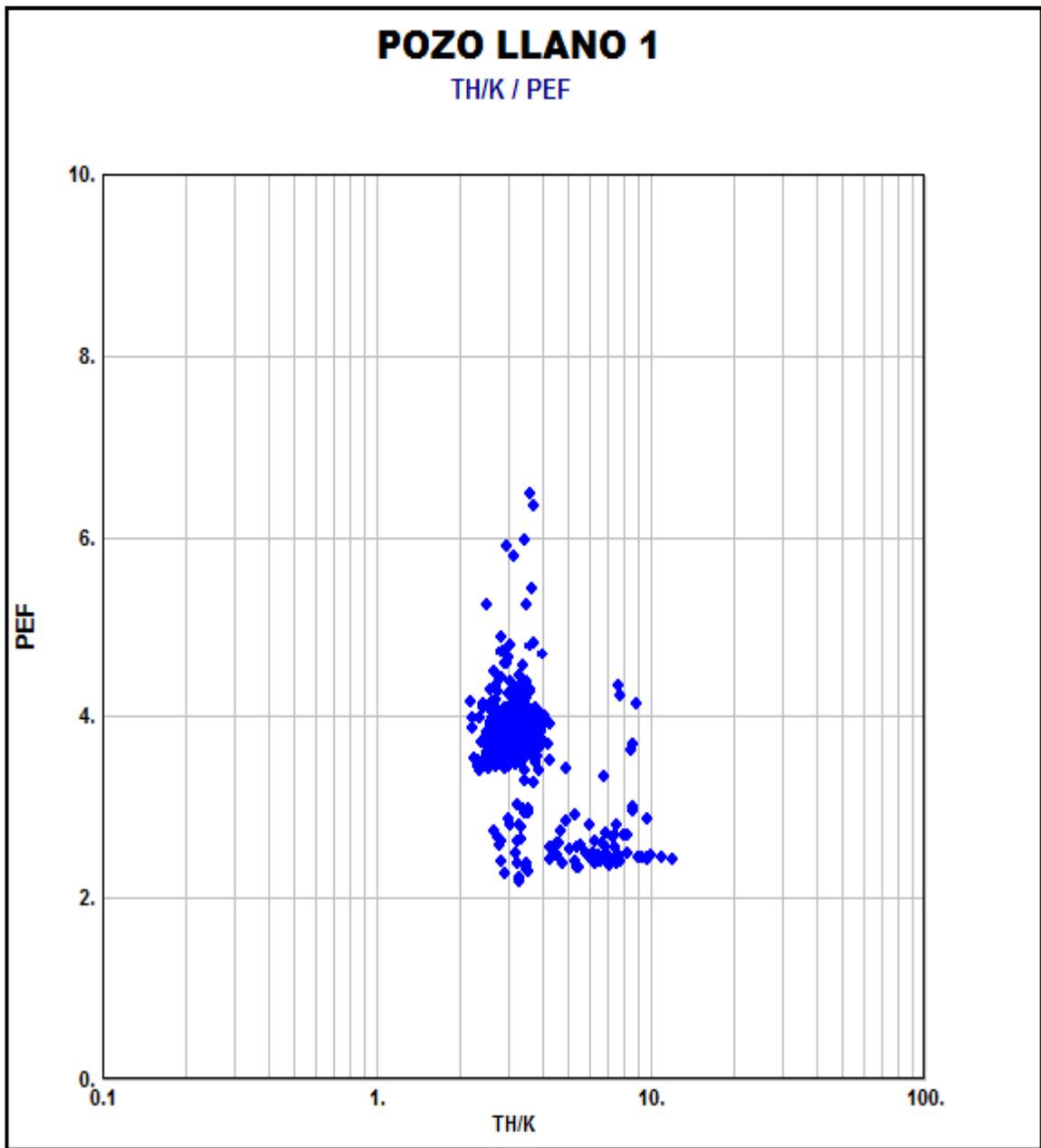


FIGURA 39. Gráfica de Factor Fotoeléctrico vs relación de Torio/Potasio en el pozo Llano 1

En la figura 39 se comprueba que es una mezcla de arcillas con predominio de illita (ver Fig. 15).

3.4.2. Pozo Llano 2

Siguiendo el procedimiento anteriormente aplicado se realizan las gráficas para la determinación de tipo de arcilla de la Formación Gachetá en el pozo Llano 2.

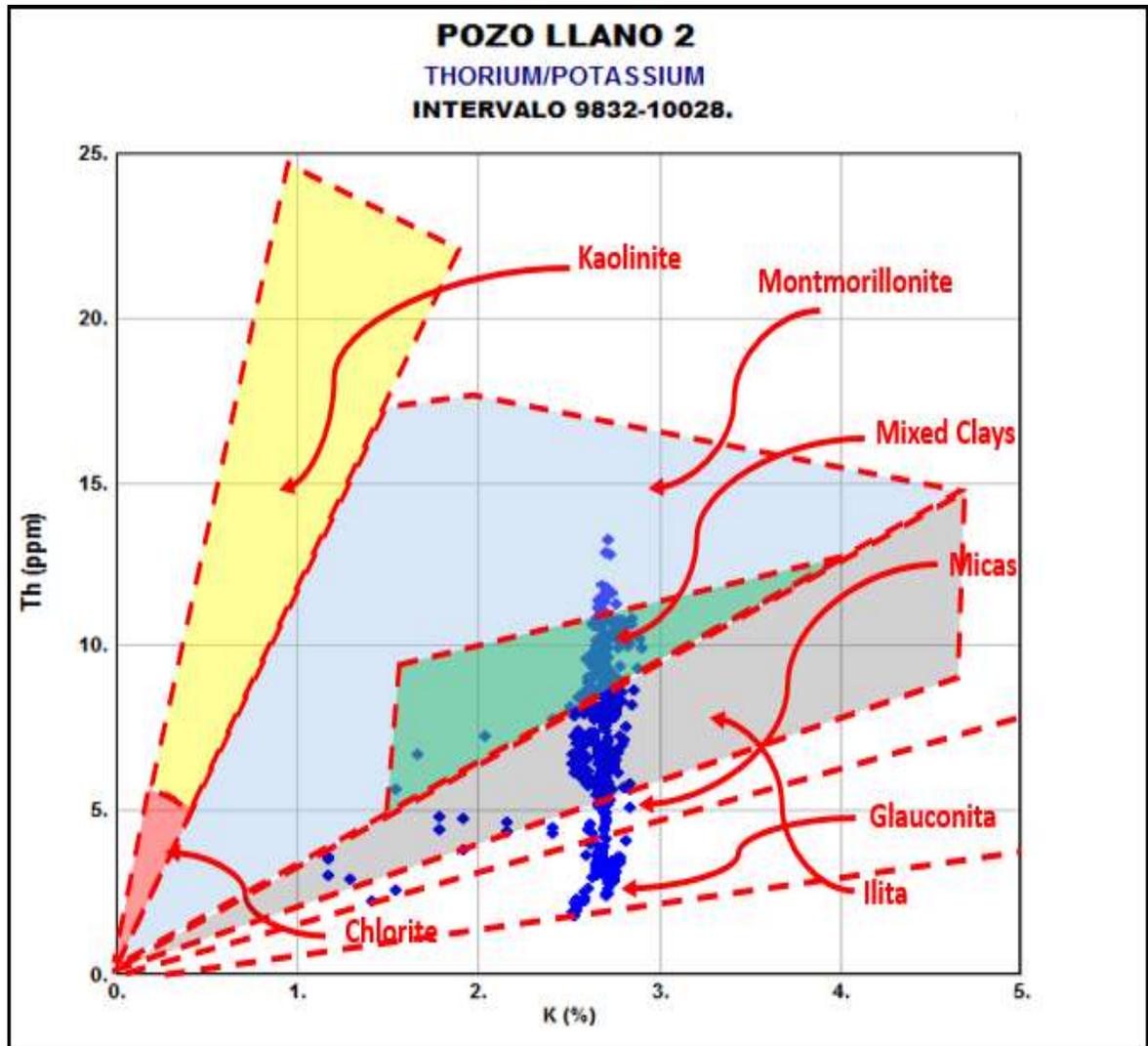


FIGURA 40. Gráfica de Torio (ppm) vs porcentaje de Potasio en el pozo Llano 2

Realizando la integración de la figura 40 con la figura 13, se puede apreciar que los puntos se encuentran entre las zonas de illita y capa de mezcla de arcillas, lo que es consecuente con lo encontrado en la figura 37 de pozo Llano 1.

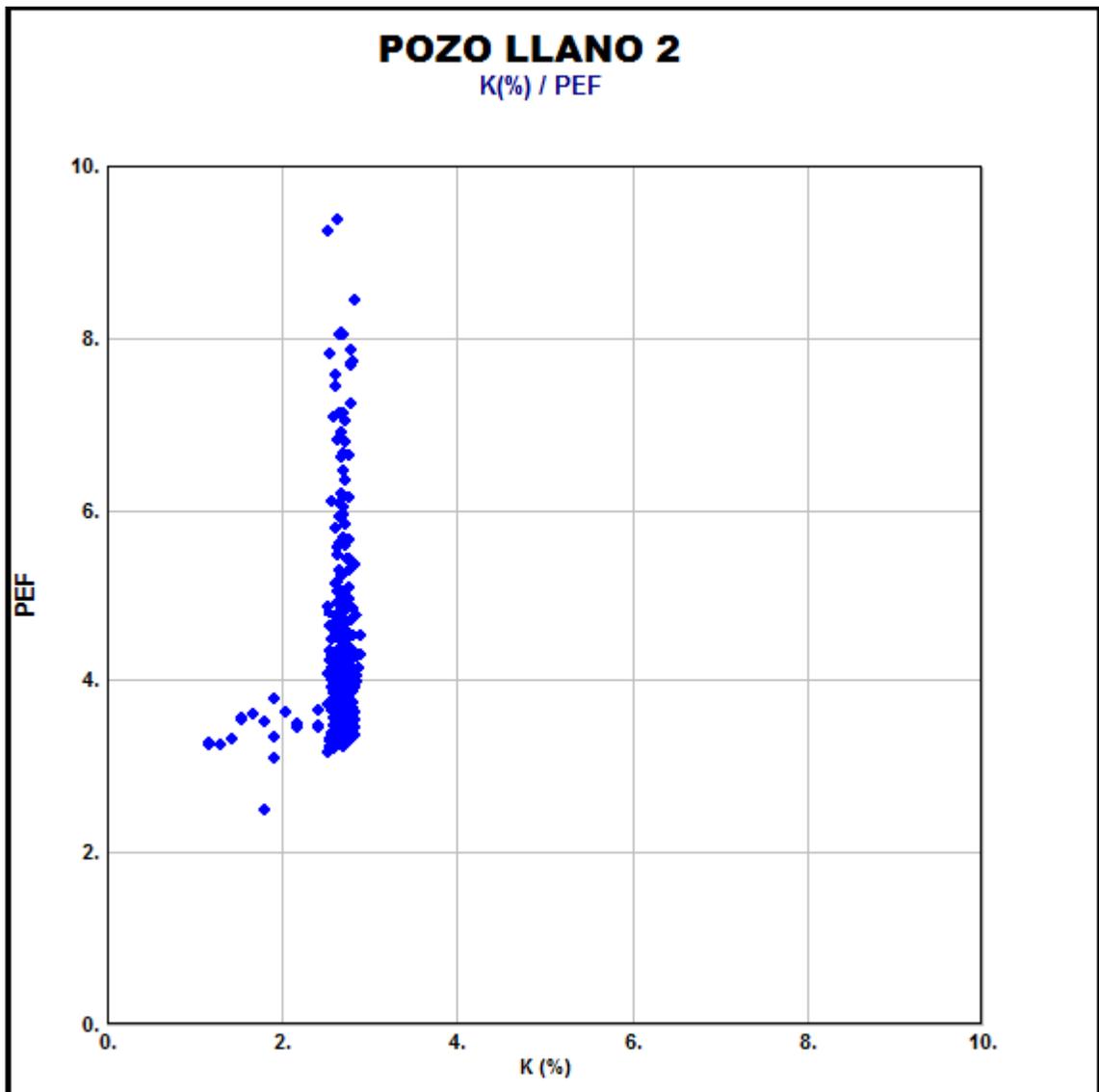


FIGURA 41. Gráfica de PEF vs % de Potasio en el pozo Llano 2

Con base en la figura 41, y comparándola con la figura 14, se observa que los puntos se encuentran dispersos en una zona sin delimitación clara de una arcilla lo que indica la presencia de varios tipos de arcilla dentro de la Formación. Los puntos se encuentran más cercanos al comportamiento de la illita y la montmorillonita con predominancia de la illita como arcilla principal en la Formación.

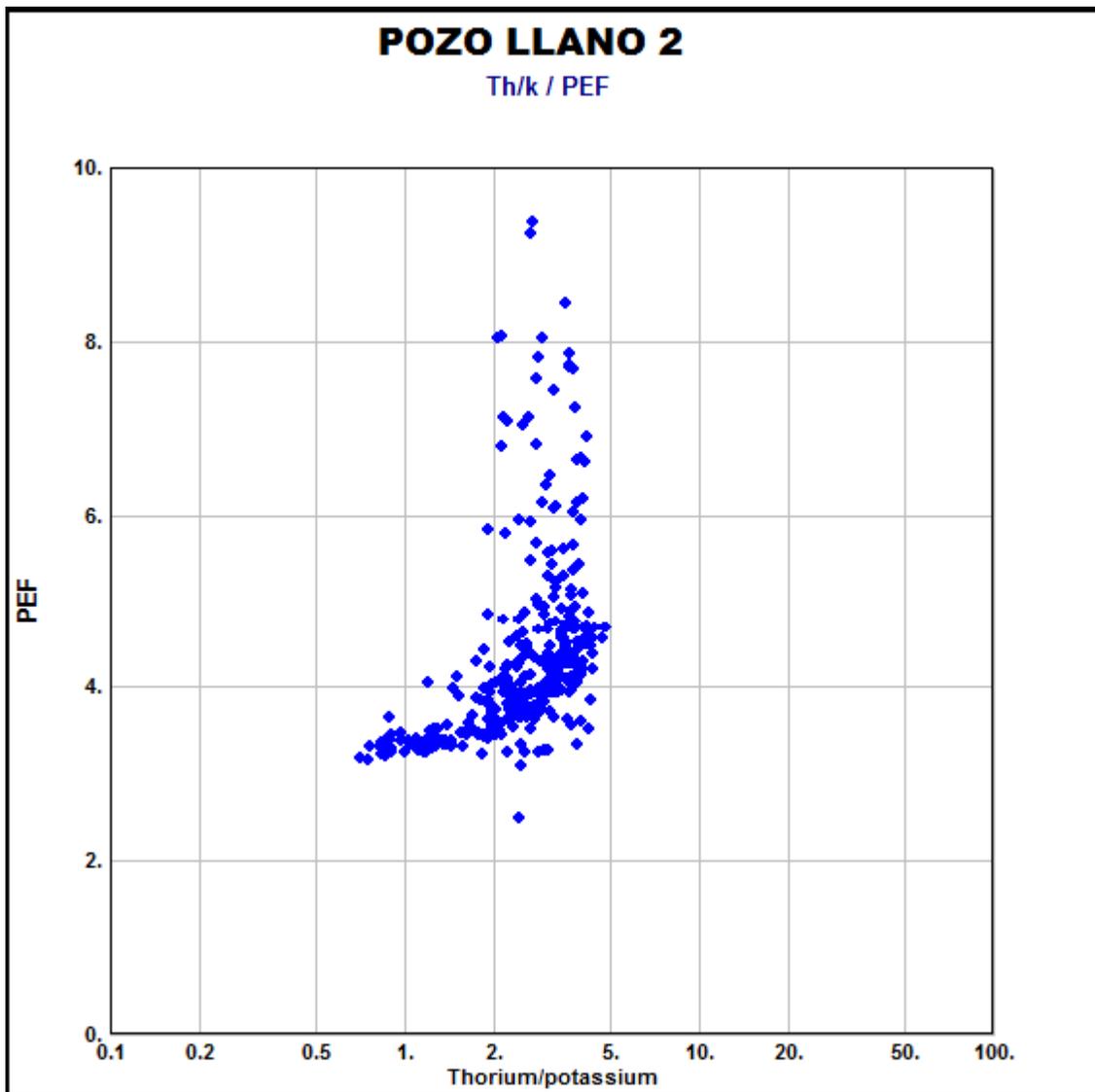


FIGURA 42. Gráfica de PEF vs relación de Torio/Potasio en el pozo Llano 2

En la figura 42 y de acuerdo a la figura 15 se observa un comportamiento con predominio de los puntos dispersos en la zona de illita con puntos en la zona de mezcla de arcillas lo que concuerda con los datos obtenidos en las diferentes graficas realizadas a la Formación Gachetá.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al realizar el estudio y teniendo en cuenta la información obtenida mediante el software Interactive Petrophysics se obtuvieron resultados los siguientes resultados, que permiten caracterizar los puntos de la Formación Gachetá en los pozos estudiados, para analizar la viabilidad para procesos de fracturamiento hidráulico.

Los topes y bases de la zona de interés se obtuvieron gracias al registro de *Gamma Ray* en los cuales se pueden observar diferencias litológicas a partir de los cambios en el mismo, para los 4 pozos estudiados el *Gamma Ray* tuvo un comportamiento que indica que dentro de la Formación Gachetá existen intercalaciones de arena entre grandes capas arcillosas correspondientes a shale, en la base de la Formación también se puede apreciar un incremento en el contenido de arcilla y una pronunciada declinación de los valores de *Gamma Ray*, lo que indica con claridad el fin de la Formación Gachetá y el inicio de la Formación UNE que se caracteriza por areniscas limpias con intercalaciones de arcilla.

Lo encontrado con el registro *Gamma Ray* es consecuente con las curvas de resistividad registradas con las herramientas *Wireline*, en estas se observan altos valores de resistividad frente a la zona de interés, indicativo de presencia orgánica dentro de la Formación objetivo.

Con base en lo anterior, Para cada pozo, se tabuló el promedio de los parámetros petrofísicos básicos (espesor y volumen de arcilla) calculados a partir de las curvas de litología, de resistividad y de porosidad. Valores tabulados en la tabla 9.

Tabla 10 Valores de espesor y volumen de arcilla Formación Gachetá.

POZO	Espesor real(pies)	Volumen de arcilla (%)
LLANO-1	220	45
LLANO-2	198	39
LLANO-3	243	37
LLANO-4	382	34

Se observa que los niveles de shale correspondientes a la Formación Gachetá tienen un espesor neto en promedio de 261 pies, y que la arcillosidad en todos los casos es menor al 50%, lo que indica que la Formación en los pozos estudiados cumple con los parámetros mínimos para ser considerada apta para procesos de fracturamiento hidráulico intensivos.

El siguiente parámetro evaluado para la Formación fue el exponente de cementación “m”, en la tabla 10 se muestran los resultados para los cuatro pozos evaluados.

Tabla 11 Factor de cementación y madurez térmica en los pozos evaluados.

POZO	Factor de cementación (m)	Madurez térmica (LOM)
LLANO-1	1.46	10.92
LLANO-2	1.43	10.99
LLANO-3	1.47	10.90
LLANO-4	1.30	11.32

Los valores de “m” obtenidos mediante esta metodología, son muy similares a los valores propuestos en las diferentes investigaciones desarrolladas para shale que indican que los valores de “m” para yacimientos de este tipo se encuentran por debajo de 2.¹⁴

Los valores bajos de m indican que la roca tiene un bajo grado de cementación, valor asociado a mayor tiempo de exposición y, por tanto, a una mayor madurez térmica.

Esta madurez térmica obtenida para cada uno de los pozos, permite calcular de manera más confiable el contenido de materia orgánica TOC, que es el parámetro más importante a la hora de evaluar la viabilidad de un yacimiento asociado a shales. Los datos de LOM obtenidos indican que el intervalo de interés que cubre los shales de la Formación Gachetá, se encuentran en etapa de sobre maduración

¹⁴ Yu, G., & Aguilera, R. (2011). Use pickett plots for evaluation of shale gas formation. pag 2. Society of petroleum engineers, USA January 2011.

térmica. El pozo Llano 4 corresponde al intervalo con mayor madurez térmica, y se espera que se encuentre en la ventana de producción de gas.

En cuanto a los registros sínicos en la Formación, se logra observar que tienen un comportamiento caracterizado por velocidades bajas, una respuesta típica de estos registros a manifestaciones de materia orgánica en la roca, los valores promedio están registrados en la siguiente tabla:

Tabla 12 Tiempo de transito promedio de la Formación Gachetá.

Pozo	Tiempo de transito promedio (μ s/ft)
Llano 1	93
Llano 2	100

Con respecto a los parámetros geomecánicos, el pozo Llano 1 se encuentra dentro del intervalo atractivo para un hipotético caso de fracturamiento hidráulico, la relación de Poisson se encuentra por debajo de 0.25 en varios intervalos de la zona de estudio, como se muestra en la figura 31, por su parte el módulo de Young es alto en diversos intervalos, indicándonos valores mayores de 3.5×10^6 psi (Ver figura 32), valor mínimo que debe tener una Formación de shale para que pueda ser prospectiva en operaciones de fracturamiento hidráulico.

Con base en los datos anteriores, es posible determinar la viabilidad de la zona de estudio para un posible fracturamiento hidráulico, y se ve reflejada en la gráfica de pseudofragilidad (Ver figura 35), que nos indica, en su gran mayoría, valores altos y dentro de la zona de aprobación, con esto, es posible afirmar que en la zona estudiada es viable realizar un fracturamiento.

La relación de Poisson en la zona del pozo Llano 2 nos arroja valores aún mejores que en el caso anterior, ya que los valores bajos (menores a 0.25) cubren una mayor parte del intervalo de estudio (Ver figura 32).

Con respecto al módulo de Young en el pozo Llano 2 los valores son muy similares a los del pozo Llano 1, indicando valores altos que cubren gran parte del intervalo de la Formación Gachetá.

Teniendo en cuenta lo anterior se sabe que la pseudofragilidad va a ser alta, y esto se muestra en la figura 36, confirmando que la zona entra dentro del área de aprobación haciéndola prospectiva en caso de un eventual fracturamiento.

Los valores promedio de los módulos de Young y Poisson se encuentran tabulados a continuación:

Tabla 13 Promedios de módulos elásticos en la Formación Gachetá.

Pozo	POISSON	YOUNG E+06
Llano 1	0.275	3.78
Llano 2	0.19	3.61

Los datos de TOC calculados a partir de la metodología de Passey indican que la Formación Gachetá tiene valores promedio (ver tabla 11) por encima del 2 % esto confirma a la Formación en este sector como un candidato para procesos de fracturamiento hidráulico.

Tabla 14 Promedios de % de TOC.

% TOC			
	DENSIDAD	NEUTRON	SONICO
Llano 1	3.14	3.55	3.57
Llano 2	3.05	3.46	2.48
Llano 3	2.9	3.68	-
Llano 4	1.56	3.17	-

Para el pozo Llano 1 En los tres casos de aplicación del método se puede observar que los valores se encuentran en rangos similares, lo que indica una gran calidad de los registros y por tanto valores de TOC encontrados son acertados.

En caso del pozo Llano 2 se observa que los valores de TOC calculados por los diferentes métodos, fluctúan de manera considerable, esto puede ser indicativo de problemas con el registro por *Washout* u otras condiciones de pozo en la toma del registro, por otra parte la curva de TOC calcula a partir de TNHP es más constante con valores promedio de 3.46%, un valor de TOC muy bueno como indicador de yacimiento de hidrocarburos no convencionales; cabe resaltar que en todos los caso la zona correspondiente a Gachetá se encuentra por encima del 2%.

El pozo Llano 3, el TOC calculado partiendo de la curva de porosidad neutrón tiene un comportamiento muy variable y alcanza valores muy altos en ciertos sectores, (ver figura 29) Estos valores deben ser despreciados para una correcta interpretación del método, ya que los valores pueden ser producto de una mala

calibración de la herramienta, problemas en la corrida del registro o la sensibilidad de la herramienta a factores propios del pozo.

Por último el pozo Llano 4 el comportamiento de TOC varía de manera muy grande de un método a otro con una diferencia promedio de 1.61 puntos porcentuales, se aprecia que en este pozo se observan los menores valores de TOC de los casos estudiados.

Debido a esto y aunque el TOC calculado con la curva neutrón, se encuentra por encima del 2 % es recomendable realizar un estudio más detallado de TOC para la zona, ya que estas diferencias pueden conducir a estimaciones erróneas de TOC. Debido a las grandes diferencias existentes entre los cálculos de TOC por cada uno de los métodos aplicados por Passey.

Por ultimo utilizando las gráficas propuestas por Schlumberger figuras 13, 14 y 15 se logró determinar para los pozos Llano 1 y Llano 2, por todos los métodos una mezcla de arcillas con predominancia de illita.

Tabla 15 Cumplimiento de parámetros mínimos

Propiedad (promedio)	Pozo Llano 1	Pozo Llano 2	Pozo Llano 3	Pozo Llano 4	Parámetro Mínimo
%TOC	3,42	3	3,29	2,37	>2
Poisson	0,24	0,19	-	-	<0,25
Young	3,78E+06	3,61E+06	-	-	>3,5E6

5. CONCLUSIONES

- El factor de cementación “m” de Archie necesario para calcular el nivel de metamorfismo orgánico (LOM) de la Formación Gachetá se encontró en valores que oscilan entre 1.3 y 1.47 en los pozos sujetos de análisis, lo que concuerda con los datos obtenidos para formaciones de shale.
- En base al adecuado cálculo del factor de cementación de Archie se logró estimar un valor promedio de LOM de 11 lo que significa que la Formación Gachetá en la zona de estudio corresponde al comportamiento de una Formación madura. Este dato concuerda con los valores de temperatura máxima de la Formación Gachetá encontrados en los informes de la ANH, que indican que los valores se ubican por encima de 435 – 445 ° C lo que posiciona a la Formación en la zona madura.
- Se estableció que en los pozos estudiados, la Formación Gachetá cumple con los criterios mínimos de espesor mayores a 90 ft para ser considerada atractiva para operaciones de extracción de hidrocarburos no convencionales.
- De acuerdo con el cálculo de % de TOC con el método de Passey se pudo establecer, que la Formación Gachetá en los pozos estudiados cumple en su mayoría con un porcentaje mayor al 2 %, llegando en algunos casos a valores cercanos al 4 % lo que la convierte en un atractivo para la producción de hidrocarburos.
- Con la realización de cálculo de la relación de Poisson se logró establecer que en el área de estudio la Formación Gachetá presenta valores promedio por debajo de 0.25. Lo que ubica a la Formación en el rango para formaciones aptas a fracturamiento.
- En base a los resultados obtenidos del módulo de Young se observa que el comportamiento de la Formación Gachetá supera en gran parte los valores de $3.5 * 10^6$ psi necesarios para considerar a la formación prospectiva para la aplicación de operaciones de fracturamiento hidráulico.

- Con base en los registros de *Gamma Ray Espectral* se logró establecer que la Formación Gachetá está compuesta por arenas y una mezcla de arcillas con predominancia de illita.
- Con los datos obtenidos y teniendo en cuenta la información geoquímica del tipo de materia orgánica (predominio de kerógeno tipo III) y la madurez alcanzada por las rocas generadoras de la Formación Gachetá, se espera que el tipo de fluido esperado en su mayoría sea gas y condensado.

6. RECOMENDACIONES

Realizar un estudio detallado del factor de cementación de Archie en laboratorio mediante núcleos para corroborar la información encontrada mediante el uso del método de Pickett.

Los valores de % Ro requieren un estudio detallado para cada pozo, esto con el fin de ajustar los valores con más precisión y partiendo de las diferencias que se pueden presentar en la Formación de acuerdo a los procesos geológicos a los que se ha visto sometida.

Se observó que para algunos casos el cálculo de TOC difiere de un método a otro con una magnitud cercana al 1 %, esto puede ser debido a problemas de calibración de las herramientas o problemas durante la corrida de los registros en pozo, por tanto es de vital importancia realizar correcciones a la data con ayuda de valores de % TOC mediante otros métodos que permitan tener certeza de la información obtenida para los casos donde se considere necesario.

Aplicar la metodología expuesta en este trabajo a otros pozos para constatar la viabilidad de la Formación en su conjunto para catalogarla con yacimiento de hidrocarburos no convencionales, ya que por la cantidad limitada de pozos la información es solo aplicable a una pequeña sección de la Formación.

Es de vital importancia delimitar las áreas de la Formación que pueden ser objeto de fracturamiento hidráulico, realizando estudios complementarios tales como; revisión de las facilidades en superficie que son necesarias para las operaciones, si el tipo de completamiento de los pozos estudiados cumplen con los parámetros para un fracturamiento hidráulico a gran escala y por último la viabilidad económica de la operación en cada pozo.

BIBLIOGRAFIA

- Addis, M. A. (1997). The stress-depletion response of reservoirs. In SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Aguilera, R., (2006). The relationship between vitrinite reflectance and the level of organic metamorphism (LOM). Servipetrol international report.
- Ambrose, R. J., Hartman, R. C., & Akkutlu, I. Y. (2011). Multi-component sorbed phase considerations for shale gas-in-place calculations. In SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- American petroleum institute., (2015). Hidraulic fracturing unlocking america's natural gas resources, Informe America's oil and natural gas industry U.S.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (2012), Integración de la digitalización y análisis de núcleos en la cuenca de los Llanos orientales, Colombia. Informe págs. 33, 46, 147,184.
- Bachu, S., Ramon, J. C., Villegas, M. E., & Underschultz, J. R. (1995). Geothermal regime and thermal history of the Llanos Basin, Colombia. AAPG bulletin, 79(1), 116-128.
- Barree, R. D., Gilbert, J. V., & Conway, M. (2009). Stress and rock property profiling for unconventional reservoir stimulation. In SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers
- Caro, M., García, D., Mesa, A., Rubiano, J. (2004). Flujo Regional de Fluidos y Migración de Petróleo: Informe Final / ECOPETROL- ICP. Piedecuesta.
- Camargo, J. A., (2006). Introducción a la interpretación de perfiles de pozo abierto. Colombia.
- Cerón, M. R., Walls, J. D., & Diaz, E. (2013). Comparison of Reservoir Quality from La Luna, Gacheta and Eagle Ford Shale Formations Using Digital Rock Physics. Search and Discovery, 50875.

- Chigne, N., Russomanno, F., Sanchez, H., Callejon, A., Finno, A., & Escalona, N. (1995). Hydrocarbon generation and migration modeling, Eastern Venezuela Basin. AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists);(United States), 77(CONF-930306).
- Chigne, N. (1997). El Piedemonte de la Cordillera Oriental de Colombia y de los Andes de Mérida: Estilos Estructurales y Consideraciones Sobre la Génesis y Migración de Hidrocarburos.[PAPER IN SPANISH] The foothills of the Cordillera Oriental of Colombia and the Andes of.
- Cárdenas, J.C. & Castillo, R.D., (2001). Metodología para el modelamiento de producción post fractura en proyectos de shale gas. Presentado en el XIV Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET. Bogotá.
- Cooper, M., Addison, F., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., Howe, S., Martinea, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A., y Taborda, A. (1995): Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, eastern cordillera and middle Magdalena valley, Colombia. American Association of Petroleum Geologist, vol. 79: 1421-1443.
- Dyni, J. R. (2006). *Geology and resources of some world oil-shale deposits*. US Department of The Interior, US Geological Survey. (pp. 2005-5294).
- ECOPETROL/ICP, 1991. Proyecto Evaluación Geoquímica, cuenca Llanos Orientales.
- ECOPETROL – BEICIP/FANLAB, (1995): Cuenca de los Llanos Orientales: Estudio Geológico Regional. Informe Final para ECOPETROL Santafé de Bogotá D.C.
- Fajardo, A., Rubiano, J., Reyes, A., Asesor DR. Timothy Cross; (1993): Estratigrafía de secuencias de las rocas del Cretáceo tardío al eoceno tardío en el sector central de la Cuenca de los Llanos Orientales departamento del Casanare, ECOPETROL-ICP. Informe Interno
- Fajardo, A., Reyes, J., Rubiano, J., Pérez, H., Sandoval, J., Soto, C., DÍAZ, O., Hernández, C., Rojas, L., (1998): Evaluación Regional Meta, ECOPETROL. ICP. Informe Interno.

- Fajardo, A., Rojas, L., Cristancho, J., (2000). Definición del modelo estratigráfico en la cuenca de los Llanos orientales Piedemonte Llanero, Informe Final / ECOPETROL- ICP. Piedecuesta.
- Guzmán, E., Oliveros, C., (2010). Informe técnico anual 2010, asociación Casanare. Informe interno Perenco.
- Hidrocarburos no convencionales. (2013). Revista De Información Geológica ICOG. España. Recuperado de: <http://www.icog.es/TyT/index.php/2013/02/hidrocarburos-no-convencionales-i/>
- Hibbeler, R. C. (2006). *Mecánica de materiales*. Pearson educación.
- Jaramillo, C. (1999). Middle Paleogene Palynology of Colombia, South América; Biostratigraphic, Sequence Stratigraphic, and Diversity Implications: Thesis Doctoral, University of Florida. Gainesville, FL, United State.
- Jaramillo, C., Rueda, M. (2003). Palinología del Paleógeno del Norte de la Cuenca de los Llanos Orientales, Sector Niscota-Gibraltar-Caño Limón: Informe Interno / ECOPETROL. ICP. Piedecuesta.
- Jellison, M., Brock, J., Muradov, A., Morgan, D., & Rowell, J. (2013). Shale Play Drilling Challenges: Case Histories and Lessons Learned. In SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Kuuskraa, V., Stevens, S. H., & Moodhe, K. D. (2013). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States.
- Mojica, (2009). Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Presentación, Colombia.
- Mora, C., Giraldo, N., Blanco, Y., Passos, S. (2001). Evaluación Geoquímica de los Pozos Floreña n-2f, Floreña-3f y Golconda -1a, Piedemonte Llanero: Informe Final / ECOPETROL- ICP. Piedecuesta.

- Passey Q. R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. (Diciembre 1990) A practical Model For Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. American Association of Petroleum Geologist Bulletin V. 7a No. 12. (December 1990) p. 1777-1794.
- Rangel, A., Giraldo, B., Munar, F., Olaya, I., García, M., Gutiérrez, J., Mantilla, P., Niño, C. (2000). Estratigrafía Química y Facies Orgánicas del Terciario Inferior y Cretácico Superior del Piedemonte Llanero y Valle Medio Oriental del Magdalena: Informe Final. Piedecuesta, ECOPEPETROL. ICP. División de Exploración y Producción. Área Geoquímica; Colciencias; Universidad Industrial de Santander. 176p.
- Rickman, R., Mullen, M. J., Petre, J. E., Grieser, W. V., & Kundert, D. (2008). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- Schlumberger, (2009). Interpretation chart handdbook of SLB.
- Ulloa, E.C, (2001). Geología de la plancha 192, laguna de Tota. INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN E INFORMACIÓN GEOCIÉNTÍFICA, MINERO-AMBIENTAL Y NUCLEAR INGEOMINAS.
- United States. Energy Information Administration, & Kuuskraa, V. (2011). World shale gas resources: an initial assessment of 14 regions outside the United States. US Department of Energy.
- Wang, F. P., & Gale, J. F. (2009). Screening criteria for shale-gas systems.
- WVEXP. (2005). First Natural Gas Well.mest Virginia EU. Recuperado de http://www.wvexp.com/index.php/First_Natural_Gas_Well
- Yu, G., & Aguilera, R. (2011). Use of Pickett plots for evaluation of shale gas formations. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.