

ANÁLISIS Y CORRELACIÓN DE PARÁMETROS GEOQUÍMICOS Y GEOMECÁNICOS DE FORMACIONES COLOMBIANAS



RUBÉN DARÍO ORTIZ MURCIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**ANÁLISIS Y CORRELACIÓN DE PARÁMETROS GEOQUÍMICOS Y
GEOMECÁNICOS DE FORMACIONES COLOMBIANAS**

RUBÉN DARÍO ORTIZ MURCIA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director

HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS, Ingeniera de Petróleos, M Sc.

Co-Directores

ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS, Ingeniero de Petróleos, MGT, M Sc.

EDGAR RICARDO PÉREZ CARRILLO, Ingeniero de Petróleos, M Sc.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

El primer ser en quien pienso al momento de redactar esta parte de mi proyecto, es en Dios, para mí es claro que a Él le debo todo cuanto tengo en la vida, yo sin Él no sería nada, y con eso no digo que ahora sea mucho, pero soy alguien a quien Él le ha regalado su existencia y lo ha bendecido. Creo que cuando nacemos, todos tenemos en la conciencia el hacer lo bueno, lo mejor, sin embargo, fracasamos una y otra vez; Pese a todos mis errores y debilidades Dios no me ha abandonado, por el contrario, siento que me ama.

Este proyecto es insignificante para dedicarlo a Dios, pero sí hay un ser a quien debo dedicarlo es Él.

Dedico este proyecto también a mi madre, aunque también es poco comparado con todo el amor que me ha demostrado siempre, ella es la primera persona a la que podría dedicarle este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Mi principal agradecimiento es para Dios, quien nunca me ha faltado con lo que he necesitado a lo largo de los estudios de pregrado y el desarrollo de este trabajo; me ha permitido crecer mucho durante esta etapa que ha tenido momentos buenos y malos, pero en todos pude contar con él dándome capacidades, consolándome, fortaleciéndome, dándome felicidad, dándome paz.

Agradezco también a mi mamá, Cecilia, a mi hermano Juan Manuel, a mi abuelos, tíos y primos que han hecho importantes aportes a formación personal e intelectual.

Al doctor Aristóbulo Bejarano Wallens debo también un agradecimiento muy especial, le agradezco su amistad, la amabilidad y disposición a colaborar que ha tenido para conmigo; valoro el tiempo que dedicó a la dirección del proyecto y el compartir conocimientos que fueron de gran importancia durante el desarrollo del proyecto.

Agradezco también a los profesores de la UIS que ha aportado a mi formación, y de manera especial a la profesora Helena Margarita Ribón, quien muy amablemente confió en mí y me dio la oportunidad y el apoyo para desarrollar el presente proyecto de grado.

Del Grupo de Investigación de Estabilidad de pozo, al cual de forma afortunada pertenecí, agradezco primero a la profesora Zuly Calderon, quien además de ser una excelente maestra, ha conducido exitosamente al grupo. Además de quiero dar también un sincero agradecimiento a los funcionarios del Instituto Colombiano del Petróleo que nos ha acompañado a mí y a los demás miembros del grupo en el desarrollo de nuestros trabajos; doy un especial agradecimiento al Ingeniero Edgar Ricardo Pérez Carrillo y al Geólogo Darwin Mateus.

Aunque son muchas más las personas a las que debo mis agradecimientos, quiero cerrar agradeciendo a la profesora Elena Stashenko a quien estimo mucho y quien también aportó a mi vida elementos para mi crecimiento personal e intelectual.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	14
1. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO SHALE	16
1.1. CARATERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)	17
1.1.1. El término Shale	17
1.1.2. Parámetros claves para caracterización de formaciones tipo shale	21
1.1.3. Técnicas de caracterización directas	21
1.1.4. Técnicas de caracterización indirectas (por medio de registros)	22
2. NOCIONES BÁSICAS DE GEOQUÍMICA ORGÁNICA	41
2.1 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS	41
2.1.1 Procesos de la Formación del Petróleo	42
3. GEOQUÍMICA ORGÁNICA APLICADA A FORMACIONES TIPO SHALE	44
3.1 TÉCNICAS ANALÍTICAS	46
3.1.1 Análisis TOC	47
3.1.2 Pirólisis Rock-Eval	48
3.2 NIVEL DE MADURACIÓN TÉRMICA	50
3.2.1 A partir de Tmax	51
3.2.2 A partir de PI	52
3.2.3 A partir de HI vs OI	52
4. FUNDAMENTOS DE GEOMECÁNICA	53
4.1 GEOMECÁNICA DE YACIMIENTOS	54

4.1.1 Constantes Elásticas / Módulos De Elasticidad.....	54
5. GEOMECÁNICA DE YACIMIENTOS TIPO SHALE	60
5.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE ROCAS TIPO SHALE.....	60
5.1.1 MÓDULO DE YOUNG (YM) Y RELACIÓN DE POISSON (PR).....	60
5.1.2 ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (σ_m).....	73
5.1.3 FRAGILIDAD [BRITTLINESS]	74
5.1.4 PRESIÓN DE PORO.....	77
5.2 PARÁMETROS EFECTIVOS SOBRE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS....	79
5.2.1 Parámetros geoquímicos.....	79
6. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE DATOS	88
7. APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE DATOS	98
7.1 IDENTIFICACIÓN E INVENTARIO DE DATOS DE ENTRADA	98
7.2 INTERPRETACIÓN PRELIMINAR DE LOS DATOS	99
7.3 PROCESAMIENTO DE DATOS.....	104
7.4 AJUSTE DE DATOS	109
7.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO	111
7.5.1 Análisis por coeficientes de correlación.....	111
7.5.2 Efecto del TOC sobre tiempo de tránsito de onda sónica	113
7.5.3 Efecto de TOC sobre los módulos elásticos y la fragilidad.....	115
7.5.4 Efecto de la madurez sobre los módulos elásticos y la fragilidad.....	121
8. CONCLUSIONES.....	123
9. RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	125

LISTA DE FIGURAS

Pag.

Figura 1 Composición Mineralógica de algunos Yac. tipo shale	17
Figura 2 Tipos de arcilla más comunes en rocas sedimentarias	18
Figura 3 Diagrama de Van Krevelen	20
Figura 4 Crossplot TOC con densidad (Barnett Shale)	27
Figura 5 Crossplot para hallar densidad de kerógeno	28
Figura 6 Borehole electrical Image	32
Figura 7 Superposición sónico - resistividad	35
Figura 8 TOC vs d Log R, LOM	36
Figura 9 Conversión Ro a LOM	38
Figura 10 Relación LOM y Ro (reflectancia vitrinita)	38
Figura 11 Gráficas método Issler	39
Figura 12 Evolución de la Materia Orgánica	42
Figura 13 Componentes de la roca fuente	45
Figura 14 Ruta analítica Lab. Geoquímica	46
Figura 15 Valores de referencia de TOC	47
Figura 16 Pirograma	48
Figura 17 Criterios aceptados para describir madurez térmica y generación	51
Figura 18 Correlación Tmax y Ro	52
Figura 19 Madurez - HI vs OI	53
Figura 20 Curva Esfuerzo VS Deformación	56
Figura 21 Ejemplo Resultados prueba triaxial	56
Figura 22 Propagación de error de DTS y DTC	63
Figura 23 Efecto de Sg sobre v con DTC variable y DTS constante	64
Figura 24 Pistas con valores de DTC de diferentes fuentes	66
Figura 25 Estimación de YM a partir de Vp	67
Figura 26 Estimación de PR a partir de litología	67
Figura 27 Crossplots para relacionas registro dipolo sónico con registros primarios	71
Figura 28 E vs PR vs BI	77
Figura 29 Esfuerzo de Cierre	77
Figura 30 E vs PR vs BI (2)	77
Figura 31 E - v - TOC	81
Figura 32 Relación YM vs TOC	82
Figura 33 Relación de Poisson vs TOC	83
Figura 34 Rigidez de matriz sólida vs Kerógeno	84
Figura 35 YM x PR x Tmax	85
Figura 36 Vp/Vs x Presión x Re	85

Figura 37 Efecto del TOC sobre la anisotropía	86
Figura 38 Efecto del Kerógeno sobre la anisotropía	87
Figura 39 Imagen Dual-Beam SEM-FIB	88
Figura 40 Relación entre parámetros (ejemplo diagrama)	92
Figura 41 Valores para cálculo Xsh.....	93
Figura 42 Diagrama de Van Krevelen – Pozos P1, P2, P3 Y P4.....	100
Figura 43 Correlación Ro y Tmax.....	102
Figura 44 Correlación LOM y Ro.....	102
Figura 45 Relación entre parámetros geoquímicos.....	103
Figura 46 Relación de parámetros geomecánicos	103
Figura 47 Datos formato .las a xlsx	104
Figura 48 Gráficas de Registros en Excel	104
Figura 49 Propiedades generales a partir de registros.....	105
Figura 50 Propiedades Geomecánicas a partir de registros	107
Figura 51 Cálculo de TOC pozo P4.....	108
Figura 52 Ajuste de velocidades sísmicas – Pozo P1.....	110
Figura 53 Trasposición de Datos.....	110

LISTA DE TABLAS

Pag.

Tabla 1 Análisis de núcleos y su uso en la evaluación.....	22
Tabla 2 Uso de registros en la obtención de información.....	23
Tabla 3 Algunas propiedades de shales yacimiento, shales no yacimiento y carbones.....	34
Tabla 4 Caracterización Geoquímica	44
Tabla 5 Valores típicos de índice de hidrogeno/oxigeno	49
Tabla 6 Relaciones entre constantes elásticas	55
Tabla 7 Velocidades típicas de componentes comunes en una matriz de Shale ..	59
Tabla 8 Ecuaciones empíricas de relación de Vp y Vs en shales	60
Tabla 9 Propiedades geomecánicas en shales y su determinación	78
Tabla 10 Parámetros Efectivos sobre propiedades mecánicas.....	79
Tabla 11 Datos mínimos de entrada	89
Tabla 12 Nomenclatura de los pozos (FORMATO).....	89
Tabla 13 Inventario de Parámetros Geoquímicos (FORMATO).....	90
Tabla 14 Inventario de Parámetros Geomecánicos (FORMATO)	90
Tabla 15 Inventario de Registros (FORMATO)	90
Tabla 16 Valores TOC medidos (FORMATO).....	91
Tabla 17 Medición indicador de madurez (FORMATO)	91
Tabla 18 Claves Pozos y Formaciones.....	98
Tabla 19 Parámetros Geoquímicos.....	99
Tabla 20 Parámetros Geomecánicos	99
Tabla 21 Valores TOC medidos	100
Tabla 22 Tmax medido.....	101
Tabla 23 Histogramas de ICI.....	105
Tabla 24 Análisis de Coeficientes de correlación	111
Tabla 25 Tabla de frecuencias de R (P1).....	112
Tabla 26 Tabla de frecuencias de R (P2).....	112
Tabla 27 Tabla de frecuencias de R (P3).....	112
Tabla 28 Tabla de frecuencias de R (P4).....	113
Tabla 29 Gráficas de DTC y DTS vs TOC y ajuste polinómico y lineal	114
Tabla 30 Gráficas Módulo de Young (E) - Relación de Poisson (ν) – TOC y Observaciones	116
Tabla 31 Gráficos y Observaciones de E-TOC	118
Tabla 32 Gráficas de Relación de Poisson – TOC (Color MD o Tmax).....	119
Tabla 33 Gráficas E- ν -Tmax-Brit	121

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS Y CORRELACIÓN DE PARÁMETROS GEOQUÍMICOS Y GEOMECÁNICOS DE FORMACIONES COLOMBIANAS

AUTOR: RUBÉN DARÍO ORTIZ MURCIA^{1,2}

PALABRAS CLAVE: GEOMECÁNICA, GEOQUÍMICA, SHALE, RELACIÓN, FORMACIONES COLOMBIANAS

DESCRIPCIÓN:

Según diversas proyecciones, la explotación de hidrocarburos desde yacimientos no convencionales (YNC) tipo *shale* tendrá una importante participación en la producción mundial de petróleo en los próximos años. En la actualidad, después de más de 15 años de explotación en forma de este tipo de yacimientos, es posible identificar los estándares y las características claves que los rigen. En particular para este tipo de yacimientos, la geoquímica y la geomecánica de yacimientos son fundamentales en la caracterización, determinación del potencial y planteamiento del plan de desarrollo para la explotación. El identificar la relaciones y tendencias de comportamiento existentes entre parámetros de tipo geoquímico (GQ) y geomecánico (GM) de algunas formaciones colombianas (tipo shale) es justamente el objetivo central de este proyecto. Para abordar dicho objetivo se utilizaron datos de mediciones de laboratorio y de registros de pozo. Los datos de entrada fueron tratados según una metodología propuesta por los autores, la cual permite realizar una buena integración de los parámetros GQ y GM, y un ajuste adecuado entre los datos de laboratorio y los datos de registros. Con el fin de identificar tendencias se realizó un análisis estadístico que constó de estudios de coeficientes de correlación, diagramas de dispersión y regresión entre las variables (TOC, velocidades sínicas, módulos de elasticidad, Tmax y fragilidad). Finalmente, se reportan los comportamientos observados al relacionar las variables para cada pozo.

¹ Trabajo de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribón Barrios, Ingeniero de Petróleos, M. Sc. Co-Directores: Aristóbulo Bejarano Wallens, Ingeniero de Petróleos, W., MGT, M Sc., Edgar Ricardo Pérez Carrillo, Ingeniero De Petróleos, M. Sc.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND CORRELATION OF GEOCHEMICAL AND GEOMECHANICAL PARAMETERS OF COLOMBIAN FORMATIONS

AUTHOR: RUBÉN DARÍO ORTIZ MURCIA^{3,4}

KEY WORDS: GEOMECHANIC, GEOCHEMISTRY, SHALE, RELATION, COLOMBIAN FORMATIONS

DESCRIPTION:

According to different outlooks, hydrocarbon exploitation from shale non-conventional reservoirs (NCR) will have an important participation in the global oil and gas production the next years. Currently, after more than 15 years of representing shale resources development and production, it is possible to identify the standards and key characteristics that drive them. In particular, for this kind of reservoirs geochemistry and reservoir geomechanic are essential for characterization, potential determination and development program planning. Identifying relations and behavior tendencies between geochemical (GC) parameters and geomechanical (GM) parameters is the main objective of this project. To address this objective were used laboratory measurements and well log data. The input data was processed following a methodology suggested by the authors; this methodology leads to a right integration of GQ and GM parameters, and gives a suitable adjustment between laboratory and log data. For the tendencies identification purpose, a statistical analysis was developed; this analysis consisted of correlation coefficients studies, cross-plot graphing, and regression among the variables (TOC, sonic waves speed, elastic modules, level of maturity and brittleness). Finally, observed behaviors derived from data analysis are reported.

³ Bachelor Thesis

⁴Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribón Barrios, Ingeniero de Petróleos, M. Sc. Co-Directores: Aristóbulo Bejarano Wallens, Ingeniero de Petróleos, W., MGT. Edgar Ricardo Pérez Carrillo, Ingeniero De Petróleos, M. Sc.

INTRODUCCIÓN

La demanda energética mundial hace que la industria de los hidrocarburos no pierda de vista reservas almacenadas en los yacimientos no convencionales tipo *shale*. La explotación de este tipo de yacimientos ha sido ampliamente desarrollada, hoy se conocen las métricas básicas que permiten la extracción de estos recursos; se puede afirmar que para el desarrollo de estos yacimientos es inherente la integración de los conocimientos geoquímicos y geomecánicos. En la presente investigación se busca justamente profundizar en la forma en que se relacionan parámetros de las dos áreas. Inicialmente se presentan los estándares para la caracterización de yacimientos tipo *shale*, posteriormente se exponen algunas nociones sobre geoquímica orgánica, geoquímica aplicada a yacimientos no convencionales, geomecánica y geomecánica de yacimientos no convencionales. Durante la revisión de la literatura se tiene el enfoque de hallar estudios sobre parámetros efectivos de tipo geoquímico sobre parámetros geomecánicos; dicho enfoque permite aplicar dichos conceptos, logrados con datos de campos a nivel mundial, a formaciones colombianas; en este caso se realizó análisis estadístico de un conjunto de datos de 4 pozos colombianos de formaciones tipo *shale* en busca de inferir sobre las relaciones que hay entre propiedades geoquímicas y geomecánicas de formaciones nacionales.

En el capítulo sobre caracterización de yacimientos no convencionales (YNC), se presentan estándares empleados en la caracterización y evaluación el potencial de formaciones tipo *shale*, tomando como base dos enfoques, uno la evaluación directa de las formaciones a partir de muestras, y otro la evaluación indirecta por medio de registros eléctricos. Además, en este capítulo son presentados los parámetros de caracterización y evaluación típicos.

En los capítulos dos y tres se presentan los resultados de una revisión hecha por el autor sobre la geoquímica, su papel en la industria y su aplicación en la descripción de YNC. La geoquímica de las rocas generadoras (como es el caso de los yacimientos tipo *shale*) es un campo de estudio muy antiguo, se tienen procesos unificados para la extracción, separación, cuantificación, identificación y caracterización de componentes propios de estas rocas. La calidad y cantidad de información que puede ser obtenida a partir de dichas técnicas analíticas, como lo es el estudio de biomarcadores, hace que de la geoquímica una rama indispensable para el desarrollo de un proyecto de extracción de hidrocarburos desde la roca generadora.

El capítulo cuatro, sobre modelamiento geomecánico, se centra inicialmente en las propiedades geomecánicas que se tienen en cuenta al describir la mecánica de estas formaciones. Seguidamente se establecen las líneas principales en las que se realiza el modelamiento geomecánico, referenciando fuentes de información y utilidad. Este capítulo tiene continuidad con el siguiente, el cual presenta las métricas bajo las cuales se estudian las propiedades geomecánicas de rocas tipo

shale. En este capítulo también se tiene una sección en la que sobre los parámetros efectivos de las propiedades mecánicas; acá se reporta la existencia de parámetros efectivos de tipo composicional, geoquímico y petrofísico. De acuerdo con el alcance del proyecto, sobre los parámetros de tipo composicional y petrofísico no se profundiza, de estos se presentan referencias bibliográficas en las que los lectores pueden consultar. Sobre los parámetros de tipo geoquímico se recopilan investigaciones hechas con conjuntos de datos de diferentes formaciones tipo *shale* en el mundo, y en las cuales se pretende describir y cuantificar el efecto de las propiedades geoquímicas sobre las geomecánicas.

El capítulo seis presenta paso a paso una metodología para el pre-tratamiento de los datos, procesamiento, ajuste y finalmente correlación.

Finalmente, en capítulo siete se emplea la data proporcionada gracias al acuerdo de cooperación no. 05 derivado del convenio marco 5211794, suscrito entre ECOPETROL S.A y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. En esta sección se analizan las tendencias observables para algunos pozos de formaciones colombianas; Inicialmente se realiza un análisis por coeficientes de correlación, analizando la distribución de estos dichos coeficientes en el conjunto de datos en general. Posteriormente se analizan los efectos de la materia orgánica y la madurez sobre las velocidades de onda, los módulos de elasticidad, la fragilidad y la anisotropía.

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES TIPO *SHALE*

Se encuentran dentro del conjunto de los yacimientos no convencionales (YNC), aquellos yacimientos que son al mismo tiempo el lugar donde los hidrocarburos fueron generados (roca fuente o generadora) y el lugar donde los hidrocarburos son almacenados (roca almacén). Los fluidos encontrados en estos yacimientos, identificados comúnmente como yacimientos tipo “*shale*”, poseen las mismas características generales de los fluidos contenidos en los yacimientos convencionales, sin embargo, por muchos años estos yacimientos no fueron explotados debido a limitantes técnicas y económicas.

Adicionalmente a los requerimientos propios de un yacimiento convencional (fuente de hidrocarburos, un entrapamiento, capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo), un yacimiento no convencional necesita adicionalmente ser estimulado de forma efectiva para lograr tasas de producción comerciales, esto hace que sean añadidos nuevos criterios para la viabilidad de un *play* de ese tipo.

Los sistemas de *shale gas* son dominados por **TOC, madurez y permeabilidad** (también la **mineralogía**), mientras los sistemas de *shale oil* son dominados por propiedades similares, pero niveles más bajos de madurez. Un problema importante al evaluar sistemas de *shale oil* es identificar si el aceite fue generado in situ o ha migrado en esa roca fuente desde otra roca fuente, esto hará una diferencia entre tratar el yacimiento como convencional o no convencional⁵.

Los parámetros claves para *shale gas* y *shale oil*⁶:

- ✓ TOC
- ✓ Tipo de Kerógeno
- ✓ Madurez
- ✓ Fragilidad
- ✓ Litofacies
- ✓ Fracturas naturales

Entre esos parámetros, Rickman y otros⁷ adicionan mediciones de isothermas de absorción/desorción. Intervalos de yacimientos pueden ser diferenciados de rocas no yacimiento por un mapeo de TOC, saturación de agua (*Sw*) y porosidad⁸.

⁵ (Philp, Petroleum and Environmental Geochemistry [memorias y apuntes]. Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6, UIS, CENIVAM 2015)

⁶ Loc. cit.

⁷ (Rickman et al., A practical use of *shale* petrophysics for stimulation design optimization: All *shale* plays are not clones of the Barnett *Shale*. En: 4, SPE Annual Technical Conference and Exposition [en línea], Society of Petroleum Engineers 2008)

⁸ (Amie, M.L. y otros, 2011) citado por (Harilal y Tandon, 2012), p. 4.

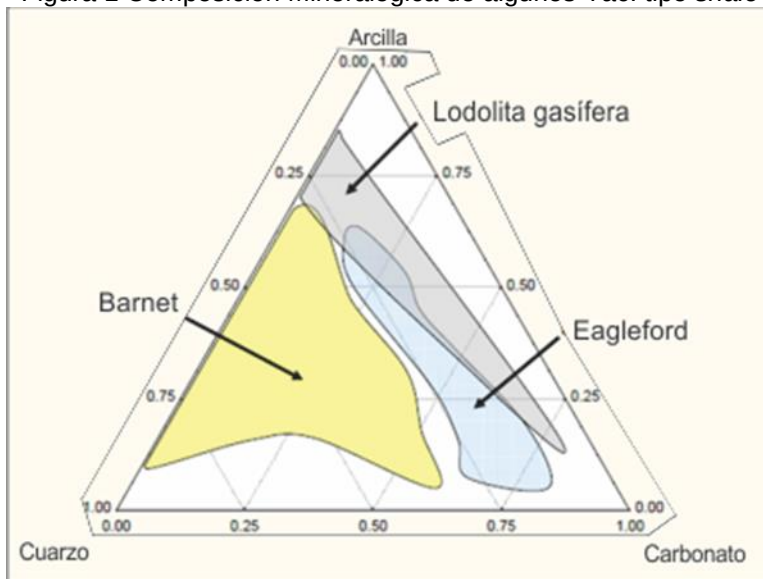
1.1. CARATERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

1.1.1. El término *Shale*

El término *Shale* describe una amplia variedad de rocas que están compuestas por partículas extremadamente finas (usualmente diámetro menor de $4\mu\text{m}$), y pueden contener cantidades variables de partículas tamaño limo (más de $62.5\mu\text{m}$). La depositación de estos tamaños de grano ocurre con mucha lentitud y en ambientes de depositación con pendientes bajas.

Los *shales* (clasificadas dentro de las lodolitas) presentan un amplio rango composicional mineralógico que incluye: arcillas, cuarzo, feldespatos y minerales pesados. La composición típica de las lodolitas varía en gran manera con las areniscas. En la Figura 1 se pueden ver un diagrama ternario con la composición típica de este tipo de formaciones.

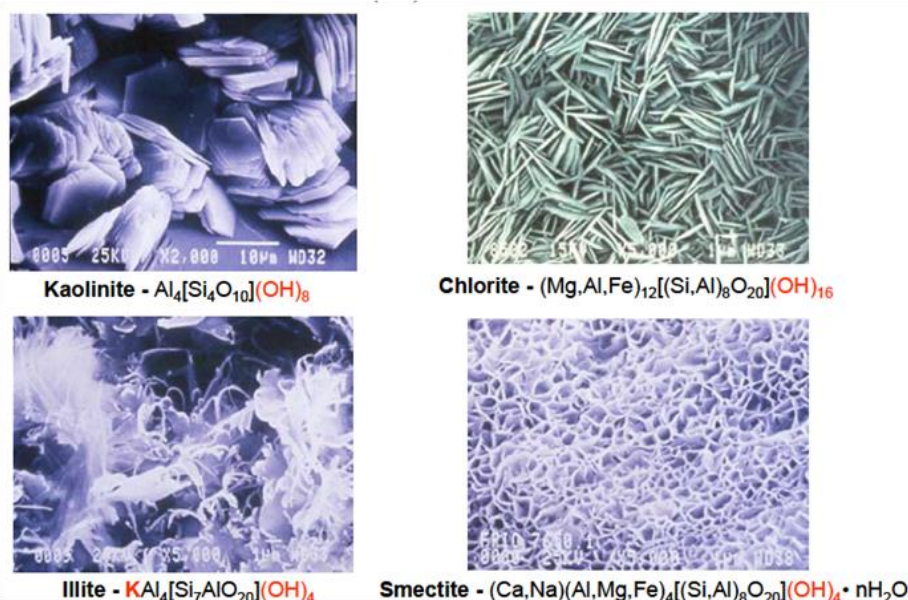
Figura 1 Composición Mineralógica de algunos Yac. tipo *shale*



Fuente: (PASSEY et al, 2010)

Se presenta variación mineralógica en *shale* se da a escalas de metros, centímetros e inclusive milímetros. Los minerales arcillosos encontrados en este tipo de sistemas detríticos son: caolinita, Clorita, Iilita y combinación de capas ilita-esmectita. En la Figura 2 se pueden observar las estructuras de estos minerales y su fórmula química; cabe resaltar que todas las arcillas tienen iones hidroxilo (OH^-) como parte de su estructura cristalina. Las esmectitas son arcillas laminares muy hinchables, entre las que se encuentra la familia de las montmorillonitas. La caolinita (2 capas), ilita (es inherentemente radiactiva) y clorita (3 capas) son arcillas laminares no hinchables debido a que poseen altas fuerzas electrostáticas.

Figura 2 Tipos de arcilla más comunes en rocas sedimentarias



Fuente: (PASSEY et al, 2010)

Algunos rasgos comunes de los yacimientos tipo *shale gas* son:

- Gas abundante (20 a 500 BCF/sección)
- Baja eficiencia de recobro (8 a 12 %)
- Grandes desarrollos
- Estimulación con fracturamiento
- Larga vida del pozo⁹

MATERIA ORGÁNICA

Aunque las lodolitas ricas en materia orgánica pueden tener cientos de metros de espesor bruto, poseen alta variabilidad vertical en cuanto a riqueza orgánica a escalas relativamente pequeñas (por ejemplo <1-3 metros)^{10 11}. Esta heterogeneidad puede ser ligada a condiciones geológicas y bióticas durante la depositación.

Se debe tener en cuenta que el porcentaje de materia orgánica (vol%) ocupado por kerógeno es mucho mayor que el porcentaje que indica un porcentaje en peso

⁹ (Philp, Petroleum and Environmental Geochemistry [memorias y apuntes]. Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6, UIS, CENIVAM 2015) p1(31).

¹⁰ Bohacs, K.; Miskell-Gerhardt, K.; 1998, Well-log expression of lake strata; controls of lake-basin type and provenance, contrasts with marine strata. AAPG Annual Meeting Expanded Abstracts, Tulsa, Oklahoma, p. A78. Citado por (PASSEY, BOHACS, ESCH, & SINHA, 2010).

¹¹ Bohacs, K.; Grawbowski, G.; Carroll, A.; Mankeiwitz, P.; Miskell-Gerhardt, K.; Schwalbach, J.; Wegner, M.; Simo, J.; 2005, Production, Destruction, and Dilution – the Many Paths to Source-Rock Development, SEPM Special Publication 82, p. 61-101. Citado por (PASSEY, BOHACS, ESCH, & SINHA, 2010).

(TOC), esto se debe a la baja densidad de los sedimentos orgánicos (1.1-1.4 g/cc) comparada con la densidad de los sedimentos inorgánicos comunes (2.6-2.8g/cc)¹².

A medida que el Kerógeno madura y genera hidrocarburos libres, el volumen de la materia orgánica aumenta, y esto, sumado al pequeño tamaño de poro, el alto umbral de presión capilar y la baja permeabilidad, mantiene entrampados los hidrocarburos generados en el sistema poroso hasta que éste alcanza una presión suficiente para generar fracturas hidráulicas. Para una roca madre en ventana de generación de gas, esto puede significar que la presión de poro interna puede alcanzar la presión de fractura del mismo *shale*¹³.

PARÁMETROS CRÍTICOS DE UNA BUENA ROCA GENERADORA

- A. Riqueza de materia orgánica (TOC), el cual interviene en la porosidad y la saturación
- B. Nivel de madurez de la formación
- C. Tipo de materia orgánica

Algunos autores usan como indicadores del tipo de materia orgánica los siguientes índices:

- Índice de hidrógeno: Razón de hidrogeno-Carbono (H:C)
- Índice de Oxígeno: Razón oxígeno – Carbono (O:C)

Estos índices se relacionan con los ambientes de depositación de la cuenca sedimentaria, por lo que mantienen una relación importante con el tipo de Kerógeno, dicha relación usualmente se ilustra en el diagrama de Krevelen (ver Figura 3).

➤ KERÓGENO TIPO I Y II

Proviene de algas o material herbáceo, poseen altos índices H:C y bajos O:C por lo que es un formador de aceite durante la fase de maduración termal asociada al enterramiento, tiempo y temperatura.

Ventana de Generación de aceite: 0.5 (generación temprana) $<R_o < 0.8$ (pico de generación); se llega a estado de sobre-maduración con $R_o > 1.1$, por encima de este valor el kerógeno residual (formador de aceite) será craqueado a gas. Las rocas con kerógeno formador de aceite que han pasado por un proceso de maduración inicial, y sobre-madurados y en los cuales se ha preservado suficiente kerógeno residual para formar una cantidad económicamente considerable de gas, son los atractivos *shale gas*.

¹² (Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010)

¹³ RONDEEL, H. (2001, Diciembre): "HYDROCARBONS," Tekst voor de cursus Grondstoffen en het Systeem Aarde (HD 698), pp. 17-30. Citado por (BARREE, GILBERT, & CONWAY, 2009)

El Kerógeno tipo I tiene origen en materia orgánica derivada de algas, el cual tiende a generar más líquidos porque las algas poseen alta cantidad de lípidos e hidrógeno.

El Kerógeno tipo II proviene principalmente de material orgánico marino, palinomorfos marinos¹⁴.

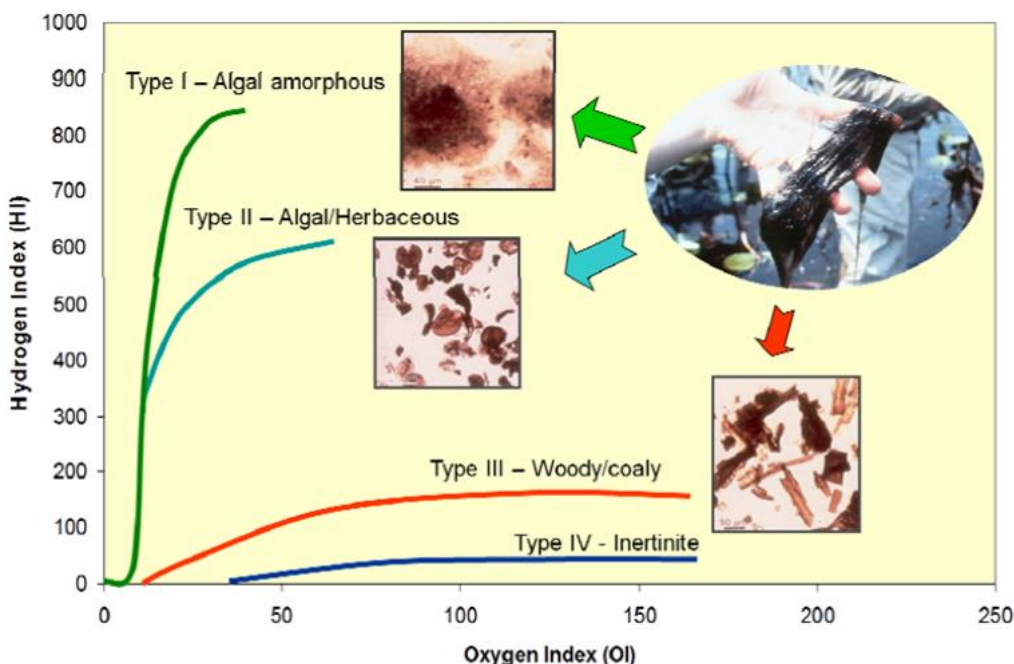
➤ **KEROGENO TIPO III**

Compuesto en gran parte por material leñoso (por ejemplo, ambiente de llanura aluvial o inclusive ambiente deltaico). Rico en O:C y pobre H:C., es fuente de carbón; genera principalmente gas durante la maduración térmica.

➤ **KERÓGENO TIPO IV**

Es inerte prácticamente, un residuo compuesto de inertinita. El índice de hidrogeno es muy bajo.

Figura 3 Diagrama de Van Krevelen



Fuente: (PASSEY y otros, 2010) p. 11

ESTRUCTURA

La estructura de los yacimientos de *shale* es típicamente de parasecuencias, es decir unidades deposicionales relativamente concordantes, limitadas por superficies de inundación marina, superficies que separan estratos más antiguos de estratos más modernos, y que muestran un incremento de la profundidad del agua con los estratos sucesivamente más modernos. Las parasecuencias suelen ser demasiado

¹⁴(Márquez, *Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]*, Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

delgadas para ser discernidas en base a los datos sísmicos, pero si se unen, forman conjuntos denominados conjuntos de parasecuencias que resultan visibles en los datos sísmicos¹⁵.

Comúnmente esos patrones deposicionales se repiten y se amontonan en sets de parasecuencias hasta que son limitadas por una secuencia límite. El estudio de esos sets permite entender y explorar los mejores intervalos.

1.1.2. Parámetros claves para caracterización de formaciones tipo *shale*¹⁶

- Carbono Orgánico Total (TOC)
- Nivel de Madurez
- Mineralogía
- Espesor
- Tipo de Materia Orgánica /tipo de Kerógeno
 - Razón Hidrógeno-Carbono
 - Razón Oxígeno-Carbono
- Propiedades Mecánicas

En la caracterización geoquímica de rocas fuente potenciales para el desarrollo de *shale gas* y *shale oil* los parámetros son: tipo de materia orgánica, madurez, cantidad de materia orgánica, nivel de biodegradación, correlación cruda/gas-roca fuente y estado de generación de hidrocarburos.

Otro conocimiento importante para la caracterización es la **quimio-estratigrafía**. La quimio-estratigrafía ayuda a descifrar la interacción entre detritos, carbonatos y minerales orgánicos con el ambiente paleo-reductor que da origen a los elementos (Ni, Vn, Cb, Mb y U) proveyendo información valiosa como: el TOC máximo, *sweets spots* potenciales objetivo.

1.1.3. Técnicas de caracterización directas

- TOC
- Pirólisis (S1, S2, S3, Tmax, H:C, O:C)
- XRD (Difracción de Rayos X)
- LIBS (Laser-Induced Breakdown Spectral)
- XRF (Fluorecencia por rayos x)
- CEC (capacidad de intercambio catiónico)
- Adsorción de gas a través de canister
- Ro (Reflectancia Vitrinita)
- Descripción detallada de núcleo
- Descripción de secciones delgadas
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación de fluidos

¹⁵ (SCHLUMBERGER, Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. [sin fecha])

¹⁶ (BULLER, y otros, 2010), p. 3.

- Microscopía óptica y electrónica

En la Tabla 1 se consolidan las pruebas realizadas y su uso en la exploración.

Tabla 1 Análisis de núcleos y su uso en la evaluación

Análisis de Núcleo	Uso en la Evaluación
S1, S2	Tipo de kerógeno
TOC	Volumen total de kerógeno
Porosidad GRI	Núcleo molido y tamizado para porosidad total por estándares publicados de GRI
Permeabilidad del <i>shale</i> GRI	Permeabilidad de la matriz (proceso GRI) en ηD , capacidad de flujo de la matriz
Saturación de gas GRI	Volumen abandonado (left volume) (proceso GRI) después de triturar las muestras son completamente deshidratadas, calibración con saturación de agua
XRD (Difracción rayos x)	Mineralogía por dispersión convencional de rayos x, elementos para calibración mineral.
XRF (Fluorescencia rayos x)	Mineralogía por absorción de fluorescencia de rayos x. elementos para calibración mineral.
ICP [Inductively Coupled Plasma]	Espectro de elementos más preciso para calibración mineralógica
CST (Tiempo de Succión capilar)	Capacidad de flujo con diferentes fluidos en muestra triturada, análisis fluido-sensitivo
Dureza Brinell	Prueba de deformación, indica potencial para complejidad de fractura
Prueba de esfuerzo triaxial	YM & PR horizontal vs vertical para anisotropía de esfuerzos del núcleo
Módulo de Young (YM) estático y Relación de Poisson (PR)	Calibración log dinámica
Ro (Reflectancia Vitrinita)	Madurez termal
LIBS	Determinación de composición elemental de forma sencilla y rápida. Se puede derivar mineralogía. ¹

Fuente: (PITCHER y otros, 2012), p. 7. ¹ (BULLER y otros, 2010)

1.1.4. Técnicas de caracterización indirectas (por medio de registros)

En la Tabla 2 se relacionan la información obtenida con herramientas de registro y su aplicación.

Tabla 2 Uso de registros en la obtención de información

Registro	Uso en la Evaluación
Resistividad – Inducción (o laterolog)	Ayuda a determinar saturación y volumen de kerógeno.
Densidad & Fotoeléctrico (PEF)	Porosidad total, Kerógeno, y discriminación de litología
Neutrón compensado	Porosidad corregida y corrección de gas
GR espectral natural	Torio, potasio, uranio para volumen de arcilla; tipo de arcilla (según sea caolinita, Clorita, Illita o illita-esmectita; indicador de TOC.
Espectroscopia de captura elemental	Mineralogía geoquímica para porosidad total de matriz corregida; tipos de arcilla (relacionado con la sensibilidad de fluidos).
Sónico dipolo Orientado	Orientación de esfuerzos, módulo de Young y relación de Poisson propiedades mecánicas, VTI [Vertical Transverse Isotropic] ¹ vs HTI [Horizontal Transverse Isotropy] ² .
Resonancia magnética nuclear (RMN o NMR en inglés) – T1 & T2	Porosidad total, límites del volumen de kerógeno, Sw directa, fluido libre, permeabilidad del sistema, tipo de hidrocarburo.
Registro de Propagación Dieléctrica	Espacio poroso con agua (solamente), requiere corrección de la matriz para mineralogía geoquímica
Imagen lodo fresco	Caracterización de fractura (abierta, marginal, inducida), orientación de esfuerzo, conteo de capas.
Imagen lodo base aceite	Ancho de apertura de fractura, orientación del esfuerzo

¹ Una unidad sedimentaria homogénea pero estratificada, tendría un plano horizontal de simetría así como un eje de rotación simétrico vertical. Esta situación se refiere comúnmente a “Isotropía Transversal vertical” (VTI), aunque también se utiliza el término “Anisotropía polar” (SPE, Petrowiki, 2015). ²También llamada Anisotropía de esfuerzos inducida o anisotropía azimutal, en la cual parámetros acústicos en una cara de formación vertical varía con la orientación azimutal (SPE, Petrowiki, 2015). Fuente: (PITCHER y otros 2012), p. 5.

Respuesta de los registros en shale-plays

Teniendo un set de registros en una cuenca, los intervalos de *shale* pueden ser identificados por medio de una combinación de los registros: Gamma-ray (GR), Potencial Espontáneo (SP), Sónico (DT), Neutrón-porosity (NPHI), density (RHOB) y resistividad.

Los *shales* tienen alto GR, alto NPHI, baja resistividad y velocidad. La separación entre neutron-porosity y neutron-density es normalmente alta. El registro GR puede

ser considerado una medida del contenido de arcilla dentro del *shale*. *Shales* con alto los TOC más altos son identificados por una superposición sónico-resistividad¹⁷.

Publicaciones de Passey y otros¹⁸, Thomas Bowman¹⁹ estudian interrelaciones ente riqueza orgánica y propiedades físicas (velocidad, densidad, resistividad, radiactividad), las cuales permiten utilizar registros e interpretación sísmica para para distinguir entre *shales* que son yacimientos y *shales* que no lo son.

➤ Registro Gamma-ray (GR) y gamma-ray espectral

Es muy útil para ayudar diferenciar *shales* (sellos o rocas fuentes) de las litologías convencionales (carbonatos y areniscas).

Sin embargo, al contrario de los prospectos convencionales, en *plays* de *shale*-gas, el yacimiento, la roca fuente y el sello están comúnmente contenidas completamente en litofacies dentro de la misma roca de grano fino (el yacimiento es la roca madre), por lo que no se pueden diferenciar con este registro²⁰.

La respuesta de GR es generada por diferentes tipos de materiales radiactivos en las rocas. Una herramienta de GR espectral diferencia 3 componentes principales:

- **Potasio**, puede ser asociado a minerales arcillosos (**clays**), feldespatos potásicos, sales y otros constituyentes.
- **Uranio**, asociado principalmente a la **materia orgánica** y **sales** precipitadas. Generalmente no está relacionado con contenido de mineral arcilloso.
- **Torio**

Registro GR - TOC

Cómo lo señala Cran²¹, la respuesta de uranio puede ser relacionada con el TOC, mientras el contenido de torio puede ser más precisamente relacionado con el contenido de Torio y posiblemente de Potasio.

Crain también presente un método propuesto por Bob Everett en el cual utiliza el **contenido de uranio**, se propone la siguiente relación:

$$\text{Ecuación 1 TOC de GR espectral}$$

$$TOC_{uran} = SF_{uran} * \log \frac{URAN}{4}$$

TOC_{uran}= TOC de la curva de uranio en el GR espectral [w/w], URAN= contenido de uranio [ppm], SF_{uran}= Factor de escala, por defecto 0.05 (rango de 0.02-0.08), calibrado con TOC de laboratorio

¹⁷ (Harilal y Tandon ,Unconventional *Shale*-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. 9 Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics [en línea] ,Society of Petroleum Geophysicists, India 2012), p. 4

¹⁸ (Passey et al. ,Practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* [en línea] ,s.n. 1990)

¹⁹ (Bowman ,Direct Method for Determining Organic *Shale* Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays. *AAPG Annual Convention* ,AAPG 2010)

²⁰ (Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010), p. 14.

²¹ (Crain ,Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015)

Es común encontrar un GR total alto en *shale* ricas en materia orgánica mientras el contenido verdadero de minerales arcillosos de solamente entre 3 y 20%²².

Si el *shale* fue depositado en un ambiente marino (en los ambientes lacustres no hay abundancia de uranio), el contenido de uranio sigue siendo un indicador útil de riqueza orgánica. En ambientes lacustres hay generalmente una escasez de uranio, en esos casos, se utiliza el GR total como indicador de arcilla total²³ (overall clay) pero puede no indicar un TOC alto o facies de interés²⁴.

➤ *Registro de Resistividad:*

La resistividad de la roca está directamente relacionada con los componentes de la roca, para lo que hay que tener en cuenta que:

- ✓ El agua de formación entre salobre a salada posee buena conducción eléctrica dando valores bajos de resistividad cuando hay alta saturación de agua salada en el espacio poroso.
- ✓ El petróleo y el gas no son conductores, dando valores altos de resistividad.
- ✓ La conductividad de minerales arcillosos (clays) afectan la resistividad (la disminuyen), como se da en arenas “sucias” (shaly sands) en los yacimientos convencionales.
- ✓ El efecto conductividad adicional debida a la presencia de arcillas depende de la conductividad del agua de formación (si es mayor que la salinidad del agua de mar, el efecto es pequeño) y de la saturación de esta (si hay baja saturación se el efecto de la arcilla será mayor).
- ✓ Otros minerales, en concentraciones considerables, también modifican la conductividad general de la roca.
 - Pirita: tiende a disminuir la resistividad, a pesar de esto la resistividad permanece relativamente alta. Aunque la resistividad sea reducida, la pirita usualmente está presente en intervalos de *shale*-gas ricos en materia orgánica. Ya que la pirita posee alta densidad, una roca con 10wt% de pirita puede tener sólo 7vol%.
- ✓ La madurez de la roca también afecta la resistividad, la disminuye. En yacimientos con madurez muy alta ($R_o \gg 3$) la resistividad puede ser de 1-2 órdenes de magnitud menos que la medida en la misma formación a menor madurez térmica, esto se debe a la presencia de otras fases de minerales.

²² (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009)

²³ Bhuyan, K., and Passey, Q. R., 1994, Clay Estimation from GR and Neutron-Density Porosity Logs," SPWLA 35th Annual Logging Symposium, June 19-22, 1994, Paper DDD. Citado por (PASSEY y otros, 2010).

²⁴ (Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010)

Más información en publicaciones de: Passey y otros²⁵, Waxman y Smits²⁶ y Wortgington²⁷.

➤ *Registro de Inducción*

Es un registro homologo al registro de resistividad, por lo que su interpretación y uso es similar a la del registro de resistividad presentada anteriormente.

Este registro es basado en el principio de inducción de lazos de corriente alterna en la formación y la medición de la señal resultante en un receptor. En el dispositivo más simple, una corriente alterna de frecuencia media (10² s de kHz) pasa a través de una bobina de transmisión, induciendo así un campo magnético alterno en la formación. Este campo genera lazos de corriente en la formación. Los lazos producen su propio campo magnético e inducen una corriente cuando atraviesan la bobina de recepción. Esta señal es proporcional a la conductividad de la formación, con contribuciones de las diferentes regiones de la formación que se suman en forma aproximada en la conductividad²⁸.

➤ *Registro de Densidad (Density)*

Registro de Densidad – TOC

La materia orgánica tiene una densidad baja, por lo que la presencia de esta tiene un efecto considerable sobre la densidad total medida con la herramienta de registro, por lo tanto, el registro de densidad puede ser usado con buena exactitud para hallar **TOC** (mientras no hallan grandes variaciones locales de los otros parámetros que afectan la densidad total).

Adicionalmente el registro *density* tienen la ventaja de tener resolución vertical fina (aproximadamente. 1 ft), lo que permite identificar variaciones verticales de TOC cercanas²⁹.

En Crain³⁰ se muestra como correlación de los valores de TOC con registros de densidad pueden llevar a relaciones útiles para yacimiento particulares. En la Figura 4 se muestran crossplots de TOC vs densidad para pozos en particular. De manera similar, pueden usarse *Crossplots* de registros sínicos o neutrón contra TOC para yacimiento particulares donde hay datos disponibles de TOC.

²⁵ (Passey et al. ,*Petrophysical evaluation of hydrocarbon pore-thickness in thinly bedded clastic reservoirs* [en línea] ,AAPG 2006)

²⁶ (Waxman y Smits ,*Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands. Society of Petroleum Engineers Journal* ,Society of Petroleum Engineers 1968)

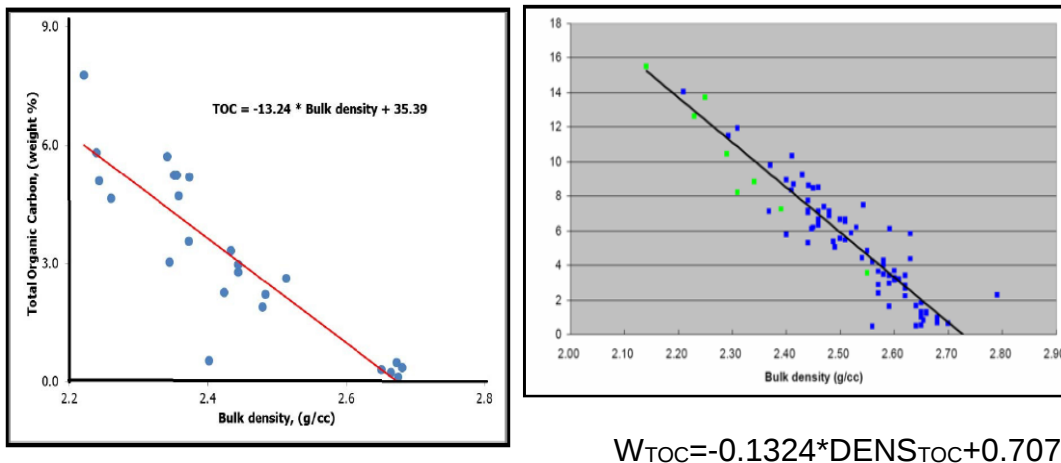
²⁷ (Wortgington ,*The Evolution Of Shaly-sand Concepts In Reservoir Evaluation. The Log Analyst* ,Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts 1958)

²⁸(SCHLUMBERGER ,*Registro de Rayos Gamma. Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016).

²⁹ (Passey et al. ,*From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. En: 22, International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010)

³⁰ (Crain ,*Total Organic Carbon (TOC). Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015), p. 5

Figura 4 Crossplot TOC con densidad (Barnett Shale)



Izquierda Avalon Shale, Derecha Barnett Shale. Fuente: (Crain, 2015), p. 5

Más información en publicaciones de Meyer y Nederlof³¹, Passey, Creaney y otros³², Schmoker³³.

Registro de Densidad – Densidad del Kerógeno

La del kerógeno es necesaria para encontrar la fracción volumétrica del kerógeno a partir de la fracción másica. El siguiente método (mostrado en la Figura 5) utiliza un *crossplot* entre la densidad vs el TOC.

➤ Registro PEF

Según lo presentado en por Pitcher y otros³⁴, el servicio de registro densidad y fotoeléctrico puede ser usado para hallar porosidad total, kerógeno y discriminar litología.

El registro PEF es un registro de las propiedades de absorción fotoeléctrica. El registro mide el factor de absorción fotoeléctrica, P_e , que se define como $(Z/10)^{3.6}$, donde Z es el número atómico promedio de la formación. P_e no tiene unidades, pero dado que es proporcional a la sección transversal fotoeléctrica por electrón, a veces se expresa en [bernios/electrón].³⁵

³¹ (B. L. Meyer ,Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density/Resistivity and Sonic Transit Time/Resistivity Crossplots: REPLY. *AAPG Bulletin* ,American Association of Petroleum Geologists 1986)

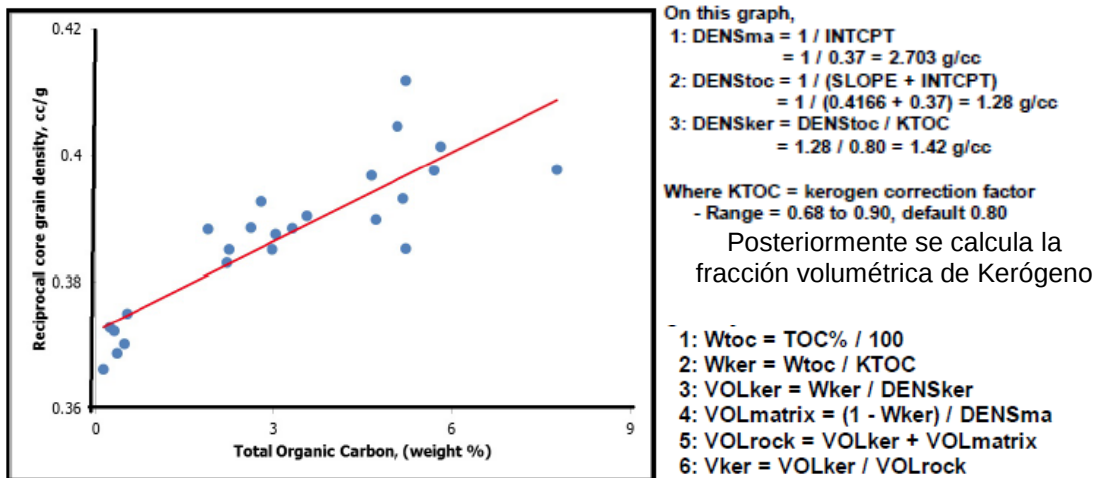
³² (Passey et al. ,A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin* ,American Association of Petroleum Geologists 1990)

³³ (Schmoker, 1979) citado por (Issler et al. ,Organic carbon content determined from well logs: Examples from Cretaceous sediments of Western Canada. *Geological Survey of Canada, open file* [en línea] ,s.n. 2002).

³⁴ (Pitcher, Buller y Mellen ,*Shale Exploration Methodology and Workflow. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2012)

³⁵ (SCHLUMBERGER ,Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. [sin fecha])

Figura 5 Crossplot para hallar densidad de kerógeno



Fuente: (Crain, Total Organic Carbon, 2015), p. 5

Para tener en cuenta que:

- Dado que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, de modo que P_e es una medida de las propiedades de la matriz de roca.
- Las areniscas tienen un P_e bajo, en tanto que las dolomías y las calizas poseen un P_e alto.
- Las arcillas, los minerales pesados y los minerales que contienen hierro poseen un P_e alto. Por consiguiente, el registro es de gran utilidad para la determinación de la mineralogía.
- El PEF puede ser afectado por los minerales pesados, tales como la barita presente en el revoque de filtración o en el filtrado del lodo.

En la interpretación, el PEF se convierte generalmente en la sección eficaz volumétrica más simple, U en bñrnios/cm³, tomando el producto de PEF por la densidad. El registro se obtiene como parte de la medición de densidad. La profundidad de investigación es del orden de una pulgada, lo que generalmente corresponde a la zona lavada.³⁶

➤ Registro Sónico

Las ondas empleadas en registros sónicos ondas volumétricas elásticas. Se diferencian los siguientes tipos de ondas:

- Ondas P, compresional o de dilatación,
- Onda S, de corte, de cizallamiento o tangencial.

En el registro lo que se mide es el **tiempo de transito de intervalo (DT o t)** [Interval transit time] [$\mu\text{s}/\text{ft}$] de la onda, también llamado la **lentitud** [slowness] o **delta t**, que es el tiempo gastado en recorrer una distancia.

³⁶(SCHLUMBERGER, Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea], s.n. [sin fecha])

Los tiempos de tránsito interválicos de ondas P, correspondientes a los tipos de rocas sedimentarias comunes, oscilan entre 43 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (roca dolomía) y 160 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (lutitas no consolidadas), y pueden distinguirse de las mediciones de los revestimientos de acero, que exhiben un tiempo de tránsito consistente de 57 $\mu\text{s}/\text{ft}$ ³⁷.

Debido a la baja velocidad de la onda P en materia orgánica la onda presenta tiempos de tránsito altos.

La mayoría del trabajo se enfoca en el uso del registro el registro de onda compresional (P) puede ser calibrado con el contenido de material orgánica³⁸; El carbono orgánico tiene baja densidad y velocidad, por lo que la velocidad de onda P y el contenido de TOC tienen una relación inversa³⁹.

➤ *Registro Sónico con Dipolo Cruzado [Crossed-Dipole Sonic Log]*

Dipolo cruzado: registro que ha sido registrado mediante un conjunto de receptores dipolares orientados en sentido perpendicular (o 90° fuera de línea) con un transmisor dipolar. En la adquisición de registros sónicos, se utilizan modos flexurales de dipolos cruzados para determinar la anisotropía por cizallamiento junto con los modos flexurales en línea. Los datos se procesan utilizando la rotación de Alford⁴⁰.

➤ *Registro de Neutrón*

Los registros de neutrón abarcan dos tipos registros, sin embargo, casi siempre se asume como sinónimo un solo tipo de ellos, el registro porosidad-neutrón.

a) **Registro de activación** [activation log]:

Un registro de las concentraciones elementales obtenidas a partir de los niveles característicos de energía de rayos gamma emitidos por un núcleo que ha sido activado por el proceso de bombardeo neutrónico. Ejemplos de estos registros son⁴¹:

- Registro de la relación carbono-oxígeno
- Registro de espectroscopía de captura elemental
- Registro de espectroscopía de neutrones pulsados
- Registro de activación del aluminio

³⁷ (SCHLUMBERGER ,Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. [sin fecha]), búsqueda por: Sonic log, P-wave, S-wave, delta t.

³⁸(Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010), p. 16

³⁹ (Harilal y Tandon ,Unconventional *Shale*-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. 9 *Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics* [en línea] ,Society of Petroleum Geophysicists, India 2012)

⁴⁰ (SCHLUMBERGER ,Registro de Rayos Gamma. *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016)

⁴¹ (SCHLUMBERGER ,Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. [sin fecha]), buscado por “registro de activación”.

- Registro de activación del oxígeno o de flujo de agua
- b) **Registro porosidad-neutrón** [neutron-porosity log] - **(NPHI)** [Neutron-Porosity Hydrogen Index]:

Por sí sólo no es un indicador pobre de la cantidad de materia orgánica, ya que la medición no sólo depende del hidrógeno en la materia orgánica, sino también del hidrógeno en el hidroxilo (OH^-) en los minerales arcillosos, el hidrogeno en el agua de formación y el hidrógeno en los hidrocarburos presentes, ya sea en fase gaseosa o líquida⁴².

El registro neutrón no hace distinción entre la fuente de hidrógeno, que puede ser⁴³:

- Fases libres: agua, aceite (tienen contribuciones similares a la señal) y gas (contribución pequeña a la señal capturada)
- Minerales: Varios tipos de minerales; los minerales de la familia de las arcillas pueden contener agua superficial, estructural y grupos hidroxilo.
- Kerógeno: Es una fuerte fuente de hidrógeno que cambia en función del nivel de maduración de este.

Este registro muestra mayor porosidad en *shales* ricas en materia orgánica debido al agua ligada. La porosidad-neutrón aumenta con el contenido de arcillas.

➤ *Registro Neutrón Compensado*

En la una publicación de Pitcher y otros⁴⁴ se hace referencia a este registro para hallar porosidad tota y realizar corrección del gas.

Es un registro de neutrón en el que los efectos del ambiente del pozo se minimizan mediante el empleo de dos detectores. En la técnica más común, los dos espaciamentos entre la fuente y los detectores se eligen de manera tal que la relación de las dos velocidades de conteo sea relativamente independiente del ambiente del pozo. Esta relación se calibra luego en términos de porosidad, en un ambiente conocido de pozo y de formación, generalmente con la herramienta colocada contra el lado de un agujero de 20 cm [8 pulgadas] en un bloque de caliza, en ambos casos rellenos con agua dulce a temperatura y presión de superficie. La respuesta también se determina con porosidades diferentes y en areniscas, dolomías y otros ambientes de pozo.

Se desarrollan factores de corrección para convertir el registro medido a las condiciones estándar. La fuente y los detectores no se encuentran enfocados azimutalmente. Las herramientas operadas con cable se corren descentralizadas contra la pared del pozo. Dado que los *neutrones* emitidos en el lodo se atenúan considerablemente, el registro resultante se enfoca efectivamente en la formación.

⁴² (Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010)

⁴³ (Handwerger et al. ,Methods Improve *Shale* Core Analysis. *The American Oil & gas Reporter* [en línea] ,s.n. 2012)

⁴⁴ (Pitcher, Buller y Mellen ,*Shale* Exploration Methodology and Workflow. *SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2012)

Las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación normalmente son no enfocadas ya que se encuentran centralizadas, a menos que el pozo esté ensanchado. La resolución vertical es de aproximadamente 0,6 m [2 pies], pero puede ser mejorada mediante el procesamiento alfa⁴⁵.

➤ *Registro NMR*

Algunos estudios publicados de aplicaciones de este registro en la evaluación de yacimiento no convencionales (YNC) son:

- Jacobi, D., Breig, J., LeCompte, B., Kopal, M., Hursan, G., Mendez, F., Bliven, S., and Longo, J., 2009, Effective Geochemical and Geomechanical Characterization of *Shale* Gas Reservoirs from the *Wellbore* Environment: Caney and Woodford *Shale*, SPE 123231, SPE Annual Tech. Conference, New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 October 2009.
- Merkel, R. H., and Gegg, J. F., 2008, NMR Log/Core Data in Tight Gas Sand Petrophysical Model Development, SPWLA Annual Symposium, Edinburgh, Scotland, 25-28, 2008, Paper CC.

En intervalos de *shale*-gas saturados con agua, y con bajo TOC, hay una relación entre la porosidad total NMR y la porosidad medida en núcleos (usando métodos de muestra disgregada).

➤ *Registros de Imagen Hueco*

Imágenes eléctricas de alta resolución pueden detectar variaciones verticales en resistividad cercanas, las cuales pueden estar relacionadas con variaciones de riqueza orgánica.

En la interpretación se debe tener en cuenta imágenes de estratos apretados (baja porosidad) de carbonáticos o siliciclásticos y concreciones sideríticas se presentan como zonas de alta resistividad (brillantes). La Figura 6 es un ejemplo de la imagen obtenida en un registro de este tipo.

Nota: Para obtener imágenes eléctricas de alta resolución se usa lodo base agua. Con lodo base aceite la resolución vertical es menos fina que con lodo base agua.⁴⁶

⁴⁵Registro de Neutrón Compensado en: (SCHLUMBERGER ,Registro de Rayos Gamma. *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016).

⁴⁶(Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010)

➤ Registro de Propagación Dieléctrica

Es un registro de las propiedades dieléctricas de alta frecuencia (del orden de los 25 MHz) de la formación. El registro incluye generalmente dos curvas: la *permitividad dieléctrica relativa*, cuyo símbolo es la letra épsilon que no tiene unidades, y la *resistividad* en ohm-m.

En la frecuencia utilizada, las moléculas de agua producen un efecto significativo sobre las propiedades dieléctricas, de modo que tanto la permitividad dieléctrica relativa como la conductividad se incrementan con el volumen de agua presente. La permitividad dieléctrica relativa puede ser utilizada para diferenciar los hidrocarburos del agua de cualquier salinidad. No obstante, el efecto de la salinidad es más importante que el efecto de la salinidad con el registro de propagación electromagnética de alta frecuencia⁴⁷, y la interpretación es más compleja. La ventaja del registro de propagación dieléctrica es que la frecuencia más baja hace posible una mayor profundidad de propagación y, por consiguiente, un análisis de la zona no perturbada⁴⁸.

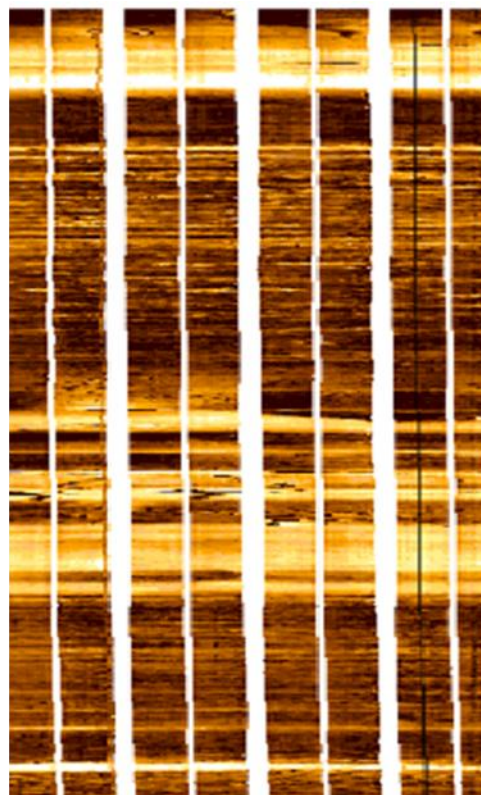
Gracias a las características mencionadas previamente, este registro es usado para hallar la porosidad que se encuentra llena solamente con agua.

➤ Registro de Espectroscopia de Captura Elemental (ECS)

Este registro puede ser usado para determinar mineralogía geoquímica (y a partir de esta corregir la porosidad total de la matriz) e identificar el tipo de arcilla.

Relativo a un registro de las proporciones de los diferentes elementos de la formación, medidas con la técnica de espectroscopia de captura de rayos gamma utilizando un generador de *neutrones* pulsados. El registro es un tipo de registro de espectroscopia de *neutrones* pulsados que utiliza el espectro de captura solamente. El espectro de captura está formado por muchos elementos, pero dado que el objetivo principal del registro es

Figura 6 Borehole electrical Image



Fuente: (Passey y otros, 2010), p. 17

⁴⁷ Registro que mide las propiedades electromagnéticas a medida que se propagan a través de una formación, estos se realizan a frecuencias por encima de 200MHz y en el rango de GHz. Propagación electromagnética en: (SCHLUMBERGER ,Registro de Rayos Gamma. *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016)

⁴⁸ Registro de propagación dieléctrica en: (SCHLUMBERGER ,Registro de Rayos Gamma. *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016)

determinar la litología, los datos de salida principales son las proporciones relativas de silicio, calcio, hierro, azufre, titanio y gadolinio. Las proporciones solamente proveen información sobre la concentración relativa de estos elementos. Para obtener las concentraciones elementales absolutas, es necesario efectuar calibraciones con núcleos o, generalmente, utilizar un modelo tal como el modelo de cierre de óxidos. La profundidad de investigación de la medición es de varias pulgadas dentro de la formación. Puede ser corrido en agujero descubierto o en pozo entubado. Las concentraciones elementales absolutas son insensibles a los fluidos presentes en el pozo y a la formación⁴⁹.

INTERPRETACIÓN COMBINADA DE REGISTROS

La exploración activa de *shale plays* ha permitido la adquisición de los datos requerido para calibrar los registros con los controles críticos para este tipo de recursos.

Aplicación a la definición de roca fuente

- ✓ Es posible emplear *crossplots* entre porosidad y logaritmo de resistividad para definir y segregar rocas fuente de rocas no fuente. Ver:
 - Meyer, B.; Nederlof, M.; Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density Resistivity and Sonic Resistivity Crossplots" AAPG Bulletin, V. 68, P 121129, 1984.
 - Bowman, Thomas; Direct Method for Determining Organic *Shale* Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays, *Search and Discovery*, Article #110128, posted June 14, 2010.
- ✓ Un gráfico de dispersión entre el registro GR e **impedancia**⁵⁰ calculada permite diferenciar los intervalos de *source-shales* (ricos en materia orgánica) de los no-*source-shales* (*shale* pobres), ya que los segundos presentan mayor impedancia. Los *source-shales* se ubican en las zonas de baja impedancia y GR altos, lo que a su vez los diferencia de los carbones que poseen GR muy bajos y alta resistividad⁵¹.

⁴⁹ Espectroscopia de captura elemental en: (SCHLUMBERGER ,Registro de Rayos Gamma. *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016)

⁵⁰ **Impedancia Acústica (I)**. Propiedad física cuyo cambio determina los coeficientes de reflexión (q.v.) en incidencia normal, que es, la velocidad de la onda p multiplicada por la densidad $I=V_p \cdot \rho$. Ya que los coeficientes cambian con el ángulo, el termino **impedancia elástica** es usado algunas veces cuando se refiere a situaciones de incidencia no normal. (Sheriff ,Search for term. *SEG Wiki - Dictionary* [en línea] ,s.n. 2016)

⁵¹ (Harilal y Tandon ,Unconventional *Shale*-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. *9 Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics* [en línea] ,Society of Petroleum Geophysicists, India 2012), p. 5-6

Aplicación a la determinación de TOC

Algunos de los métodos desarrollados para este fin son recopilados por Issler y otros⁵², quien diferencia métodos que utilizan datos de un registro, de dos registros y de múltiples registros.

En el caso de un solo registro se usa densidad (Schmoker, 1979), gamma ray (Schmoker, 1981), gamma ray espectral (Fertl and Rieke III, 1980). Mendelson y Toksöz (1985) utilizan modelos basados en componentes físicos de la roca para registros sínicos, neutrón y densidad.

En los registros duales se emplean gráficos de dispersión [*crossplots*] (Meyer and Nederlof, 1984), superposición de registros (Passey *et al.*, 1990) y modelos físicos/empíricos (Carbolog7 method of Carpentier *et al.*, 1991).

Con registros múltiples se incluyen gráficos de dispersión (I-X method; Dellenbach *et al.*, 1983), análisis de regresión multivariado (Mendelson and Toksöz, 1985) y redes neuronales (Huang and Williamson, 1996).

Algunos criterios para la interpretación

- Una mayor resistividad (la cual puede estar ligada a una mayor saturación de HC) con una porosidad aparente es un buen indicador del TOC. Por lo que, según las características, el TOC puede ser determinado por la superposición porosidad-resistividad.
- *Shales* o *silts* con potencial de ser rocas fuente muestran un entrecruzamiento considerable entre la curva sínica y la curva de resistividad.
- Las zonas ricas en materia orgánica presentan cruce de registros GR (muy alto), density (muy bajo) y porosidad neutrón (muy alta)⁵³.
- Cómo se puede ver en la Tabla 3, los *shales* yacimiento (con altos TOC) tienen DT mayor que los no yacimientos.
-

Tabla 3 Algunas propiedades de *shales* yacimiento, *shales* no yacimiento y carbones

Interval (m)	Rock type	Sonic ($\mu\text{s/m}$)	Velocity (m/s)	Resistivity (ohm-m)	Density (g/cm^3)	Neutron-porosity (%)	Gamma-ray (API)	Impedance ($\text{m/s} \cdot \text{g/cm}^3$)
2243-46	Reservoir shale	430	2325	207	1.95	52	51	4520
2235-42	Non-reservoir	290	3450	15	2.6	43	50	8980
2273-78	coal	460	2150	610	1.8	56	13	3850

Las propiedades fueron calculadas de datos de registro interpretados por los autores de esta tabla. Fuente: (Harilal y Tandon, 2012), p. 7.

⁵² (Issler et al. ,Organic carbon content determined from well logs: Examples from Cretaceous sediments of Western Canada. *Geological Survey of Canada, open file* [en línea] ,s.n. 2002)

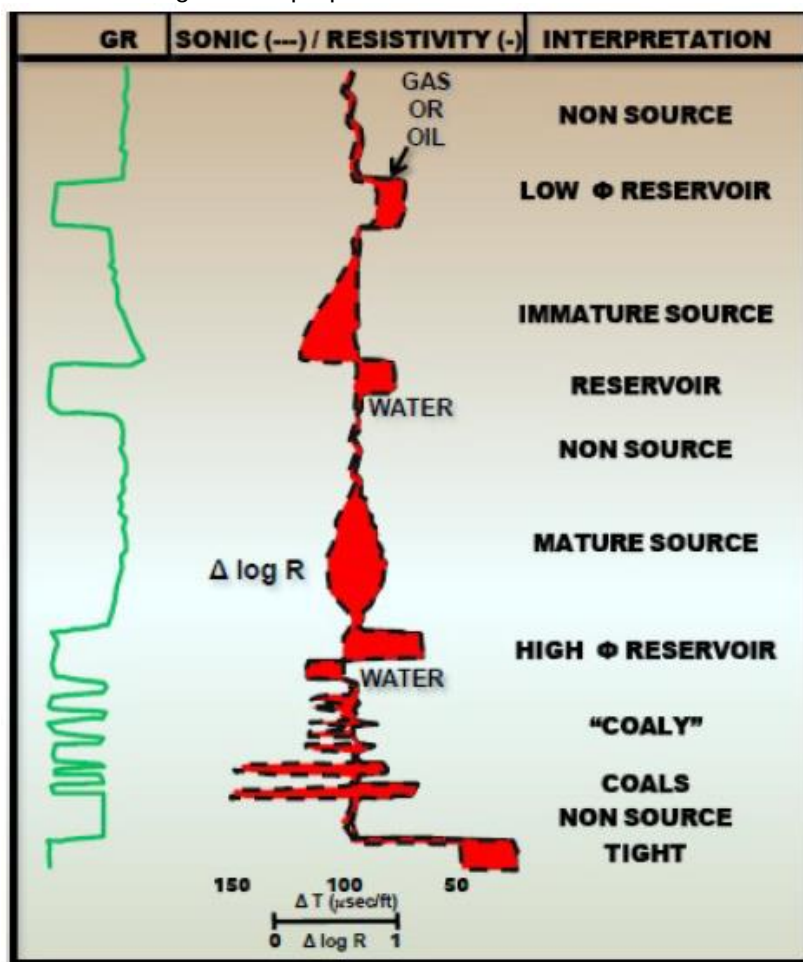
⁵³ (Harilal y Tandon ,Unconventional *Shale*-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. *9 Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics* [en línea] ,Society of Petroleum Geophysicists, India 2012), p. 5-6

Método $\Delta \log R$

Este método emplea la superposición de un registro de porosidad propiamente escalado (usualmente sónico o densidad), sobre una curva del registro de resistividad (preferiblemente profunda).

En rocas saturadas con agua **pobres en materia orgánica**, las dos curvas son paralelas entre sí y pueden estar superpuestas ya que ambas curvas responden a variaciones en la porosidad. Sin embargo, en **rocas yacimientos de hidrocarburo** o en **rocas no yacimiento ricas en materia orgánica** ocurre una separación entre las curvas. Usando el registro GR se pueden identificar los intervalos de roca yacimiento.

Figura 7 Superposición sónico - resistividad



Fuente: (Crain, 2015)

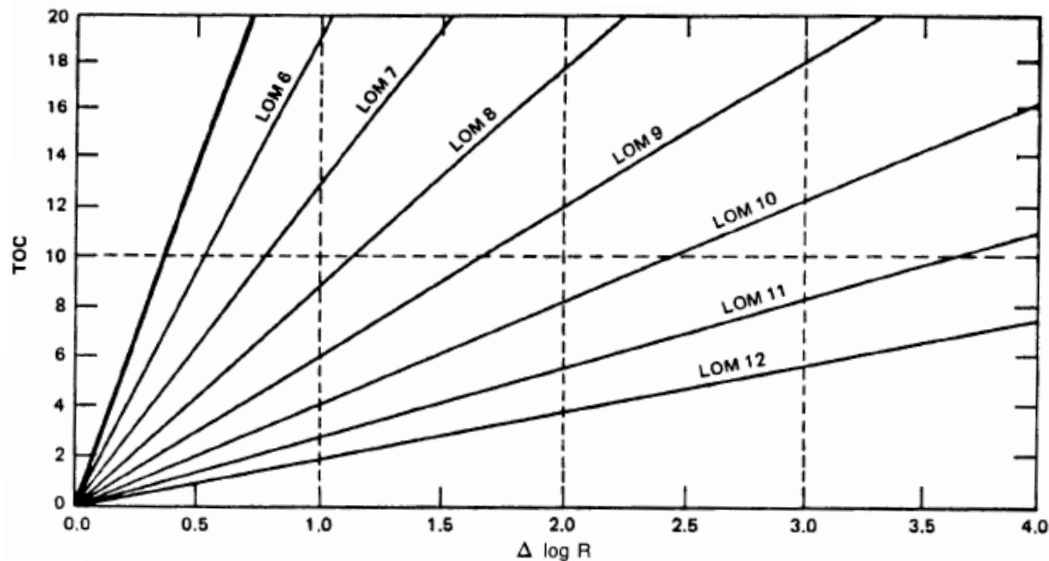
En aplicaciones, la curvas DTC y resistividad son **escaladas** de tal forma que su escalamiento relativo es **100 $\mu\text{s/ft}$ por dos ciclos logarítmicos de resistividad**.

Las curvas son superpuestas y se toma una **línea base** en una roca de grano fino no fuente, rica en minerales arcillosos. Una condición de línea base existe cuando las dos curvas se superponen directamente sobre un intervalo de profundidad considerable; aunque la línea base, al tratarse de una roca no fuente tiene **TOC de**

cero, de hecho, en este intervalo puede ser de 0.8 wt.% (generalmente en *shales* el TOC excede 0.8).

La separación entre las curvas se designa cómo $\Delta \log R$, esta puede ser medida en profundidad (cómo fracción de un ciclo logarítmico de resistividad) y está relacionada linealmente con el TOC y es una función de la madurez, por lo que se puede obtenerse directamente TOC usando por ejemplo la Figura 8.

Figura 8 TOC vs $\Delta \log R$, LOM



La diagonal más oscura cerca de la línea LOM 6 debería ser usada para madurez menor de LOM 6 ⁵⁴. Fuente: (Passey, Creaney, Kulla y otros, 1990, p. 1781)

La separación entre las dos curvas puede ser debida a dos efectos: (1) la curva de porosidad responde (disminuye) a la presencia de baja densidad, baja velocidad del kerógeno, (2) la curva de resistividad responde (incrementa) al fluido de formación. En una roca inmadura rica en materia orgánica (dónde no se han formado hidrocarburos) la separación se debe únicamente a la respuesta de la curva de porosidad, mientras que, en rocas maduras la separación entre las curvas se debe a los dos efectos: respuesta de la curva de porosidad e incremento de resistividad debido a la presencia de los HCs generados.

Otra ventaja de tomar una línea base de una curva de porosidad (sónica en este caso) con una curva de resistividad, es que ambas curvas son **sensibles a cambios en la porosidad**, y una vez esta línea base se establece para una litología, cambios en la porosidad afectan ambas curvas, por lo que un cambio en una curva se refleja en un cambio comparable en magnitud en la otra curva. Lo que significa que, si por ejemplo aumenta la porosidad, aumenta DTC y decrece la resistividad, y esos cambios son proporcionales, por lo que se elimina la dependencia de la porosidad.

⁵⁴ En (Passey y otros, 2010) se presenta una version de este diagrama en en la que se tiene en cuenta la línea que se debe utilizar para LOM > 10.5.

La magnitud de la separación de la curva en rocas no-yacimiento (inmaduras) ha sido calibrada con el TOC y la madurez, lo cual permite obtener un perfil en profundidad de la riqueza orgánica⁵⁵.

De acuerdo con Crain⁵⁶, en este método se debe alinear el registro sínico en el tope de una escala logarítmica de registro de resistividad para que la curva sínica yazca sobre el tope de la curva de resistividad en una zona de *shale* de baja resistividad (consideradas no rocas fuente y muy poco probable con gas). *Shales* o *silts* con **potencial para ser rocas fuente mostraran un considerable crossover** entre las curvas; sin embargo, esta separación también puede deberse a otras causas cómo se puede ver en la Figura 7.

Los valores absolutos de los registros en la zona de *shale* de baja resistividad son llamados **líneas base**, y estos cambian según la profundidad de enterramiento y la edad geológica.

La misma referencia (Crain) presenta otras versiones del método presentado por Passey y otros⁵⁷ (la cual utiliza registró sínico y de resistividad), en los cuales se utilizan los registros de densidad y neutrón, cómo se muestra a continuación.

Ecuación 2 Método de Passey

$$\begin{aligned} 1: \bar{S}logR &= \log (RES D / RES D_{base}) + 0.02 * (DTC - DTC_{base}) \\ 2: DlogR &= \log (RES D / RES D_{base}) - 2.5 * (DENS - DENS_{base}) \\ 3: NlogR &= \log (RES D / RES D_{base}) + 4.0 * (PHIN - PHIN_{base}) \\ 4: TOCs &= SF1s * (SlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}) + SO1s \\ 5: TOCd &= SF1d * (DlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}) + SO1d \\ 6: TOCn &= SF1n * (NlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}) + SO1n \end{aligned}$$

En la forma en que se presentan acá las expresiones 4, 5 y 6, se debe multiplicar lo de el parentecis exterior por 100.

0.02 está basado en la relación de 50 μ s/ft por cada ciclo logarítmico, es decir el escalamiento. Por lo general DTCbase es constante para todo el pozo y sólo varía RESDbase para superponer las curvas, es decir tomar una línea base.

Dónde: RESD= Resistividad profunda [ohm-m], RESDbase= línea base de resistividad profunda en una roca no fuente [ohm-m], DTC= Tiempo de tránsito de onda compresional [us/ft], DTCbase= línea base de tiempo de tránsito en una roca no fuente [us/ft], DENS= lectura del registro de densidad [g/cc], DENSbase= línea base de densidad en una roca no fuente [g/cc], PHIN= lectura del registro neutrón [fracción], PHINbas= Línea base de neutrón en un roca no fuente [fracción], SlogR, DlogR, NlogR= número de Passey para registros sínico, resistividad y neutrón, LOM= Nivel de madurez orgánica, TOCs,d,n= TOC de método de Passey (fracción del peso), SF1s,d,n o SO1s,d,n= Factor de escala y factor de compensación de TOC

(Crain ,Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015)

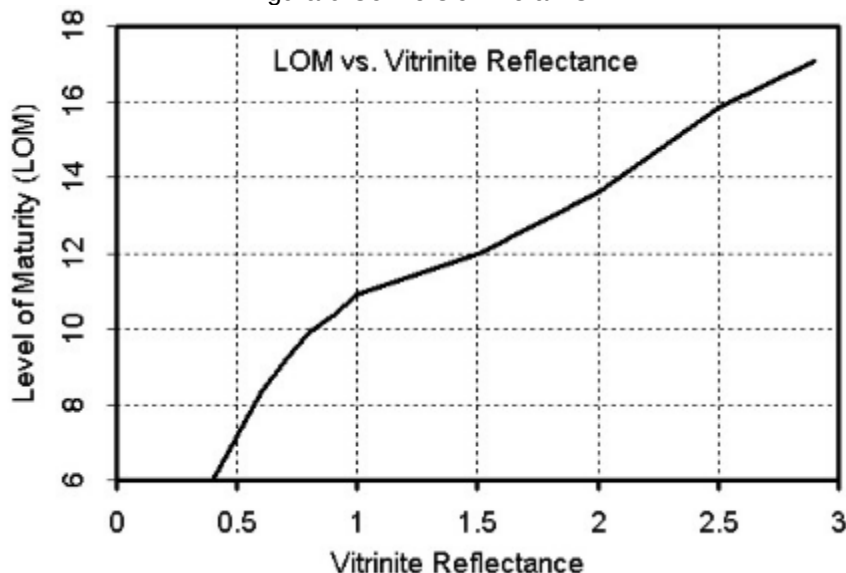
⁵⁵ (Passey et al. ,A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin* ,American Association of Petroleum Geologists 1990)

⁵⁶ (Crain ,Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015)

⁵⁷ (Passey et al. ,A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin* ,American Association of Petroleum Geologists 1990)

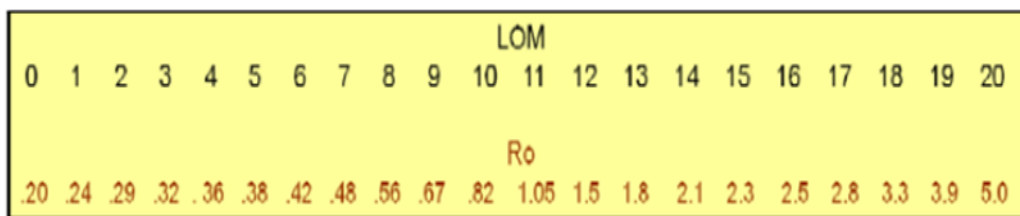
Ya que por lo general no se dispone de ambos, valores de TOC y de madurez para la calibración, se escoge un valor de LOM que ajuste con la data disponible de TOC. Si se dispone de mediciones de Reflectancia Vitrinita (R_o), se puede usar la Figura 9 o la Figura 10 para realizar la conversión.

Figura 9 Conversión R_o a LOM



LOM se encuentra por lo general en el rango de [6,14]. Por defecto se emplea un valor de 8.5 para *shale* gas y de 10.5 para *shale* oil. Fuente: (Crain, Total Organic Content, 2015), p. 6

Figura 10 Relación LOM y R_o (reflectancia vitrinita)



Fuente: (Passey y otros, 2010)

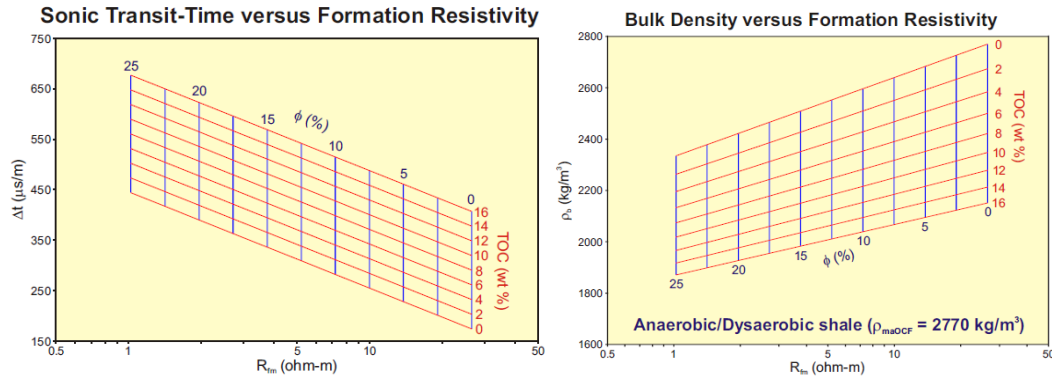
Método de Issler

Este método, desarrollado por Issler y otros⁵⁸, emplea crossplots de densidad vs resistividad y sónico vs resistividad como se muestran en la Figura 11. A diferencia del método D Log R, éste **no requiere conocimiento a priori de la madurez termal**, ni tampoco los datos de registros son **normalizados** (para lo que se necesita una línea base) por lo que es menos subjetivo.

⁵⁸ (Issler et al. ,Organic carbon content determined from well logs: Examples from Cretaceous sediments of Western Canada. *Geological Survey of Canada, open file* [en línea] ,s.n. 2002)

El método consta de modelos de los componentes de la roca (matriz mineral, carbono orgánico, fluido poral) con parámetros físicos que pueden ser determinados de datos geoquímicos y petrofísica de muestras.

Figura 11 Gráficas método Issler



Fuente: (Issler y otros, 2002), p. 12

El código relativo a este método presentado por Crain⁵⁹, inicialmente da sólo valores enteros de TOC, luego se cubre para obtener una fracción decimal.

Ecuaciones de múltiple regresión de las gráficas de Issler desarrolladas por Tristan Euzen, dan valores no enteros.

Ecuación 3 Regresión Múltiple de Tristan Euzen (DTC-Resd)

$$TOC_S = 0.0714 * (DTC + 195 * \log RESD) - 31.86$$

$$W_{tocs} = \left(\frac{SF2 * TOC_S}{100} \right) + SO2$$

$$TOC = (SF2 * TOC_S) + SO2$$

TOC_S= porcentaje másico de carbono orgánico de modelo sónico [w/w%], DTC= Tiempo de viaje [us/m], RESD: Resistividad profunda en alguna zona [ohm-m], W_{tocs}=Fracción másica de carbono orgánico de modelo sónico, valor de TOC corregido [w/w], SF2= Factor de Escala, SO2= Compensador de escala [Scale offset], para calibrar valores de laboratorio.

(Crain ,Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015, p. 6), p.6

A partir del modelo densidad-resistividad:

Ecuación 4 Regresión Múltiple de Tristan Euzen (Dens-Resd)

$$97: \text{Intercept} = 4.122 * \text{Slope} + 1014$$

$$98: \text{TOCd} = -0.1429 * \text{Slope} + 45.14$$

Recognizing that:

$$99: \text{DENS} = \text{Slope} * \log(\text{RESD}) + \text{Intercept}$$

And by substitution:

$$9: \text{TOCd} = -0.1429 * (\text{DENS} - 1014) / (\log(\text{RESD}) + 4.122) + 45.14$$

$$10: \text{Wtocd} = \text{SF3} * \text{TOCd} / 100 + \text{SO3}$$

$$TOC = (SF3 * TOC_D) + SO3$$

⁵⁹ (Crain ,Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015)



TOCd= porcentaje másico de carbono orgánico de modelo densidad [w/w%], DENS= Lectura del registro de densidad en alguna zona [Kg/m³], RESD: Resistividad profunda en alguna zona [ohm-m], W_{TOCS}=Fracción másica de carbono orgánico de modelo de densidad [w/w], SF3= Factor de Escala, SO3= Compensador de escala [Scale offset], para calibrar valores de laboratorio. (Crain ,Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 2015), p. 6

Los resultados deben ser calibrados a medidas de laboratorio de TOC. Los factores de escala (SF2 y SF3) y de compensación (SO2 Y SO3) son determinado por regresión de valores de TOC de laboratorio vs valores de TOC de registros.

Método de Regresión Múltiple

Algunas veces en que no se logra un ajuste entre los datos medidos de TOC y de registros por otros métodos, se utilizan software que realicen solución de ecuaciones lineales múltiples. Crain muestra un ejemplo de una solución para un pozo particular. Ya que la expresión se ha obtenido de datos medidos, no se requieren factor ni compensador de escala.

$$\text{TOCmr} = - 3.73089 + 0.0259051 * \text{DTC} + 1.13726 * \text{PHIN_SS} + 0.877866 * \log(\text{RESD}) - 0.000722865 * \text{DENS}$$

TOCmr= TOCE de regresión múltiple [w/w%], DENS= Lectura del registro de densidad en alguna zona [g/cc], RESD: Resistividad profunda en alguna zona [ohm-m], DTC= Tiempo de viaje [us/ft], PHIN_SS= Porosidad Neutrón

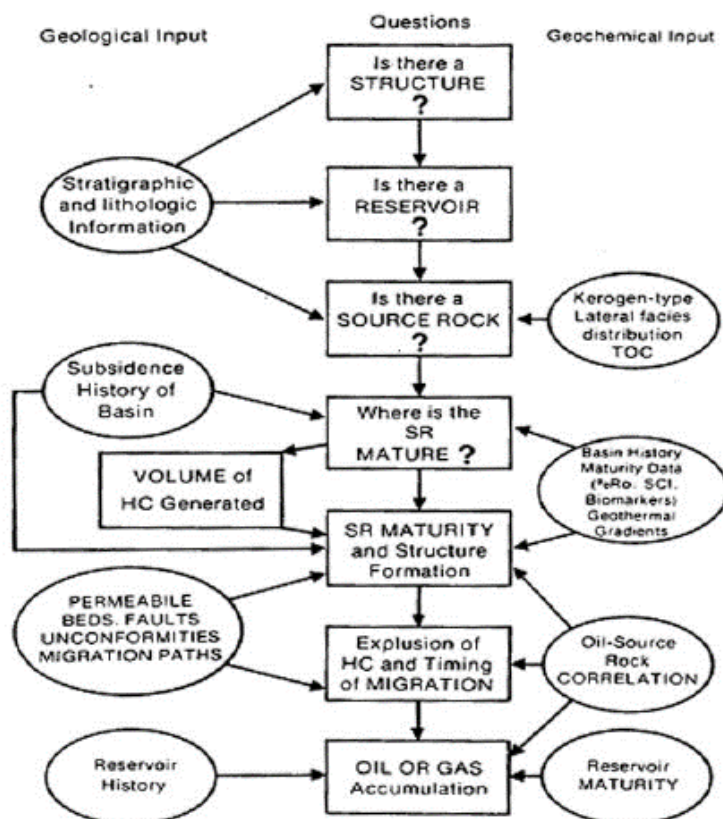
2. NOCIONES BÁSICAS DE GEOQUÍMICA ORGÁNICA

DEFINICIÓN

“...el estudio de la transformación experimentada por la materia orgánica de todo tipo, sea de origen biológico o artificial, en el sistema terrestre... en su sentido más amplio, la geoquímica orgánica trata el carbono, en toda su variedad de formas químicas en el sistema terrestre” (KILLOPS, y otros, 2005)

2.1 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO Y GAS

Figura 18 Aplicación de Geoquímica



Fuente: (PHILP, 2015)

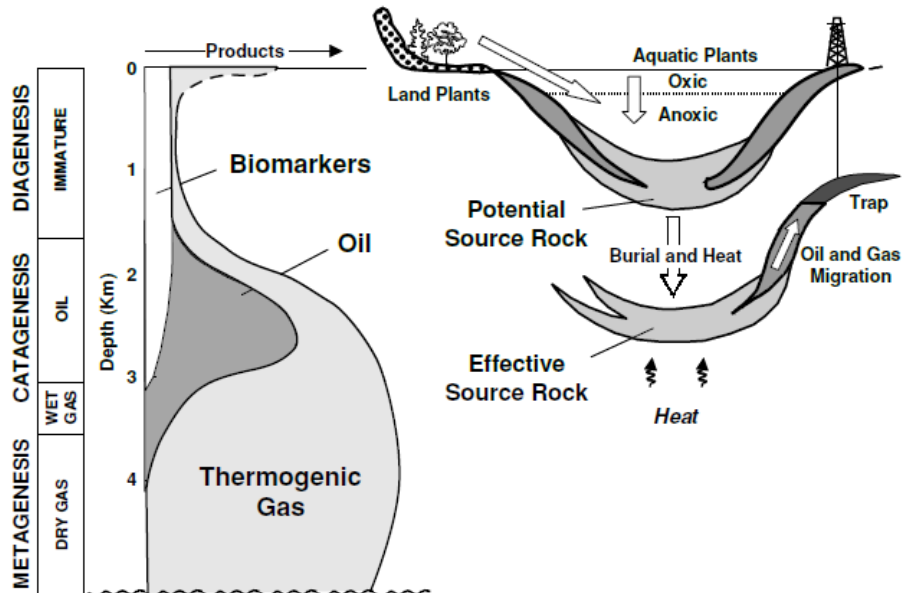
La geoquímica juega un papel importante en la determinación de ciertas características del sistema petrolífero.

- Caracterización de la roca fuente
- Correlación del aceite generado y acumulado con la roca fuente
- Modelamiento de la historia térmica de la cuenca
- Determinación del volumen de petróleo generado

- Determinación de las rutas de migración⁶⁰

2.1.1 Procesos de la Formación del Petróleo

Figura 12 Evolución de la Materia Orgánica



Muchos biomarcadores sobreviven a la diagénesis y a mucho de la catagénesis antes de ser totalmente destruidos en la catagénesis y metagénesis. Fuente: (Peters y otros, 2005, p. 9)

Diagénesis: Alteración biológica, física y química de la materia orgánica previa a los cambios significativos causados por el calor.

Ocurre típicamente a $T < 50^{\circ}\text{C}$ ⁶¹, depende de la composición de la materia orgánica. La materia orgánica depositada en un yacimiento es inicialmente degradada por bacterias (que actúan por medio de enzimas, y además por los efectos químicos de ácidos) que forman metano biogénico⁶².

Catagénesis: es el proceso por el cual la materia orgánica en la roca es alterada térmicamente por enterramiento [burial] y calentamiento [heating] a temperaturas en el rango de aprox. $50\text{-}150^{\circ}\text{C}$. Bajo condiciones normales de enterramiento requiere de millones de años.

Durante la Catagénesis los biomarcadores son sometidos a cambios estructurales que pueden ser usados para estimar la extensión del calentamiento de la roca fuente o de los aceites expulsados desde esas rocas.

⁶⁰ (Philp, Petroleum and Environmental Geochemistry [memorias y apuntes]. Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6, UIS, CENIVAM 2015) más información sobre el sistema petrolífero en esta referencia.

⁶¹ (Peters, Walters y Moldowan, The biomarker guide, Cambridge University Press 2005)

⁶² (Márquez, Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes], Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

La generación de líquido inicia usualmente a 60-70°C, el pico de generación es de 110-140°C⁶³.

Metagénesis: Las moléculas orgánicas son craqueadas en gas. Ocurre a temperaturas en el rango de aprox. 150-200 °C, previo a metamorfismo del esquistos verde [greenschist].

La concentración de biomarcadores es severamente disminuida o completamente destruidos por su inestabilidad bajo estas condiciones.

Factores que influyen en la generación de crudo:

- Tipo de Kerógeno
- Madurez, interpretada en el contexto del modelamiento de la cuenta y del gráfico de historial de enterramiento.
- Acumulación y preservación de la materia orgánica
 - Alta productividad primaria por plantas
 - Ambiente anóxico [anoxia]⁶⁴ o ambiente óxido pero con productividad muy elevada.
 - Baja energía
 - Sedimentos de tamaño fino
- Expulsión, que incluye una combinación de mecanismos.
 - Diferencia de Presión, debido a la compactación y la generación de hidrocarburos, lo que genera una sobre presión, lo que fractura las rocas y genera liberación esporádica de fluidos.
 - Diferencia de Concentración (Difusión)
 - Fuerzas Capilares en garganta de poro minerales y en el kerógeno.
 - Aq. Soln. durante la deshidratación y descompactación
- Migración. Una vez expulsado, el petróleo se dispersa en todas las direcciones y sólo una pequeña cantidad se mueve por la **ruta de migración** [migration pathway].
La migración está influenciada por mecanismos como: flotabilidad [**buoyancy**], flujo de agua, gradientes de presión, permeabilidades relativas (mojabilidad, garganta de poro)⁶⁵.
- Acumulación y preservación en la roca de almacenamiento
 - Buen sello⁶⁶, la eficiencia del sello se mide contra la tasa de carga.
 - Inhibición de los procesos de alteración, como lo son biodegradación y lavado por agua [wáter washing].

⁶³ Estos valores dependen del tipo de materia orgánica. (Márquez, *Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]*, Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

⁶⁴ (Peters, Walters y Moldowan, *The biomarker guide*, Cambridge University Press 2005)

⁶⁵ (Philp, *Petroleum and Environmental Geochemistry* [memorias y apuntes]. *Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6*, UIS, CENIVAM 2015).

⁶⁶ Los mejores sellos son domos de sal; peores sellos son lodolitas delgadas y poco compactadas con alta proporción de limos y arenas. Los sellos pueden ser dañados por fallamiento. (Philp, *Petroleum and Environmental Geochemistry* [memorias y apuntes]. *Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6*, UIS, CENIVAM 2015, p. 1 (29))

La generación es cinéticamente controlada en función del tiempo y la temperatura en la rotura de los enlaces químicos en el querógeno.

3. GEOQUÍMICA ORGÁNICA APLICADA A FORMACIONES TIPO SHALE

Los parámetros relacionados con la descripción geoquímica de una roca generadora son presentados en la Tabla 4.

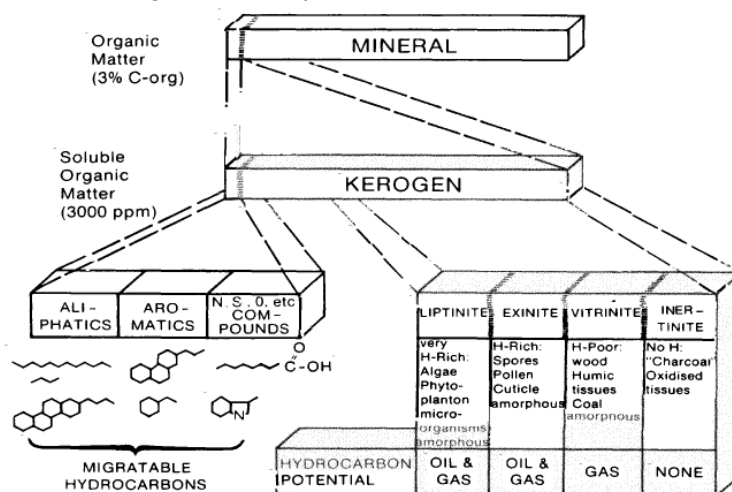
Tabla 4 Caracterización Geoquímica

	Determinación	
	A partir de pruebas de laboratorio	A partir de registros de pozo
Tipo de Kerógeno	Análisis Pirolisis (S1, S2) ³ + TOC (O:C, H:C) ³	
	Estudio de Isótopos estables ⁵	
	Estudio de Biomarcadores ⁵	
Grado de Madurez	Análisis Pirolisis Rock-Eval (PI, Tmax) ⁶	Registros Sónicos y Velocidad sísmica ⁶
	Ro (Reflectancia Vitrinita) ^{3,6}	
	Biomarcadores ⁵ , Diamantoides	Registros <i>Neutron Porosity</i> , Resistividad Profunda, <i>Density Porosity</i> ⁶
	Gradiente geotérmico ⁵	
Volumen de Kerógeno	Prueba de TOC ³	Registro de Resistividad ⁶
		Registro de Inducción
		GR espectral (es un indicador de contenido orgánico)
		RMN limita el volumen de Kerógeno
Mineralogía	XRD (Difracción rayos x) ^{3,4}	Espectroscopia de captura elemental (Mineralogía Geoquímica); También se identifica tipo de arcilla ¹
	XRF (Fluorescencia rayos x) ^{3,4}	
	ICP (Plasma Acoplado Inductivamente) ³	
	LIBS (Laser-Induced Breakdown Spectral)	
Potencial de la roca fuente	Pirolisis Rock-Eval (S1, S2)	
Relaciones fuente-yacimiento-crudo/gas	Estudio de Biomarcadores ⁵	
	Estudio de Isótopos estables ⁵	
Niveles de Biodegradación	Estudio de Biomarcadores ⁵	
	Estudio de Isótopos estables ⁵	

¹También con GR espectral. ²(Passey y otros, 2010), ³(Pitcher, 2012), p.7, ⁴(Marsala y otros, 2011), p. 2. ⁵(Philp, 2015), ⁶(Labani y Rezaee, 2012)

En los yacimientos no convencionales, tipo *shale*, los componentes de la roca fuente o generadora deben ser bien conocidos, en la Figura 13 se presentan los tipos de componentes típicos; como se puede ver, del Kerógeno se pueden diferenciar dos fracciones, una soluble y otra insoluble. Además, se identifican en el Kerógeno macerales como la vitrinita, derivada de materia orgánica de plantas superiores, estos macerales son la base el sustento de la petrografía, la cual permite establecer el grado de madurez de alguna región de la formación.

Figura 13 Componentes de la roca fuente



Fuente: (PHILP, 2015) p1(48)

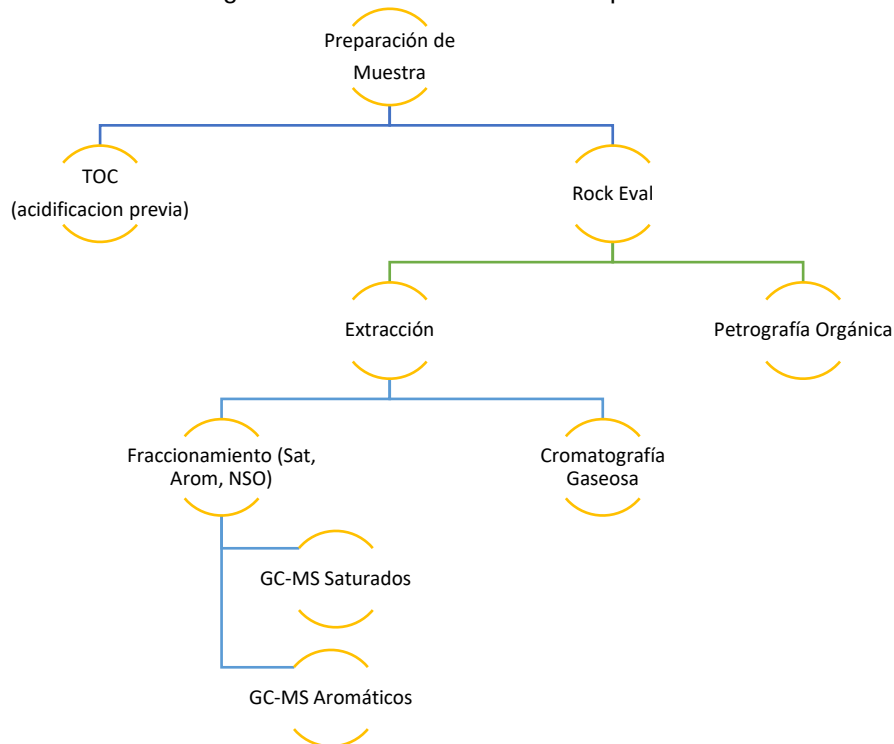
La separación de componentes para la identificación, cuantificación y análisis se puede realizar por técnicas como:

- ❖ Extracción Soxhlet
- ❖ Cromatografía líquida
- ❖ Cromatografía gaseosa

En cuanto a la ruta analítica del laboratorio de geoquímica, se presenta la siguiente posibilidad⁶⁷:

⁶⁷ (Márquez, *Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]*, Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

Figura 14 Ruta analítica Lab. Geoquímica



3.1 TÉCNICAS ANALÍTICAS

- ❖ Análisis TOC
- ❖ Pirolisis Rock Eval
- ❖ GC [gas chromatography]
- ❖ GCMS [gas chromatography + Mass Spectrometry]
- ❖ Cromatografía de crudo total [Whole Oil]
Da indicios sobre el origen de la materia orgánica
- ❖ Análisis de isótopos totales [Bulk Isotopes]
- ❖ GCIRMS [gas chromatography + Isotope-Ratio Mass Spectrometry]
- ❖ Hidro-pirólisis [Hydrous Pyrolysis]; MSSV [micro-scale sealed vessel]
- ❖ pyGC, pyMS, pyGCMS [Pyrolysis–gas chromatography–mass spectrometry]
- ❖ Caracterización Visual

3.1.1 Análisis TOC

Se mide la cantidad del carbono orgánico total (TOC o carbono orgánico) más no la calidad del carbono orgánico o las muestras de sedimentos. La materia orgánica total puede ser calculada multiplicando TOC por 1.2, asumiendo que la materia orgánica es el 83 %w del carbono.

Figura 15 Valores de referencia de TOC

Un error común es que el TOC mínimo requerido para rocas fuente carbonatadas es menor (0.3 %w⁶⁸) que el requerido para rocas fuente tipo *shale*⁶⁹ (0.5 %w⁷⁰).

El valor medido por esta prueba conocido como carbono orgánico es en realidad un indicador de la cantidad de materia orgánica (no una medición directa de esta), porque la materia orgánica tiene otros componentes diferentes al carbono orgánico⁷¹.

% TOC (Shales)	% TOC (Carbonates)	Descriptive Term
0.00 - 0.50	0.00 - 0.12	Poor
0.50 - 1.00	0.12 - 0.25	Fair
1.00 - 2.00	0.25 - 0.50	Good
2.00 - 4.00	0.50 - 1.00	Very Good
4.00 - 8.00+	1.00 - 2.00+	Excellent

(Values expressed as a weight percent)

Fuente: (Philp, 2015, p1(49))

Materiales y equipos

- Analizador de Carbono y Azufre Total
- Muestra de roca 100 gr, pre-lavada con HCl

Procedimiento

Sobre la roca total libre de contaminantes y de carbonatos (ya que este carbono alteraría el resultado) se mide el CO₂ liberado después de una combustión a una temperatura mayor de 800 °C.

Para dejar la muestra libre de carbonatos se realiza previa **acidificación** con por ejemplo ácido clorhídrico caliente para disolver todos los carbonatos; se lava tres veces y se seca en un horno a 40°C por 8 horas. Si no se realiza acidificación se estaría hallando **carbono total** (TC).

En el proceso también se utilizan catalizadores para acelerar la reacción⁷².

⁶⁸ (Tissot y Welte, *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer Berlin Heidelberg 1984)

⁶⁹ (Peters, Walters y Moldowan, *The biomarker guide*, Cambridge University Press 2005), p. 72

⁷⁰ (Tissot y Welte, *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer Berlin Heidelberg 1984)

⁷¹ (Márquez, *Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]*, Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

⁷² Loc. cit

Outputs

En la Figura 15 se presentan algunos valores de referencia para establecer la calidad del valor obtenido de TOC, el cual se expresa en porcentaje en peso (%w=carbono orgánico/100 g de roca).

3.1.2 Pirólisis Rock-Eval

Materiales y equipos

- Horno pirolizador
- Horno de oxidación
- Muestra: debe estar macerada

Procedimiento

Se quema la roca con la materia orgánica en un proceso en el que se modifica la temperatura como se muestra en la Figura 16.

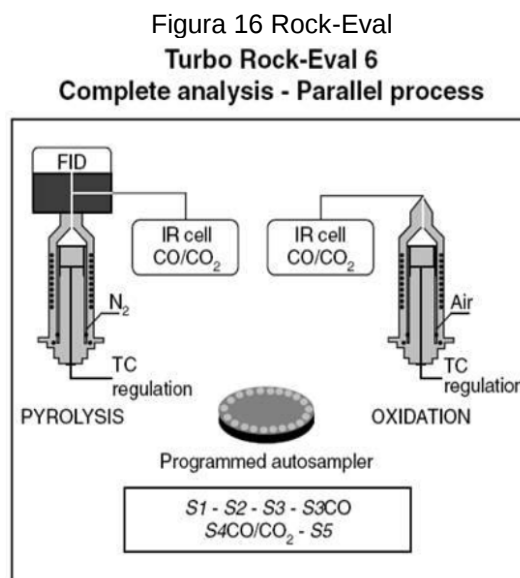
La primera fase es de purga, después se mantiene una temperatura de 300°C, en esta se obtiene el pico S1. Después se aumenta la temperatura a una tasa constante de **25°C/minuto** hasta alcanzar entre 600 y 700 °C (en una atmósfera inerte). Después se disminuye la temperatura, y se obtienen el pico S3 en que se libera CO₂ asociado a la presencia de oxígeno en el Kerógeno (fracción de componentes NSO).

Un detector de ionización de llama (FID) detecta los componentes orgánicos generados durante la pirolisis, mientras que una termocupla monitorea la temperatura durante el proceso.

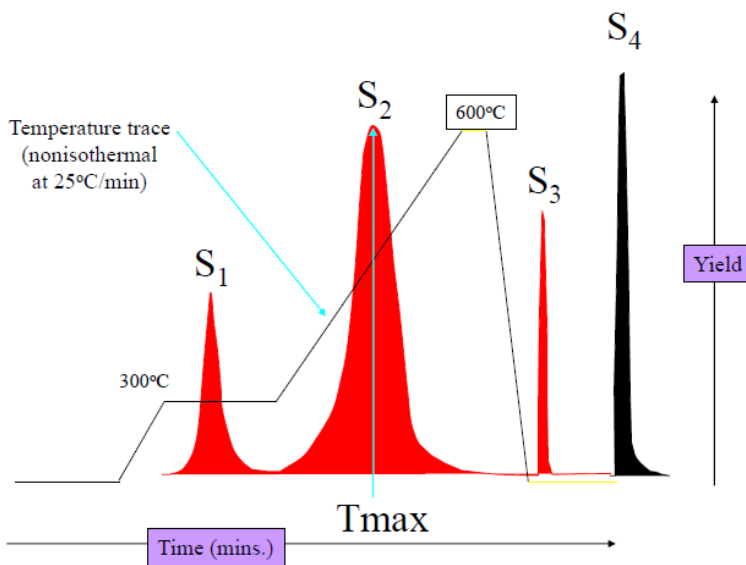
Outputs

- S1 [mg HC/ g Roca]. HC libre en la roca vaporizada a 300°C. Se relaciona con los HC que ya se generaron. Representa los hidrocarburos que pueden ser térmicamente destilados de la roca. Usualmente algo de S1 permanecerá como gas seco adsorbido, aún en rocas altamente post-maduras.
- S2 [mg HC/ g Roca]. Potencial remanente para generar hidrocarburos a partir de degradación pirolítica del kerógeno, yendo desde 300-600°C usualmente a una tasa de 25°C/minuto.

Figura 16 Pirograma



Fuente: (Philp, 2015)



Fuente: (PHILP, 2015), p1(51)

- TMAX [°C]. Es la temperatura del horno que corresponde a la máxima tasa de generación de hidrocarburos en el pico S₂; Es un indicador de madurez térmica dependiente del kerógeno.
- S₃ [mg CO₂/ g Roca] por definición dióxido de carbono orgánico generado de un gramo de roca durante un programa de temperatura hasta 390°, y es analizado usando un detector de conductividad térmica (TCD)⁷³
- S₄: Carbono residual de oxidación de *dead carbón* remanente después de la pirólisis; Proceso de oxidación a 580°C por 12 minutos.

Nota: aunque la literatura expresa S₁ y S₂ en [mg HC/g Roca], el detector FID también detecta no hidrocarburos.

Tabla 5 Valores típicos de índice de hidrogeno/oxigeno

Kerógeno Tipo	Índice	
	O/C	H/C
I	0.06 ¹	1.54 ¹
II	0.19 ¹	1.34 ¹
III	0.28 ¹	1.06 ¹

¹ (Márquez, 2015)

Más detalles sobre la técnica pueden ser consultados en fuentes de autores como Peters⁷⁴, Tissot y Welte⁷⁵.

A partir de los resultados de esta prueba se pueden determinar algunos indicadores útiles en la caracterización, como lo son el índice de oxígeno, el índice de hidrógeno, entre otros.

⁷³ (Peters, Walters y Moldowan ,*The biomarker guide* ,Cambridge University Press 2005, p. 78)

⁷⁴ (Peters, Walters y Moldowan ,*The biomarker guide* ,Cambridge University Press 2005) [2;(93)]

⁷⁵ (Tissot y Welte ,*Petroleum Formation and Occurrence* ,Springer Berlin Heidelberg 1984) [10]

Índice de Hidrógeno (HI)

Previamente ha sido utilizado como forma de expresar la madurez del kerógeno cuando se relaciona la madurez de la roca con las propiedades de físicas de la roca. Sin embargo, otros autores han mostrado que HI mayormente expresa el **potencial de generación de hidrocarburos** (HGP) y la calidad de la roca fuente (es decir generadora de aceite versus generadora de gas), las cuales son ambas funciones de los tipos de macerales que constituyen el kerógeno⁷⁶.

Ecuación 5 Índice de Hidrógeno

$$HI = \frac{S2}{TOC} * 100 [mgHC/gTOC]$$

(Márquez ,*Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]* ,Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

Índice de Oxígeno (OI)

Corresponde a la cantidad de dióxido de carbono de S3 relativo al TOC.

Ecuación 6 Índice de Oxígeno

$$OI = \frac{S3}{TOC} * 100 \left[\frac{mgCO_2}{gTOC} \right]$$

(Márquez ,*Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]* ,Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS) 2015)

Índice de Producción (PI)

Ecuación 7 Índice de Productividad

$$PI = \frac{S1}{S1+S2} [mgCO_2/gTOC]$$

(Philp ,*Petroleum and Environmental Geochemistry [memorias y apuntes]*. *Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6* ,UIS, CENIVAM 2015)

3.2 NIVEL DE MADURACIÓN TÉRMICA

Existen diferentes rutas para determinar, al menos de forma aproximada, el grado de maduración de la materia orgánica, a continuación, se presentan algunas:

- A partir de reflectancia de vitrinita (Ro)
- A partir de Tmax
- A partir de PI (índice de producción)
- A partir de un índice de alteración térmica (TAI)
- A partir un gráfico de dispersión de HI vs OI

⁷⁶ (Vanorio, Mukerji y Mavko ,Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich shales. En: 14, *The Leading Edge* [en línea] ,s.n. 2008) [14] revisión de geomecánica.

Figura 17 Criterios aceptados para describir madurez térmica y generación

Maturity	Maturation			Generation		
	R _o (%)	T _{max} (°C)	TAI	Bitumen/TOC*	Bitumen (mg/g rock)	Production index (S1/(S1+S2))
Immature	0.20–0.60	<435	1.5–2.6	<0.05	<50	<0.10
Mature						
Early	0.60–0.65	435–445	2.6–2.7	0.05–0.10	50–100	0.10–0.15
Peak	0.65–0.90	445–450	2.6–2.7	0.15–0.25	150–250	0.25–0.40
Late	0.90–1.35	450–470	2.9–3.3	–	–	>0.40
Postmature	>1.35	>470	>3.3	–	–	–

Fuente: (Peters y otros, 2005, p. 73)

3.2.1 A partir de T_{max}

Al igual que la reflectancia vitrinita (R_o) y el TAI [Thermal Alteration Index], T_{max} es un parámetro de esfuerzo térmico por lo que puede ser usado para estimar madurez térmica cómo se puede ver en la Figura 17. Cambios en los parámetros de esfuerzo térmico dependen primariamente de las condiciones de tiempo/temperatura y pueden ser relacionados aproximadamente con la etapa de generación de petróleo para diferentes tipos de rocas.

Rock-Eval T_{max} menor de ~435°C indica materia orgánica inmadura que ha generado poco o nada de petróleo. T_{max} mayor de 470°C coincide con la zona de gas húmedo.

T_{max} y PI son índices de madurez térmica, pero dependen parcialmente de otros factores tales como el tipo de materia orgánica, por lo que las conclusiones deben estar soportadas por otras mediciones geoquímicas⁷⁷.

A partir de una colección de *shales* con Kerógenos tipo II y III con poco azufre, se deriva la siguiente ecuación para convertir T_{max} a R_o:

Ecuación 8 Convertir T_{max} a R_o

$$Ro(calculada) = 0.0180T_{max} - 7.16$$

R_o= Reflectancia Vitrinita, T_{max}= parámetro de Rock-Eval [°C]

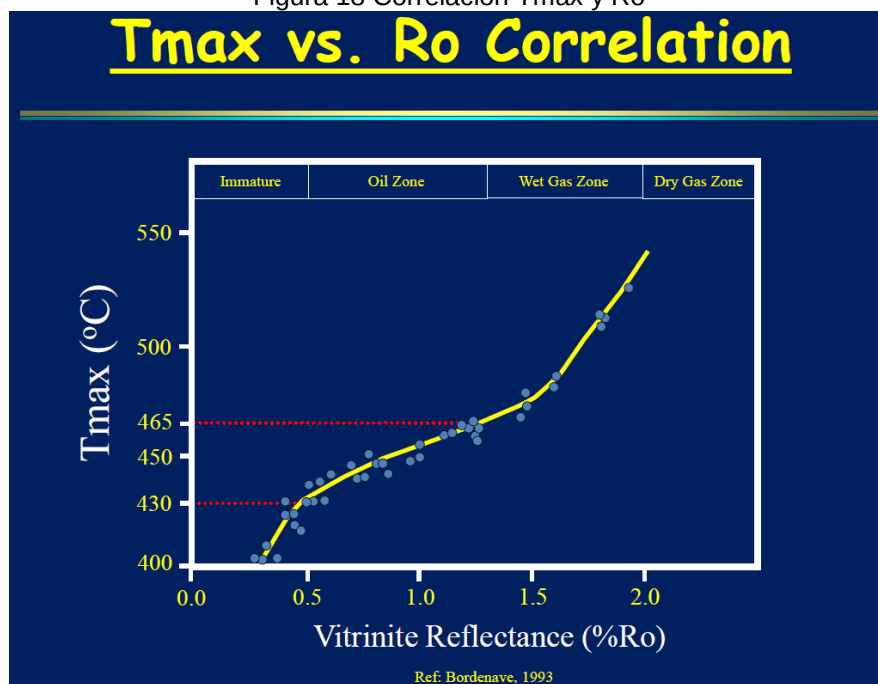
(Peters, Walters y Moldowan, *The biomarker guide*, Cambridge University Press 2005, p. 89)

La Ecuación 8 funciona razonablemente bien para kerógenos tipo II y III, pero no para kerógenos tipo I. No se recomienda su uso para muestras de madurez muy alta o muy baja (donde T_{max}<420°C o >500°C) o donde S₂ es menor que 0.5 mg HC/g Roca.

⁷⁷ (Peters, Walters y Moldowan, *The biomarker guide*, Cambridge University Press 2005, p. 88)

Otro método que correlaciona Tmax con Ro es presentado por Philp⁷⁸, en esta se emplea la relación presentada en la Figura 18.

Figura 18 Correlación Tmax y Ro



Fuente: Presentación de seminario sobre geoquímica orgánica (Philp, 2015)

3.2.2 A partir de PI

PI menor de 0.1 indica materia orgánica inmadura que ha generado poco o nada de petróleo. PI alcanza ~0.4 al fondo de la ventana de aceite (inicio de la zona de gas húmedo) y puede incrementar tan alto como 1.0 cuando la capacidad de generación de hidrocarburos ha sido agotada (ver Figura 17)⁷⁹.

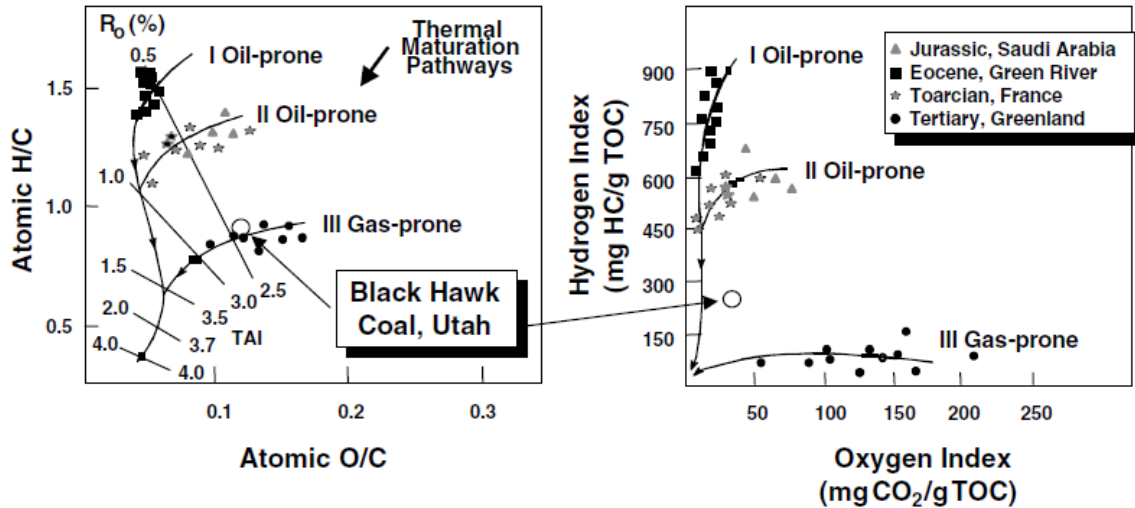
3.2.3 A partir de HI vs OI

Si se conoce la calidad del kerógeno, el nivel de maduración de la materia orgánica puede ser estimado aproximadamente a partir de un gráfico de dispersión de HI vs OI, conocido también como diagrama modificado de van Krevelen mostrado en la Figura 19.

⁷⁸ (Philp, Petroleum and Environmental Geochemistry [memorias y apuntes]. Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6, UIS, CENIVAM 2015)

⁷⁹ (Peters, Walters y Moldowan, The biomarker guide, Cambridge University Press 2005, p. 88)

Figura 19 Madurez - HI vs OI



La madurez térmica incrementa a lo largo de caminos convergentes de maduración, con las más muestras más maduras in la parte más baja y a la izquierda de cada figura. Fuente: (Peters y otros, 2005, p. 77)

4. FUNDAMENTOS DE GEOMECÁNICA

“La ciencia del estudio geológico del comportamiento del suelo y de las rocas. Esta incluye dos principales disciplinas: mecánica de suelos y mecánica de rocas” (Aadnøy y Looyeh, *Petroleum Rock Mechanics. Drilling operations and well design* [en línea], Elsevier 2011)

- Mecánica de Suelos:

“Soil mechanics is a branch of soil physics and engineering mechanics that describes the behavior of soils. It differs from fluid mechanics and solid mechanics in the sense that soils consist of a heterogeneous mixture of fluids (usually air and water) and particles (usually clay, silt, sand, and gravel) but soil may also contain organic solids and other matter.”⁸⁰

Karl Von Terzaghi (Austria, 1883-1963), geólogo e ingeniero civil. es considerado el padre de la mecánica de suelos. Entre sus obras se encuentran: *Erdabaumechanik* (1924), *Theoretical Soil Mechanics* (1943).

- Mecánica de Rocas:

“Es la rama de la mecánica que se ocupa del **estudio de las respuestas de las rocas** y masas de rocas, a los **campos de fuerzas** que actúan en su entorno”⁸¹

⁸⁰ (Colaboradores de Wikipedia, Soil Mechanics. *Wikipedia, La enciclopedia libre* [en línea], s.n. 2016)

⁸¹ Academia Nacional de Ciencias de US, 1966, citado en: (Vanegas, Registros de Pozos Petrolíferos. En: 9, *Curso 2014-I [presentaciones y apuntes]*, Universidad Industrial de Santander 2014) [9; p1(3)]

“ciencia que se ocupa del estudio de las **fuerzas y movimientos** en cualquier sistema material. Algunos conocimientos de mecánica son valiosos en el campo de la geología porque...”⁸²

“An applied science to study the mechanical behavior of rock and rock masses and to quantify their response to the force fields of their physical environment.”⁸³

4.1 GEOMECÁNICA DE YACIMIENTOS

La geomecánica de yacimientos es interdisciplinaria, integra la mecánica de rocas, la geología estructura y la ingeniería de petróleos para la solución de un amplio rango de problemas geomecánicos que surgen durante la explotación de yacimientos de petróleo y gas⁸⁴.

4.1.1 Constantes Elásticas / Módulos De Elasticidad

El módulo de Young es la relación del esfuerzo y la deformación y la relación de Poisson está definido cómo la relación negativa de la deformación transversal (o lateral) y la deformación axial (o longitudinal)⁸⁵.

Dados los módulos YM y PR, pueden ser calculados directamente todos los otros módulos, aplicando relaciones como la de la Tabla 6.

Medición

Los módulos elásticos de las rocas pueden ser determinados bajo condiciones estáticas de carga o bajo condiciones dinámicas mediante la medición de velocidades sónicas compresionales y de cizalla, y de la densidad.

Módulos Estáticos

La medición estática ha sido revisada ampliamente desde más de 38 años (por ejemplo, por Lama y Vutukuri⁸⁶).

Los módulos de elasticidad estáticos pueden ser medidos de forma precisa en el laboratorio seleccionando muestras, revistiéndolas, ubicando medidores de deformación [strain gage] o transductores de desplazamiento, aplicando el esfuerzo de confinamiento apropiado, y cargando las muestras axialmente a bajas tasas de deformación.

⁸² Loc cit.

⁸³(Aadnøy y Looyeh ,*Petroleum Rock Mechanics. Drilling operations and well design* [en línea] ,Elsevier 2011), p. 340

⁸⁴ (Zoback ,*Reservoir geomechanics* ,Cambridge University Press 2010)

⁸⁵ (Labani y Rezaee ,The Importance of Geochemical Parameters and *Shale* Composition on Rock Mechanical Properties of Gas *Shale* Reservoirs: a Case Study From the Kockatea *Shale* and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering* ,s.n. 2014), p. 3.

⁸⁶ (Lama y Vutukuri ,*Handbook on mechanical properties of rocks - Testing Techniques and Results* ,s.n. 1978) [21]

Tabla 6 Relaciones entre constantes elásticas

	E	ν	G	K	λ
E - ν			$\frac{E}{2(1+\nu)}$	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$
E - G		$\frac{E-2G}{2G}$		$\frac{EG}{3(3G-E)}$	$\frac{G(2G-E)}{(E-3G)}$
E - K		$\frac{3K-E}{6K}$	$\frac{3EK}{9K-E}$		$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$
E - λ		*	**	***	
ν - G	$2G(1+\nu)$			$\frac{2}{3}G\frac{1+\nu}{1-2\nu}$	$\frac{2G\nu}{1-2\nu}$
ν - K	$3K(1-2\nu)$		$\frac{3K(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$		$\frac{3K\nu}{1+\nu}$
ν - λ	$\frac{\lambda}{\nu}(1+\nu)(1-2\nu)$		$\frac{\lambda(1-2\nu)}{2\nu}$	$\frac{1+\nu}{3\nu}\lambda$	
G - K	$\frac{9KG}{3K+G}$	$\frac{3K-2G}{3}$			$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$
G - λ	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$		$\lambda+\frac{2}{3}G$	
K - λ	$\frac{9K(K+\lambda)}{3K-\lambda}$	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$	$\frac{3(K-\lambda)}{2}$		

Fuente: (Calderon 2014), presentación

La prueba más común es realizada con una muestra cilíndrica bajo condiciones de esfuerzo triaxial (carga axial y presión circunferencial), con la presión de confinamiento escogida para que ajuste con el **esfuerzo efectivo medio**. El esfuerzo efectivo medio es usualmente tomado como se presenta en la siguiente ecuación:

$$\hat{\sigma}_{\text{confinamiento}} = \frac{\sigma_{\text{overburden}} + \sigma_{h\text{max}} + \sigma_{h\text{min}}}{3} - \alpha P_{\text{poro}}$$

α = *parámetro poroelástico, constante de Biot*

$$\hat{\sigma}_{\text{confinamiento}} = \text{Esfuerzo efectivo medio}$$

(Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998)

Las variaciones de los módulos con el esfuerzo de confinamiento generalmente varían en el rango de 10-20%⁸⁷.

Una vez seleccionada hallada la presión de confinamiento, el módulo de Young se puede calcular como la pendiente de la curva de esfuerzo vs deformación axial (Figura 20), la cual puede tener diferentes formas como se muestra en la Figura 21.

Figura 20 Curva Esfuerzo VS Deformación

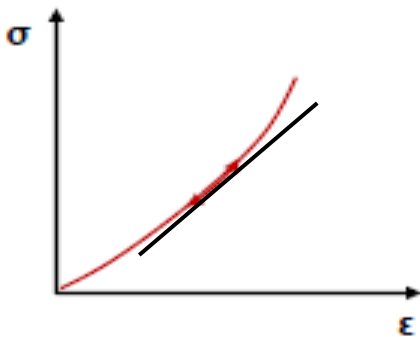
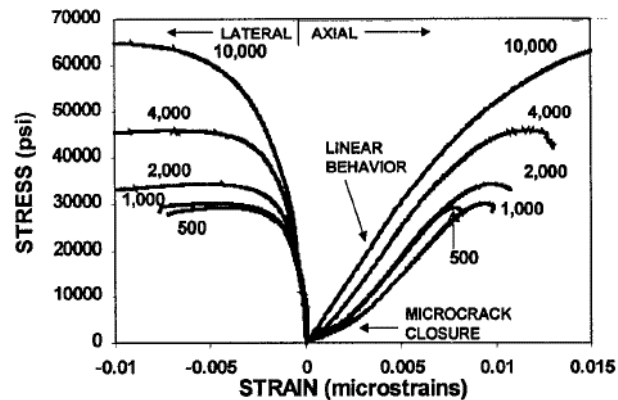


Figura 21 Ejemplo Resultados prueba triaxial



Fuente: (Warpinski y otros, 1998), p. 11

Teóricamente, sería apropiado escoger la tangente de la sección inicial porque el origen concuerda con la condición inicial de esfuerzo efectivo medio aplicado in-situ. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, para una presión de confinamiento dada, se debe determinar un rango de presión adecuado ya que como se ve en la Figura 21, puede haber secciones anormales cercanas al origen (asociadas a microgrietas) y el modulo obtenido sería anormalmente bajo, por lo que es más apropiado tomar un valor en una sección de la curva con condiciones de esfuerzo mayores⁸⁸.

El mismo inconveniente se puede presentar al hallar la relación de Poisson.

Módulos Dinámicos

Son obtenidos de la medición de: (1) densidad de la roca (ρ), (2) velocidades de ondas sínicas. Las ondas empleadas son de tipo volumétricas elásticas y se diferencian las siguientes:

⁸⁷ (Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998), p. 2

⁸⁸ (Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998), p. 2

- **Ondas P⁸⁹ o compresional.** Una onda sísmica elástica en la cual el movimiento de las partículas es en la dirección de la propagación. Las ondas P son las ondas estudiadas en los datos sísmicos convencionales.

En un medio sólido **isotrópico homogéneo**, la velocidad de la onda P (V_p) puede ser expresada en términos de constantes elásticas y la densidad, cómo se puede ver en la Ecuación 9.

Ecuación 9 Onda P medio isotrópico

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E(1 - \sigma)}{\rho(1 - 2\sigma)(1 + \sigma)}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

V_p = Velocidad de onda P, λ y μ las constantes de Lamé, E = Módulo de Young, K = Módulo total, σ = relación de Poisson.

(Sheriff ,Search for term. *SEG Wiki - Dictionary* [en línea] ,s.n. 2016), P-wave

Las ondas P incidentes en una interfase con una incidencia diferente a la incidencia normal pueden producir ondas S reflejadas y transmitidas, que en ese caso se conocen como ondas convertidas.

- **Onda S u onda de corte⁹⁰.** Una onda volumétrica elástica en la que las partículas oscilan en dirección perpendicular a la dirección en que se propaga la onda.

Las ondas S son generadas por la incidencia de las ondas P en una interfase con una incidencia diferente a la incidencia normal, por lo que también son llamadas **ondas convertidas**. Del mismo modo, las ondas S pueden ser convertidas en ondas P.

En un medio isotrópico la velocidad de las ondas s (V_s) está dada por:

Ecuación 10 Onda S en medio isotrópico

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1 + \sigma)}}$$

E = módulo de Young, μ = módulo de cizalla, σ = relación de poisson

Tomada de: (Sheriff ,Search for term. *SEG Wiki - Dictionary* [en línea] ,s.n. 2016)

Las ondas S tienen 2 grados de libertad y pueden ser polarizadas en varias direcciones (ver onda SH y SV). Los datos de la reflexión de la onda S a menudo

⁸⁹ También llamada onda de dilatación [dilatational wave], onda primaria, onda longitudinal, onda *push-pull*, onda de presión [pressure wave], onda de rarefacción [rarefaction wave] u onda irrotacional [irrotational wave].

⁹⁰ También llamada onda de cizallamiento [shear wave], onda tangencial [tangential wave], onda secundaria, onda transversal [transverse wave], onda rotacional [rotational wave], onda de distorsión [distortional wave] u onda *equivolumnar*.

son mostrados en la mitad de escala vertical de los datos de onda P comparables para compensar de forma aproximada la diferencia entre las velocidades de esta⁹¹. Las ondas S, se propagan más lentamente que las ondas P y no pueden propagarse a través de los fluidos porque los fluidos no sustentan el esfuerzo cortante. El registro de las ondas S requiere receptores acoplados al terreno sólido.

En el registro lo que se mide es el **tiempo de transito de intervalo (DT o t)** [Interval transit time] [$\mu\text{s}/\text{ft}$] de la onda, también llamado la **lentitud** [slowness] o **delta t**, que es el tiempo gastado en recorrer una distancia.

Los tiempos de tránsito interválicos de ondas P, correspondientes a los tipos de rocas sedimentarias comunes, oscilan entre 43 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (roca dolomía) y 160 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (lutitas no consolidadas) microsegundos por pie, y pueden distinguirse de las mediciones de los revestimientos de acero, que exhiben un tiempo de tránsito consistente de 57 $\mu\text{s}/\text{ft}$ ⁹².

Teniendo los datos de velocidades de onda y densidad, el cálculo de los módulos es el siguiente:

$$\text{Ecuación 11}$$

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

E [psi], V_p [ft/s], V_s [ft/s], ρ [Lb/ft³]

(Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998)⁹³

Una forma equivalente de estas expresiones, en términos de tiempo de viaje de la onda, es:

Ecuación 12

$$E = 13447\rho \frac{(3R - 4)}{(DTC^2 R(R - 1))} \text{ y } \nu = \frac{(R - 2)}{(2R - 2)} \text{ donde } R = \frac{DTS^2}{DTC^2}$$

E [Mpsi], ρ [g/cm³], DTC⁹⁴ [$\mu\text{s}/\text{ft}$], DTS [$\mu\text{s}/\text{ft}$]

Tomada de: (Barree, Gilbert y Conway ,*Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation*. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 2.

Las velocidades pueden obtenidas a partir de:

⁹¹ S-wave en (Sheriff ,Search for term. *SEG Wiki - Dictionary* [en línea] ,s.n. 2016).

⁹² (SCHLUMBERGER ,Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. [sin fecha]), búsqueda por: Sonic log, P-wave, S-wave, delta t.

⁹³ Expresiones originalmente presentadas por: (Lama y Vutukuri ,*Handbook on mechanical properties of rocks - Testing Techniques and Results* ,s.n. 1978)

⁹⁴ Lentitud [slowness] o tiempo de tránsito, cantidad de tiempo que se tarde una onda para recorrer cierta distancia, se mide generalmente en $\mu\text{seg}/\text{ft}$. (SCHLUMBERGER ,Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. [sin fecha]). Es el recíproco de velocidad de onda acústica, ya sea V_p o V_s .

- Velocidades de laboratorio (ultrasónicas), usando técnica de pulso usualmente.
- Velocidades derivadas de registros (registro de mono-polo y dipolo sínico)⁹⁵
- Estudios sísmicos tipo Cross-well o verticales con suficiente calidad.

Las velocidades sísmicas dependen del **módulo de elasticidad** del material y de su **densidad**⁹⁶, pero como lo mencionan Wang et al⁹⁷, las velocidades son intrínsecamente parámetros relacionados con propiedades del ambiente cómo:

- Historia de esfuerzos
- Historia de temperatura
- Propiedades del fluido (cómo viscosidad y densidad)
- Propiedades de la roca (cómo contenido de arcillas y porosidad)

Tabla 7 Velocidades típicas de componentes comunes en una matriz de *Shale*

Name	V_p (m/s)	V_s (m/s)	Density (g/cc)
Quartz	5,530	3,455	2.65
Limestone	5,800–7,000	3,050–3,684	2.71
Dolomite	6,770–7,925	3,760–4,402	2.87
Smectite	2,780–6,072	1,300–3,134	2–2.7
Kaolinite	1,440–6,230	930–3,550	2.60
Methane	550	–	0.00717
Brine (120 Kppm)	1,740–1,840	–	1.0686

Fuente: (Pickett 1963), (Rider, 1996), (Mondol et al. 2008), citado por (Labani y Rezaee, 2014)

Algunas Dificultades:

- Errores o anisotropías pueden resultar en combinaciones de velocidades que no son físicamente razonables, es decir $Y_M < 0$, $PR < 0$ o $PR > 0.5$, por lo que deben realizarse correcciones⁹⁸.
- En algunos casos no se cuenta con datos sísmicos completos de V_s . En esos casos es posible estimar V_s a partir de V_p empleando algunas relaciones empíricas disponibles en la literatura, como las presentadas en la Tabla 8, o

⁹⁵ Más información en (Harrison et al. ,*Acquisition and Analysis of Sonic Waveforms From a Borehole Monopole and Dipole Source for the Determination of Compressional and Shear Speeds and Their Relation to Rock Mechanical Properties and Surface Seismic Data* ,Society of Petroleum Engineers, SPE-20557-MS 1990)

⁹⁶ (Labani y Rezaee ,The Importance of Geochemical Parameters and *Shale* Composition on Rock Mechanical Properties of Gas *Shale* Reservoirs: a Case Study From the Kockatea *Shale* and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering* ,s.n. 2014), p. 3 [10;3]

⁹⁷ (Wang ,Fundamentals of seismic rock physics. *GEOPHYSICS* [en línea] ,s.n. 2001) [19]

⁹⁸ (Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998)

desarrollando una correlación para el caso específico cuando se cuente con algunos datos de Vs.

Tabla 8 Ecuaciones empíricas de relación de Vp y Vs en *shales*

Equation	Reference	Remarks
$V_s = 0.862 \times V_p - 1.172$	Castagna et al. (1985)	Mudrocks
$V_s = 0.769 \times V_p - 0.867$	(Castagna et al. 1993)	Mudrocks
$V_s = 0.70 \times V_p - 0.67$	Vernik et al. (2002)	Organic-rich shales

Vp [km/s], Vs [km/s]. Fuente: (Labani Y Rezaae, 2014)

5. GEOMECÁNICA DE YACIMIENTOS TIPO SHALE

En yacimientos no convencionales, la mayoría de las suposiciones para la estimación de propiedades de la roca, predicción de fractura y del perfil de esfuerzos en yacimientos convencionales pueden no aplicar. De hecho, los resultados pueden ser incorrectos. Geometrías de fractura predichos usando propiedades de la roca derivas convencionalmente y esfuerzos pueden ser también imprecisos. Normalmente se asume que los resultados de las mediciones en bruto son válidos y que las condiciones de medición son apropiadas para la determinación de las propiedades mecánicas y que las condiciones durante el fracturamiento hidráulico, sin embargo, en YNC esas asunciones no son válidas.

Los yacimientos no convencionales, especialmente *coal* y *shale*, puede comportares como materiales dúctiles o plásticos en vez de como elásticos⁹⁹.

Debido a esto la geomecánica debe incluir nuevos criterios y métricas para que sea aplicada a yacimientos no convencionales de tipo *shale*; a continuación, se presentan algunos avances en ese sentido.

5.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE ROCAS TIPO SHALE

5.1.1 MÓDULO DE YOUNG (YM) Y RELACIÓN DE POISSON (PR)

Se cuenta con estudios que obtienen YM y PR a partir de:

- Análisis de muestras en el laboratorio - Método estático, pruebas triaxiales¹⁰⁰
- Propagación de ondas sínicas a través de la roca– Método dinámico
- La secuencia estratigráfica¹⁰¹

⁹⁹ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009)

¹⁰⁰ Más información en (Josh et al. ,Laboratory characterisation of *shale* properties. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [en línea] ,s.n. 2012) [17]

¹⁰¹ Más información en (Slatt y Abousleiman ,Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas *shales*. En: 15, *The Leading Edge* [en línea] ,s.n. 2011) [15]

- Modelamiento físico¹⁰²
- Registros Convencionales – Método compuesto¹⁰³

Clásicamente PR y YM se calculan con registros de dipolo sónico, sin embargo, menos en de 1% de los pozos que requieren estimulación se dispone de esta data. En ausencia de esta información se utilizan registros convencionales para los cálculos, basándose en relaciones petrofísica y redes neuronales artificiales (lo que se conoce como método compuesto, el cual es abordado más adelante).

Medición por Método Dinámico:

En este cálculo se emplean los valores de las velocidades de onda de cizalla (V_s) y compresional (V_p) de igual manera a lo realizado en yacimientos convencionales.

Ecuación 13

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

E [psi], V_p [ft/s], V_s [ft/s], ρ [Lb/ft³]

(Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998)

O en la forma alternativa:

Ecuación 14

$$E = 13447\rho \frac{(3R - 4)}{(DTC^2 R(R - 1))} \text{ y } \nu = \frac{(R - 2)}{(2R - 2)} \text{ donde } R = \frac{DTS^2}{DTC^2}$$

E [Mpsi], ρ [g/cm³], DTC ¹⁰⁴ [μs/ft], DTS [μs/ft]

Tomada de: (Barree, Gilbert y Conway ,*Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation*. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 2.

Propagación, fuentes de error y correcciones

Las mediciones de velocidades de onda se ven afectadas por factores que muchas veces no son corregidos para los cálculos, cómo los mencionados por Barree y otros¹⁰⁵: Fracturas

- ✓ Laminación

¹⁰² Más información en (Zhu et al. ,*Understanding geophysical responses of shale-gas plays*. En: 16, *The Leading Edge* [en línea] ,s.n. 2011) [16]

¹⁰³ (Mullen, Roundtree y Turk ,*A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log)*. En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium* ,s.n. 2007)

¹⁰⁴ Lentitud [slowness] o tiempo de tránsito, cantidad de tiempo que se tarde una onda para recorrer cierta distancia, se mide generalmente en μseg/ft. (SCHLUMBERGER ,*Registro de Rayos Gamma. Oilfield Glossary* [en línea] ,s.n. 2016). Es el recíproco de velocidad de onda acústica, ya sea V_p o V_s (onda s, de cizalla).

¹⁰⁵ (Barree, Gilbert y Conway ,*Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation*. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 5

- ✓ Esfuerzos externos
- ✓ Temperatura
- ✓ Condiciones de fondo
 - Breakouts
 - Peso del lodo
 - Tamaño del hueco
 - Excentricidad
- ✓ Presión de poro
- ✓ Saturación de fluido

La **presencia de material orgánico** también afecta las propiedades dinámicas de las rocas calculadas y la estimación de esfuerzos in-situ. Todos esos efectos están ligados a la generación de hidrocarburos desde el Kerógeno en la roca fuente¹⁰⁶.

Varios métodos son usados para reducir el error en la detección y medición de la llegada de las ondas, tales como gráficos **slowness time coherence (STC)**. En la Ecuación 14, la confianza en esas formas de R conduce a grandes errores propagándose hasta las propiedades mecánicas. Un análisis de la propagación de error realizado por Barree y otros¹⁰⁷, muestra cómo se propaga el error hacia las propiedades presentadas después; los resultados se muestran en la

Figura 22, para la cual se asumió un error de +/- 5% en las velocidades sónicas; en la figura se puede ver cómo el error en el módulo de Young llega a más del 25%, eso asumiendo la medición de densidad (ρ) es libre de error.

En la

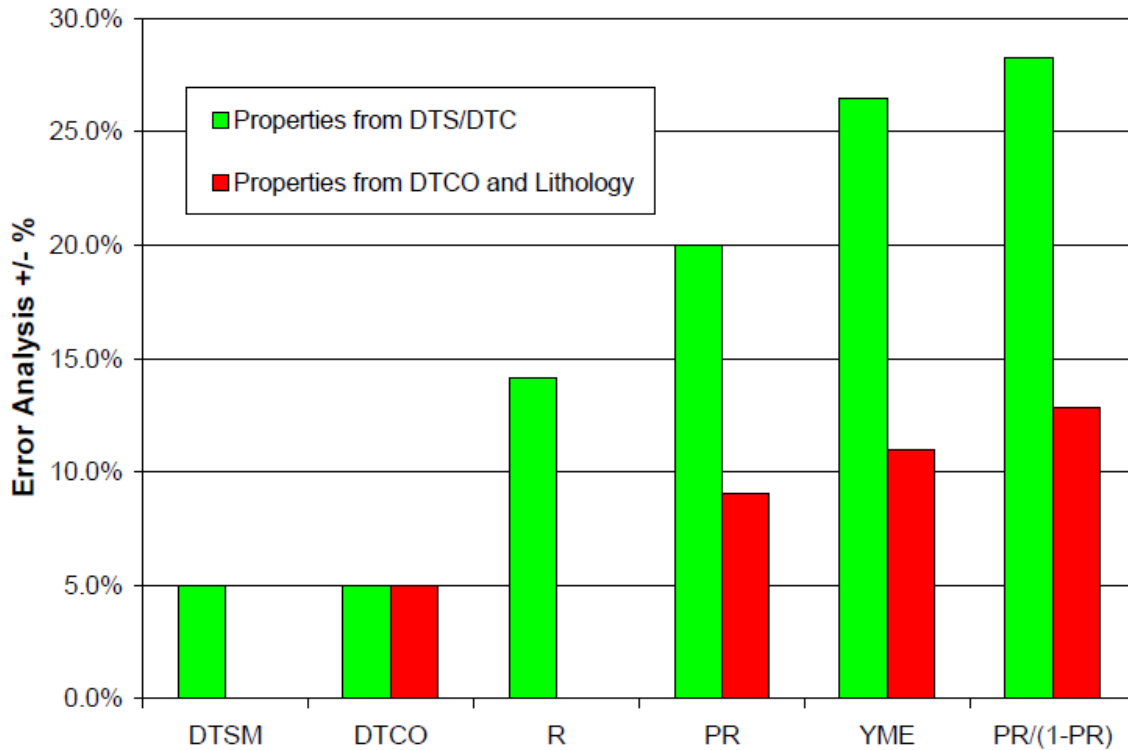
Figura 22 también se presentan el análisis de error para el cálculo por medio de sólo velocidad de onda compresional y litología (columnas de color rojo). Esta metodología es mencionada más adelante, cómo se puede ver a través de esta el error se reduce a +/-9% en el PR y a +/-11% en el YM (si la fracción litológica real es conocida). El corregir la velocidad compresional por saturación y efectos del ambiente proporcione menores errores en las propiedades mecánicas.

Registros acústicos de cara de pozo pueden estar sujetos a error significativo en la medición e interpretación. Pruebas diagnósticas de inyección para medir el esfuerzo in-situ pueden ayudar a asegurar la validez del perfil de esfuerzo calculado.

¹⁰⁶(Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 5.

¹⁰⁷ Loc cit.

Figura 22 Propagación de error de DTS y DTC



Los valores de error con de color rojo fueron obtenidos al calcular propiedades usando solamente velocidad de onda compresional (no de cizalla), en el cual se ve una reducción del potencial de error. El valor mostrado en la última columna es usado cuando se calcula esfuerzo.

Fuente: (Barree y otros, 2009), p. 3

Corrección de velocidades sónicas por la saturación de gas

La **presencia de gas** en el espacio poroso junto con la elevada presión interna, produce un retraso grande de la onda acústica compresional, y consecuentemente valores de DTC (lentitud de onda compresional) anormalmente altos.

Usando datos de velocidad con saturación de agua de Merkel¹⁰⁸ y velocidad acústica en gases calculada (hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/sound/souspe3.html), la DTC promedio puede ser estimada usando la ecuación 'Wyllie Time Series Acoustic' dada cómo:

Ecuación 15

$$DTC = \phi DTF L + (1 - \phi) DTMA$$

DTFL= tiempo de viaje de onda sónica de los fluidos de medio poroso, en este caso *volume-average fluid acoustic velocity for gas-water mixture* [μs/ft], DTMA= tiempo de viaje de onda sónica de la matriz de la roca (*slowness*) [μs/ft], ϕ =Porosidad [fracción]

¹⁰⁸ Merkel R. H. and Barree, R. D., and Towle, G.: "Seismic Response of Gulf of Mexico Reservoir Rocks with Variations in Pressure and Water Saturation," THE LEADING EDGE, pp. 290-299, March 2001. Citado por (Barre y otros, 2009).

(Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009, p. 4)

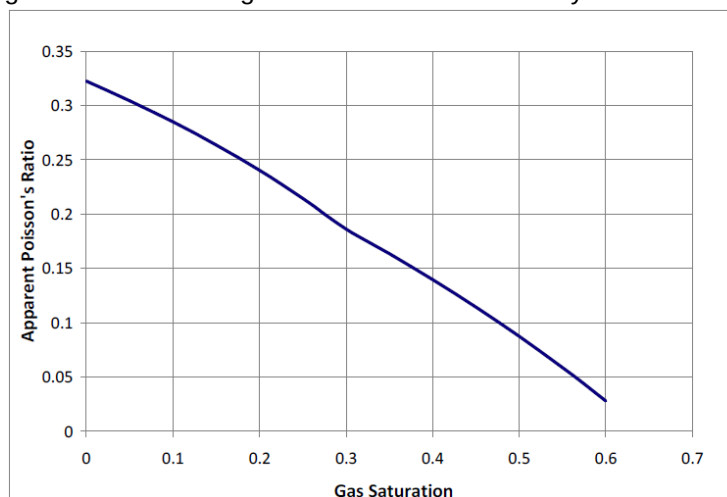
En la Figura 23 se muestran los cálculos de v aparente asumiendo $DTC=64.5 \mu s/ft$ ($DTMA=53 \mu s/ft$ y $DTFL=197 \mu s/ft$) con $Sw=100\%$ y $DTS=126 \mu s/ft$ (asumida constante en base a que se cree que la onda s se transmite sólo a través de la matriz sólida y no es afectada por el fluido).

Un cambio en la S_g de 0% a 60% causa una caída en v desde 0.32 hasta 0.03 con esas asunciones. Un cambio de esa magnitud es mayor que el típico contraste entre arena limpia y *shale* plástica, y afecta drásticamente el perfil de esfuerzos estimando.

En yacimientos de petróleo, la velocidad acústica cambia dramáticamente a presión de saturación cuando se genera gas libre, por lo que se esperan efectos similares en *shales* ricos en materia orgánica en ventana de generación de gas¹⁰⁹.

Mediciones en laboratorio de velocidad sónica en agua realizadas por Merkel y otros¹¹⁰, a diferentes presiones, con aceite y en y bajo la presión de saturación, muestran que se dan cambios en la velocidad de esta magnitud tanto con sistemas gas-agua, cómo en sistemas aceite-agua.

Figura 23 Efecto de S_g sobre v con DTC variable y DTS constante



Fuente: (Barree y otros, 2009), p. 5

Referencias:

¹⁰⁹ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 4.

¹¹⁰ Merkel R. H.; Barree, R. D. y Towle, G. Seismic Response of Gulf of Mexico Reservoir Rocks with Variations in Pressure and Water Saturation, *THE LEADING EDGE*, pp. 290-299, March 2001.

Merkel R. H. and Barree, R. D., and Towle, G.: "Seismic Response of Gulf of Mexico Reservoir Rocks with Variations in Pressure and Water Saturation," THE LEADING EDGE, pp. 290-299, March 2001.

Holmes, M., Holmes, A., and Holmes, D.: "Modification of the Wyllie Time Series Acoustic Equation, to Give a Rigorous Solution in the Presence of Gas," presented at the SPWLA 45th Annual Logging Symposium, Noordwijk, The Netherlands, June 6-9, 2004.

Los valores de DTC, para el caso de formaciones con alto contenido de gas o TOC, se presentan los siguientes casos:

- DTC 1, medido directamente (sónico dipolo): la medición será más lenta de la real
- DTC 2, calculado de porosidad total promedio (neutrón-*density*, crossplot): medida muy cercana a la DTC 1 porque la respuesta de neutrón y *density* serán afectados por gas y TOC.
- DTC 3, derivado de *neutron*-porosity: da los valores más bajos de DTC
- DTC 4, derivado de Resistividad profunda: da los valores más rápidos de tiempo de tránsito. A menudo ofrece la mejor correlación para el esfuerzo de cierre y ancho de fractura.

La Figura 24 muestra un ejemplo los diferentes valores de DTC que pueden ser obtenidos a partir de diversas fuentes. En esta figura se muestra en el primer *track* las curvas con el DTC medido (del tiempo de viaje de onda acústica compresional) y con DTC derivados (sintéticos) para un pozo. El valor medido (marcado como DTCO) es afectado significativamente por la materia orgánica y por el gas generado en el *shale*; debido a esto se obtiene un DTC anormalmente lento comparado con las curvas sintéticas que ajustan con el DTCO antes y después de la zona con gas y buen TOC¹¹¹.

Usar estos valores anormales del DTC medido genera estimaciones incorrectas de las propiedades elásticas dinámicas de la roca, por lo tanto, es conveniente usar curvas de DTC sintéticas o realizar correcciones antes de hallar propiedades mecánicas y calcular el perfil de esfuerzos.

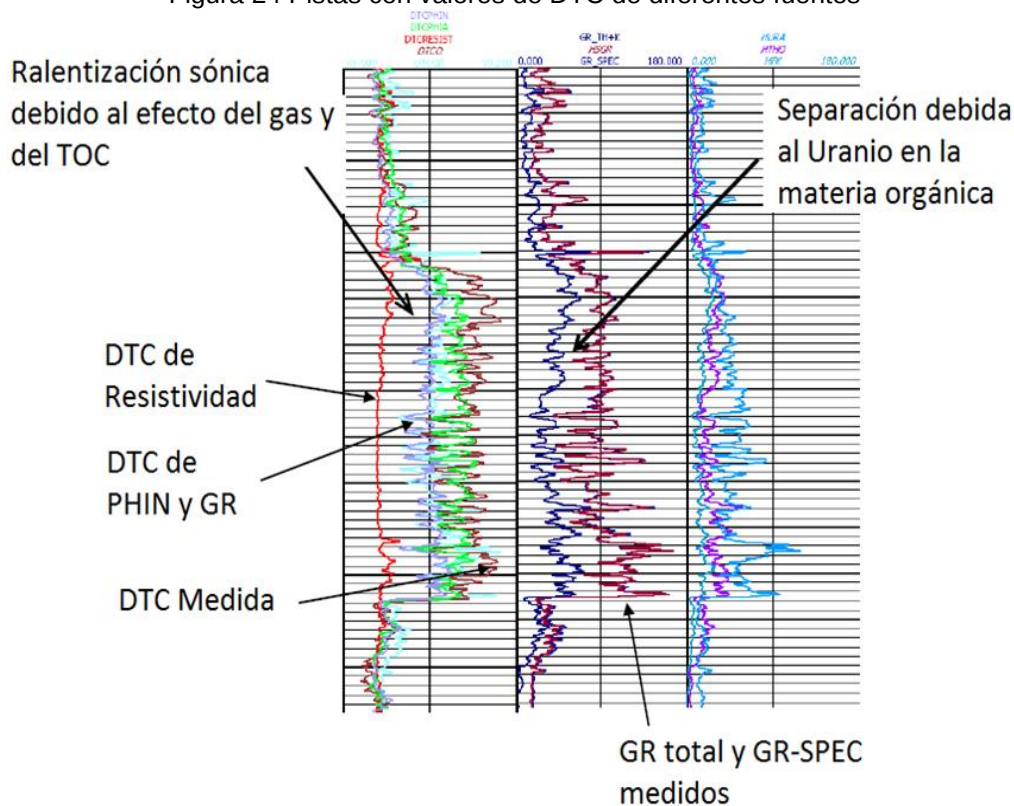
La dependencia de las velocidades de onda en las ecuaciones anteriores lleva a propagación del error en las propiedades mecánicas; análisis realizados considerando un error de +/-5% en las velocidades compresional y de cizalla¹¹² (para poder observar la propagación del error), el PR tiene un error inherente de +/-

¹¹¹ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009)

¹¹² La medida de densidad se asumió libre de error.

20% y YM un error de $\pm 26\%$, la magnitud de esos errores llevará entonces grandes errores en el perfil de esfuerzos calculado con estas propiedades elásticas¹¹³.

Figura 24 Pistas con valores de DTC de diferentes fuentes



GR-SPEC (registro de rayos gamma espectral), PHIN (registro *porosity*). Fuente: (Barree y otros, 2009), p. 6

Medición a partir de velocidad compresional y litología

Por medio de este método (presentado por Barree y otros¹¹⁴) se obtuvo E dinámico a partir de mediciones bajo condiciones controladas de laboratorio (una regresión con 327 núcleos de *shale gas* y *tight gas* realizada se muestra en la Figura 25).

Posteriormente emplearon valores de v basados en la fracción de volumen litológico para estimar la relación de Poisson con un promedio ponderado. Para ello se utilizaron las curvas de la Figura 26

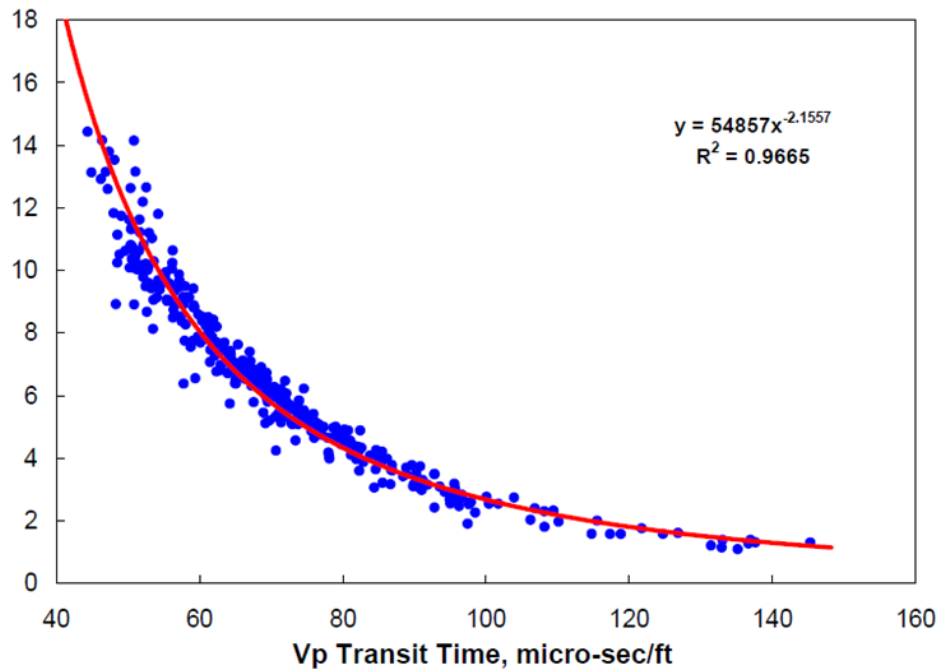
Con esta metodología el error se reduce a $\pm 9\%$ en el PR y a $\pm 11\%$ en el YM (si la fracción litológica es conocida), es decir se reducen a más de la mitad los errores respecto a la metodología que utiliza DTC y DTS, cómo se puede ver en la

Figura 22.

¹¹³ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009)

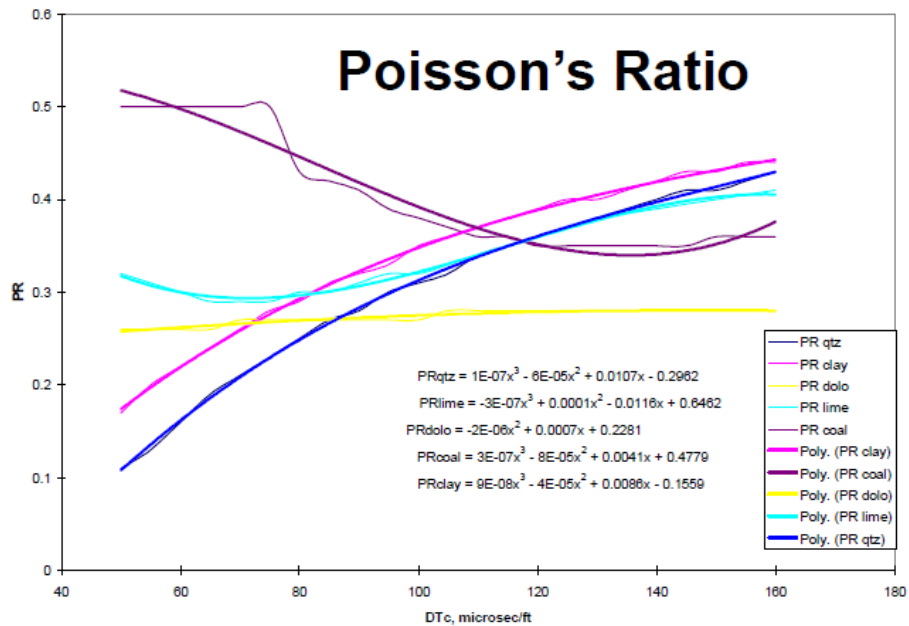
¹¹⁴ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 4.

Figura 25 Estimación de YM a partir de Vp



Fuente: (Barree y otros, 2009), p. 4.

Figura 26 Estimación de PR a partir de litología



Fuente: (Mullen, 2007), p. 7.

CÁLCULO DIRECTO CON REGISTROS CONVENCIONALES

Existen modelos para el cálculo tanto de la PR como del YM. La PR también puede ser derivada directamente de registros convencionales a hueco abierto usando

modelos simples, como por ejemplo las siguientes que emplean funciones potenciales de resistividad y GR calculado.

$$PR_GR = C_{PG} * GR^{EPG}$$

$$PR_RESIST = C_{PR} * RESIST^{EPR} \quad 115$$

Los coeficientes de las estas ecuaciones son obtenidos por correlación de curvas derivadas sintéticamente de valores de PR calculados de DTC, R (razón de tiempos de viaje) o litología, en áreas con buenas condiciones de pozo. Las siguientes son ejemplos de correlaciones para hallar YM:

$$YME_GR = C_{EG} * GR + O_{EG}$$

$$YME_RESIST = C_{ER} * RESIST^{EER}$$

$$YME_PHIA = 62 * 10^{(-0.0145 * DTC_PHIA)} \quad 116$$

Según lo presentan Buller y otros¹¹⁷, el valor del módulo de Young es mayor cuando se mide horizontalmente que cuando se mide verticalmente, mientras que el valor de la relación de Poison es ligeramente menor medido horizontalmente que verticalmente.

Determinación por método compuesto (CMRPM¹¹⁸)

El objetivo del modelo compuesto es: proveer una solución robusta de las propiedades de la roca (con o sin data de registros sínicos) para eliminar las propiedades mecánicas de la roca como una variable en el tratamiento de estimulación de fractura y ajuste histórico¹¹⁹.

De manera general se ha notado que en muchos casos valores de lentitud de onda compuestos o sintéticos (es decir obtenidos a partir de otros registros¹²⁰ y calibrados

¹¹⁵(Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009), p. 7.

¹¹⁶(Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009).

¹¹⁷ (Buller et al. ,Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells. En: 2, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010), p. 7.

¹¹⁸ Siglas en inglés de: Composite Mechanical Rock Property Model

¹¹⁹ (Mullen, Roundtree y Turk ,A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium* ,s.n. 2007)

¹²⁰ Como modelos aplicados a GR calculado, neutrón, porosity, resistividad profunda, porosidad promedio total (neutrón-density, crosplot).

para los factores que distorsionan la señal) son más confiables de valores de lentitud medidos directamente¹²¹.

La mayoría de los diseños de estimulación tienen algún tipo de tabla genérica de propiedades de las rocas, basado en la descripción litológica o el tipo de roca. Un perfil de esfuerzo construido usando este enfoque, puede llevar a una sobresimplificación del perfil de esfuerzos.

Por otro lado, el modelo compuesto de propiedades mecánicas (CMRPM) utiliza múltiples relaciones petrofísica para obtener los valores de DTC y DTS, a partir de estos valores se generan los valores de PR y YM usando la misma ecuación utilizada cuando se cuenta con los registros sínicos. Según Mullen y otros¹²², el método compuesto utiliza:

- ✓ 5 métodos para DTC (lentitud de onda compresional)
- ✓ 7 métodos para estimar DTS (lentitud de onda de corte)
- ✓ 8 métodos para estimar PR-c (relación de Poisson compuesta)
- ✓ 9 métodos para estimar YM-c

Los resultados son mezclados usando una técnica de promedio ponderado basado en la desviación estándar inversa. Los valores compuestos reducen los efectos de 'washouts' del hueco y gas (sobre la lentitud compresional), ya que tiene como base propiedades consistentes de la roca. Posteriormente se utilizan los valores obtenidos de PR-c y YM-c para hallar el esfuerzo horizontal mínimo.

Una vez construido el modelo compuesto, este puede ser aplicado a pozos vecinos, sin embargo, también deben ser probados los límites de confiabilidad del modelo sobre una región geográfica, para ello, registros de dipolo sínico existentes son la base de la validación de los resultados, cuando estos son irreales, se ha alcanzado el límite geográfico de utilidad del modelo y debe ser construido otro CMRPM.

Construcción Del Modelo

La base para la construcción de un CMRPM es un registro de dipolo sínico. El módulo dinámico de Young y la relación de Poisson son calculados por medio de las lentitudes de onda compresional y de cizalla, utilizando las siguientes ecuaciones¹²³:

$$E_D = \rho \frac{(4-3 \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)}{\Delta t_s^2 (1 - \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)} \quad \mu = \frac{2 - \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2}{2 * (1 - \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)}$$

¹²¹ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009)

¹²² (Mullen, Roundtree y Turk ,A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium* ,s.n. 2007)

¹²³Loc cit, p. 2.

Donde:

E_d = YM dinámico

μ = Relación de Poisson

ρ = densidad total (g/cc)

Δt_s = Lentitud de cizalla (μ s/ft)

Δt_c = Lentitud compresional (μ s/ft)

Para determinar el módulo estático puede realizarse: calibración usando una correlación o mediciones a núcleos. La relación entre el modulo dinámico y estático tiene comúnmente forma lineal o exponencial. Para propósitos prácticos, en arenas tight gas, coals y shales, no hay diferencia entre los módulos dinámico y estático, y YM estático puede caracterizarse por alguna de las siguientes ecuaciones:

$$E_s = E_d * (.8 - \phi_{Total}) \quad E_s = (E_d / 3.3674)^{2.042}$$

Donde:

E_s = Modulo de Young estático

Teniendo ya YM y PR, se buscan relaciones entre registros wireline primarios tomados con un registro wireline estándar y los registros de dipolo sónico. Una de las formas de hallar las relaciones es por medio del uso de crossplots.

Crossplots

Ajuste de curva basado en 'crossplots' entre los registros de dipolo sónico y registros "básicos". En la Figura 27 se presenta un ejemplo de este tipo de gráficos. La dispersión observada se atribuye a los efectos de límite del estrato, 'washouts', diferencias en la resolución vertical o la presencia de material rico en materia orgánico. Las relaciones obtenidas son lineales.

El factor de ponderación asignado para cada relación es el inverso de la desviación estándar para ese cálculo particular para el promedio directo de todos los métodos usados. Esto minimiza el efecto de data errónea y da importancia a los cálculos que están en armonía.

Un paso adicional puede ser realizado para obtener una red neuronal artificial para estimar lentitudes compresional y de cizalla usando como inputs registros 'wireline' convencionales (paquetes de registros a hueco abierto o revestido) como lo muestran Mullen et al¹²⁴.

¹²⁴ (Mullen, Roundtree y Turk ,A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium* ,s.n. 2007), p. 6

El DTC compuesto se calcula¹²⁵ con:

$$\text{DTC_COMP} = (\text{WFC3} * \text{DTC_PHIXP} + \text{WFC2} * \text{DTC_PHIN} + \text{WFC4} * \text{DTC_NN} + \text{WFC5} * \text{DTC} + \text{WFC1} * \text{DTC_RT}) / (\text{WFC1} + \text{WFC2} + \text{WFC3} + \text{WFC5})$$

Donde:

DTC_COMP= Lentitud de onda compresional compuesta ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

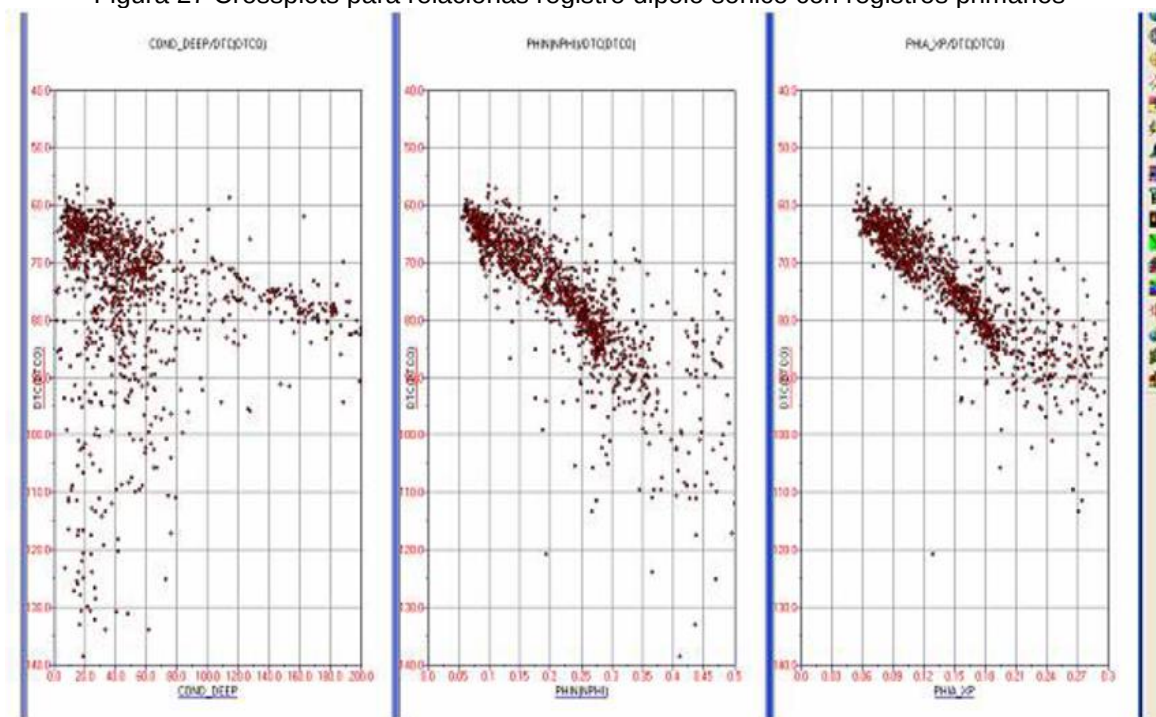
DTC= Lentitud de onda compresional medida ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

WFC1-5= Factor de ponderación

DTC_PHIN= Lentitud de onda compresional del modelo DTC-porosidad neutrón ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

DTC_NN= Lentitud de onda compresional del modelo DTC-red neuronal ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Figura 27 Crossplots para relacionas registro dipolo sónico con registros primarios



De izquierda a derecha: crossplots de DTC – Conductividad profunda, DTC – porosidad neutrón, DTC-porosidad crossplot. En la misma referencia se encuentra relaciones con DTS .Fuente: (Mullen, 2007), p. 5.

Hay una fuerte correlación entre la relación DTC/DTS y la densidad de matriz calculada, y también hay una buena relación entre DTC y DTS¹²⁶; esto se utiliza como otro método para hallar DTS, así:

¹²⁵ La incertidumbre en el cálculo es el promedio de todas las desviaciones estándar. Incertidumbre alta no necesariamente implica una mala data, puede ser 'washout' considerable, un *shale* rico en materia orgánica, o el efecto del gas sobre los datos de los registros.

¹²⁶ En (Mullen, Roundtree y Turk ,A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium* ,s.n. 2007) se muestra esa relación a partir de un crossplot.

$$DTS_COMP = (WFS1 * DTS_VRAT + WFS2 * DTS_PHIN + WFS3 * DTS_RT + WFS4 * DTS_LITH + WFS6 * DTS + WFS7 * DTS_NN) / (WFS1 + WFS2 + WFS3 + WFS4 + WFS6 + WFS7)$$

Donde:

DTS_COMP= lentitud de cizalla compuesta (μs/ft)

DTS= lentitud de cizalla medida (μs/ft)

WFS1-7= Factores de ponderación basados en la desviación estándar inversa del promedio

DTS_PHIN= lentitud de cizalla del modelo porosidad neutrón-DTS (μs/ft)

DTS_NN= lentitud de cizalla del modelo red neuronal-DTS (μs/ft)

DTS_VRAT= lentitud de cizalla del modelo densidad de grano-DTS (μs/ft)

DTS_LITH= lentitud de cizalla de DTS_COMP y DTC/DTS (μs/ft)

El siguiente paso es hallar el esfuerzo horizontal mínimo, la cual puede calcularse con el esfuerzo de cierre, ya que en muchos casos son iguales y se calcula con la ecuación de deformación uniaxial.

$$P_c = \frac{\nu}{(1-\nu)} (P_{ob} - \alpha P_o) + P_o + \sigma_t \quad 127$$

Donde:

Pc= Presión de Cierre (psi)

ν= Relación de Poisson

Pob= Presión de sobrecarga (psi)

Po= Presión de Poro (psi)

α= Constante poroelástica vertical de Biot

σt= Esfuerzo tectónico horizontal regional (psi)

Validación del modelo

Los resultados se validan de tres formas:

- Comparando con resultados de pruebas de laboratorio realizadas a núcleos.
- Comparando con mediciones DTC y DTS obtenidas directamente con mediciones con dipolo sísmico.
- Realizando comparaciones con historial de presiones de trabajos de estimulación efectuados o de pruebas de integridad (por ejemplo, falloff test).

¹²⁷ Las variables más sensibles de esta ecuación son la presión de poro y PR, como se demuestra en (Mullen, Roundtree y Turk, "A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*, s.n. 2007) (Figura 6).

Simultáneamente a la validación del modelo se analiza la región sobre la cual tiene validez el modelo construido.

Anisotropía

La anisotropía es otro elemento de interés al estudiar *shales*; un estudio sobre la anisotropía en los módulos elásticos se presenta en la siguiente referencia:

(Vanorio, Mukerji y Mavko, Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich *shales*. En: 14, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2008)

5.1.2 ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO (σ_h)

Se asume que el esfuerzo mínimo es la presión de cierre en el fracturamiento hidráulico. En yacimientos convencionales, se asume que, a profundidades moderadas, el esfuerzo mínimo es el horizontal, y que sigue alguna forma del modelo de deformación uniaxial.

La siguiente es una forma ligeramente expandida del modelo de deformación uniaxial para calcular el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h , asumido igual al esfuerzo de cierre P_c)¹²⁸.

Ecuación 16

$$P_c = \sigma_h = \frac{\nu}{(1 - \nu)} [\sigma_v - \alpha_v P_p] + \alpha_h P_p + \varepsilon_h E + \sigma_t$$

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo [psi], σ_v = Esfuerzo vertical [psi], P_c = Presión de cierre de fractura [psi], P_p = Presión de poro [psi], α_v = constante poroelástica vertical [], α_h = constante poroelástica horizontal [], σ_t = *tectonic stress offset* [psi], ε_h = Deformación horizontal tectónica normal al esfuerzo mínimo [μ strains], E =módulo de Young [MMpsi]

(Barree, Gilbert y Conway, 2009)

En el artículo donde se presenta la ecuación se nota lo siguiente:

El primer término $[\sigma_v - \alpha_v P_p]$, es el **esfuerzo efectivo vertical neto** que causa la compactación de la roca. En este término la presión de poro actúa contra el esfuerzo de sobrecarga aplicado para reducir el esfuerzo intergranular. El término de presión de poro debe ser corregido por:

- Cementación
- Consolidación
- Otros efectos poro-elásticos

El segundo término $\alpha_h P_p$, se refiere únicamente a la presión del fluido.

La ecuación presentada implica que el perfil de esfuerzo, que afecta la propagación de la fractura y la geometría, es resultado de un equilibrio del estado de deformación

¹²⁸ (Barree, Gilbert y Conway, Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea], Society of Petroleum Engineers 2009)

para un medio elástico. YNC pueden comportarse como materiales dúctiles o plásticos en vez de elásticos.

En la Ecuación 16 se consideran sólo esfuerzos y deformaciones normales al plano del mínimo esfuerzo, aunque otras deformaciones aplicadas pueden generar esfuerzos transversales.

La presión de poro actúa en igual magnitud en todas las direcciones y está en comunicación hidráulica directa con el fluido de fracturamiento. En este caso no se deben aplicar efectos poroelástico, y el término $\alpha_h = 1$.

Thiercelin¹²⁹ afirma que este modelo es muy simplificado teniendo en cuenta la complejidad de la historia de deposición, diagénesis y deformación de la mayoría de yacimientos.

Warpinski¹³⁰ sugiere que $\alpha_v = \alpha_h$ en materiales isotrópicos, sin embargo, Barree et al afirman que esto es incorrecto y que no tiene en cuenta el significado físico de los términos de presión de poro en la ecuación presentada.

Errores observados en el esfuerzo mínimo observado y el calculado con un modelo de deformación uniaxial difieren por errores en la estimación de:

- E, ν y α . Resultados afectados por:
 - o Propiedades de la roca
 - o Condiciones de ambiente o de la prueba.
- Presión de poro
- Esfuerzo de sobrecarga (OP)
- Esfuerzos externos aplicados

Errores en esas propiedades mecánicas aparentes resultan en errores en el esfuerzo y la geometría de la fractura¹³¹.

5.1.3 FRAGILIDAD [BRITTLINESS]

La fragilidad de una roca es una medida de la habilidad de la roca para fracturarse o quebrarse [fracability]. Según Wang y Gale¹³² la fragilidad es una función compleja de: Resistencia de la roca

- Litología
- Textura
- Esfuerzo Efectivo
- Temperatura

¹²⁹ (Thiercelin, 1994) citado por: (Barree y otros, 2009), p. 2.

¹³⁰ (Warpinski et al. ,*In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 1998)

¹³¹(Barree, Gilbert y Conway ,*Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation*. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009).

¹³² (Wang y Gale ,*Screening Criteria for Shale-Gas Systems* ,GCAGS Transactions 2009)

- Tipo de Fluido
- Diagénesis
- TOC

Los mismos autores (Wang y Gale) dan un ejemplo de la evaluación rápida de la fragilidad a partir del esfuerzo efectivo y de la temperatura. Por otro lado, diversos autores emplean como indicador de grado de fragilidad un **índice de fragilidad (BI)**; A continuación, se presentan algunos índices empleados:

El propuesto por Jarvie et al¹³³, el cual incluye fracciones de cuarzo (Q), Carbonatos (C) y arcillas (Cl):

$$BI = \frac{Q}{(Q + C + Cl)}$$

El propuesto por Walles¹³⁴, el cual incluye la presencia de dolomita (Dol), Caliza [Limestone] (Lm) y TOC:

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

Rickman y otros¹³⁵ definen fragilidad en base a una combinación del YM y la PR en forma de promedio normalizado.

Ya que las magnitudes de YM y PR son muy diferentes, las fragilidades son normalizadas en el intervalo (0,19 (cómo se ve en la Ecuación 17). Acá se tomaron rangos de: $8 < YM [GPa] < 1$ y $0.4 < PR < 0.15$.

Ecuación 17

$$YM_{BRIT} = \left(\frac{YMS_C - 1}{8 - 1} \right) * 100 \quad PR_{BRIT} = \left(\frac{PR_C - 0.4}{0.15 - 0.4} \right) * 100$$

YMS_C [GPa]= Módulo de Young obtenido por método compuesto, PR_C= Relación de Poisson obtenida por método compuesto, YMBRIT= Módulo de Young normalizado, PRBR= Relación de Poisson normalizada

Luego son promediadas para dar un coeficiente de fragilidad (BRIT) cómo porcentaje.

¹³³ (Jarvie et al. ,Unconventional *shale*-gas systems: The Mississippian Barnett *Shale* of north-central Texas as one model for thermogenic *shale*-gas assessment. *AAPG Bulletin* [en línea] ,American Association of Petroleum Geologists 2007) [32]

¹³⁴ (Walles ,*A New Method to Help Identify Unconventional Targets for Exploration and Development Through Integrative Analysis of Clastic Rock Property Fields* ,Houston Geological Society Bulletin 2004) [33]

¹³⁵ (Rickman et al. ,A practical use of *shale* petrophysics for stimulation design optimization: All *shale* plays are not clones of the Barnett *Shale*. En: 4, *SPE Annual Technical Conference and Exposition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2008)

Ecuación 18

$$BRIT = \frac{YM_{BRIT} + PR_{BRIT}}{2}$$

YM_{BRIT}: Módulo de Young normalizado, PR_{BRIT}: Relación de Poisson normalizada, BRIT [%]=Coeficiente de fragilidad

Los dos componentes (YM y PR) están combinados para reflejar la resistencia de la roca a fracturarse ante un esfuerzo (relación de Poisson), o de mantener una fractura una vez la roca es fracturada (módulo de Young).

Por lo tanto, un *shale* frágil debe poseer **bajos PR** y **altos YM**, cómo se muestra en la Figura 46, sin embargo, es difícil determinar un rango específico de valores de esos parámetros para considerar un *shale* cómo *shale* **dúctil** o *shale* **frágil**. Un criterio para distinguirlos, se establece el corte de fragilidad como el valor de fragilidad de un *shale* rico en arcilla, por encima de este corte el *shale* será frágil.

Además de permitir diferenciar entre un *shale* frágil y dúctil, la curva con el coeficiente de fragilidad puede usarse para buscar barreras al fracturamiento hidráulico, las cuales se dan cuando esta curva cubre la curva de gradiente de esfuerzo de cierre cómo se puede ver en la Figura 29.

Un yacimiento dúctil no es un buen yacimiento porque la formación tiende a cerrar de fracturas naturales o hidráulicas; es más probablemente que un *shale* frágil sea naturalmente fracturado y que responda bien a un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, un *shale* dúctil es un buen sello, entrampando los hidrocarburos para evitar la migración fuera del *shale* más frágil¹³⁶.

Shebl¹³⁷ et al. (2012) Introdujo a *cross plot* de YM vs PR para ayudar a situar los pozos en las zonas frágiles porque es más fácil fracturarlas que las dúctiles, en ese caso de estudio, se recomienda ubicar los pozos en el *shale* frágil y carbonatos delgados.

Para el caso de la Figura 28, se toma cómo *shale* frágil aquel con YM>4GPa (0.58 Mpsi) y PR<0.25.

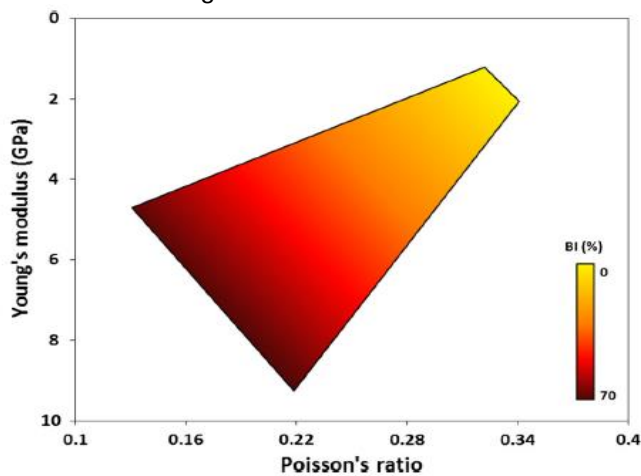
Aunque se tiene diversos estudios sobre la determinación de YM y PR, hay escasos de análisis para determinar parámetros efectivos sobre la fragilidad de yacimientos de *shale* gas.

¹³⁶(Rickman et al. ,A practical use of *shale* petrophysics for stimulation design optimization: All *shale* plays are not clones of the Barnett *Shale*. En: 4, *SPE Annual Technical Conference and Exposition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2008), p. 3

¹³⁷ (Shebl, Yalavarthi y Nyaaba ,The Role of Detailed Petrophysical Reservoir Characterization in Hydraulic Fracture Modeling of *Shale* Gas Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2012)

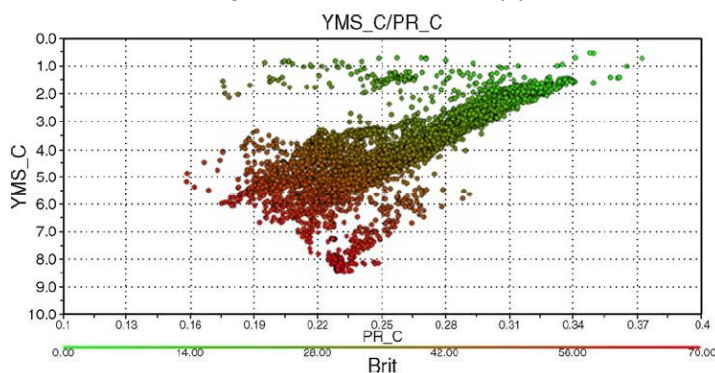
Alzahabi y AlQahtani¹³⁸ realizan una revisión de otros índices de fragilidad reportados en la literatura y proponen otro índice de tipo mineralógico.

Figura 28 E vs PR vs BI



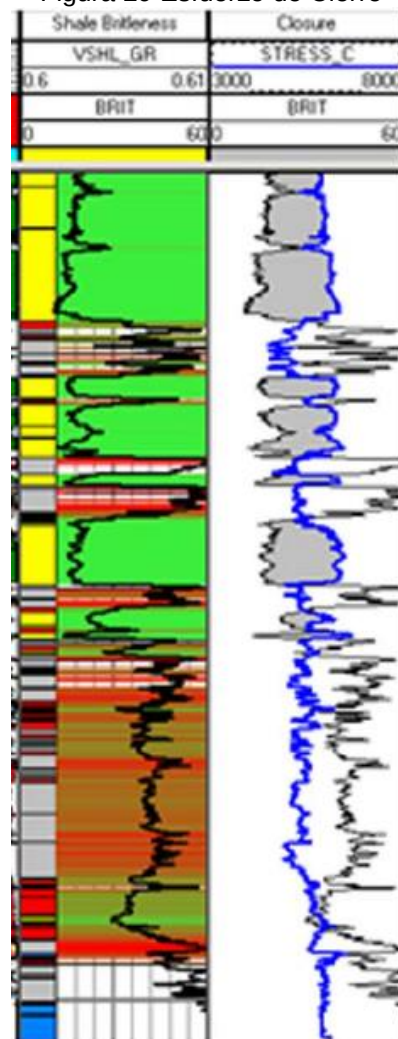
Se muestra el cambio en el índice de fragilidad. Fuente: (Labani y Rezaee, 2014) modificado de (Wang y Gale, 2009)

Figura 30 E vs PR vs BI (2)



Fuente: (Rickman y otros, 2008), p. 3

Figura 29 Esfuerzo de Cierre



Fuente: (Rickman y otros, 2008), p. 5

5.1.4 PRESIÓN DE PORO

Para rocas madre en ventana de generación de gas, la presión de poro interna puede alcanzar la presión de fractura debido a los efectos combinados de la liberación de hidrocarburos, pequeño tamaño de poro, alta presión capilar y baja permeabilidad, se generan presiones internas elevadas¹³⁹; como consecuencia de

¹³⁸ (Alzahabi y AlQahtani, Fracturability Index is a Mineralogical Index: A New Approach for Fracturing Decision. *SPE Annual Technical Symposium and Exhibition* [en línea], Society of Petroleum Engineers, SPE-178033-MS 2015) [34]

¹³⁹ RONDEEL, H. (2001, diciembre): "HYDROCARBONS," Tekst voor de cursus Grondstoffen en het Systeem Aarde (HD 698), pp. 17-30. Citado por: (Barree y otros, 2009).

esto el esfuerzo neto efectivo puede ser muy bajo, haciendo la formación susceptible a deformación por cizalla a esfuerzos diferenciales bajos¹⁴⁰.

El esfuerzo in situ puede ser calculado por modelamiento del esfuerzo de cierre de un LOT (leak off test)¹⁴¹.

Tabla 9 Propiedades geomecánicas en *shales* y su determinación

Propiedad / Parámetro	Método de Obtención [Ref; pag]	Valores Típicos
Perfil de Esfuerzos in-situ	-A partir de: Presión de poro y propiedades mecánicas a lo largo de la formación. [1; 1].	
Presión de Poro (PP)	-Puede ser medida en zonas permeables [1; 1]	
Esfuerzos In-situ	-Por modelamiento del esfuerzo de cierre de pruebas de presión de pre-fractura [1;1] -De ecuaciones de deformación uniaxial, requiere: E, ν , PP, OP. [1; 1]	
Presión de sobrecarga (OP)		
Módulo de Young (E)	- A partir de mediciones hechas a muestras de núcleos, ya sea pruebas estáticas o dinámicas. -A partir de registros de pozo de dipolo sónico -Método compuesto. A partir de registros convencionales usando relaciones petrofísicas y redes neuronales artificiales [1;1]	
Relación de Poisson (ν)	- A partir de mediciones hechas a muestras de núcleos, ya sea pruebas estáticas o dinámicas. -A partir de registros de dipolo sónico	
Fragilidad	-Cómo una relación de E y ν [2; 3] -Derivada de la composición mineralógica [3] -Derivada de la composición mineralógica e incluyendo TOC [4; 33] -Otros índices [5]	

¹⁴⁰ (Barree, Gilbert y Conway ,Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2009)

¹⁴¹ (Mullen, Roundtree y Turk ,A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium* ,s.n. 2007)

Ref (Referencia): 1 (Mullen y otros, 2007), 2 (Rickman y otros, 2008), 3 (Jarvie y otros, 2007), 4 (Walles, 2004), 5 (Alzahabi y AlQahtani, 2015)

5.2 PARÁMETROS EFECTIVOS SOBRE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS

Se reportan cómo factores efectivos sobre las propiedades mecánicas de rocas sedimentarias de facies finas, con contenido considerable de materia orgánica, los mostrados en la Tabla 10.

Tabla 10 Parámetros Efectivos sobre propiedades mecánicas

Tipo de Parámetro	Parámetro [efecto sobre ...]	Ref. [pág.]
Composicional	Composición Mineralógica [velocidades sónicas, constantes elásticas>fragilidad]	1, 6[7:], 8, 9, 10
	Contenido de Arcillas [constantes elásticas]	2
	Densidad de masa	1
Geoquímico	Contenido de Materia Orgánica [Vp, Vs, estimación de esfuerzos <i>in-situ</i>], Contenido de Kerógeno	1, 2, 5 [5], 6
	Nivel de Madurez [velocidad de onda>YM y PR]	1, 4
Petrofísico	Porosidad	2, 7[7], 8, 10
	Orientación de las arcillas [anisotropía]	2, 3

Referencias (Ref.): 1 (Labani y Rezaee, 2014), 2 (Vernik y Liu, 1997), (Vernik y Milovac, 2011), 3 (Hornby y otros, 1994), 4 (Vanorio, Mukerji y Macko, 2008), 5 (Barree, Gilbert y Conway, 2009), 6 (Aoudia y otros, 2010), (Aoudia, 2009), 7 (LeComte, Franquet y Jacobi, 2009), 8 (Kowalska y otros, 2013), 9 (Alzahabi y AlQahtani, 2015), 10 (Alqahtani y otros, 2013). Algunas referencias están relacionadas con las páginas específicas donde se puede consultar la información, las páginas se muestran cómo **[página]**

En la Tabla 10 (columna 3) se presentan algunas referencias encontradas sobre estudios en los que se tiene en cuenta la relación de las propiedades geomecánicas con dichos parámetros. De acuerdo con los objetivos de esta investigación se abarcan a continuación los parámetros de tipo geoquímico.

5.2.1 Parámetros geoquímicos

En esta sección se retoman resultados publicados sobre efectos que tienen las propiedades geoquímicas sobre las propiedades mecánicas.

La idea común es que el efecto de la cantidad de **materia orgánica** y la **madurez** en las propiedades mecánicas de las rocas de yacimientos de *shale* gas no es muy prominente, mientras que la composición mineralógica de la roca tiene un efecto importante sobre esas propiedades. Sin embargo, cómo lo mencionan

Labani y Rezaee¹⁴², considerando el efecto de porcentaje en peso de la composición del *shale* y la cantidad de materia orgánica podría concluirse que el efecto de esos parámetros sobre las propiedades mecánicas depende de sus contribuciones (en peso) sobre la matriz de la roca¹⁴³. Así mismo considerando que la **madurez** tiene efecto sobre la matriz del *shale*, tendrá efecto sobre sus propiedades mecánicas. Por otro lado, si el contenido de materia orgánica es bajo, la madurez no tendrá efecto sobre las propiedades mecánicas.

“La cantidad de materia orgánica y la madurez son propiedades en escala nano, mientras que el potencial de la roca para fracturamiento es un asunto escala macro o mega (escala de núcleo o de yacimiento)” Labani y Rezaee¹⁴⁴

Sobre las constantes elásticas

Cuando se realizan cálculos a partir de mediciones de velocidades de onda sónica, se encuentra emplean las siguientes ecuaciones:

$$E [psi] = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \text{ y } \nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

Por lo que es evidente qué: todo posible parámetro efectivo sobre Vs, Vp o ρ, será efectivo sobre las constantes elásticas, y consecuentemente sobre la **fragilidad** (definida como una combinación de estas).

La materia orgánica comúnmente tiene baja densidad (1.1-1.4 g/cc) en comparación con la densidad de la matriz mineral¹⁴⁵, por lo tanto, un aumento en la cantidad de materia orgánica resultará en una disminución de la densidad total y una disminución en la velocidad sónica (compresional y de cizalla), dando como resultado una disminución en el módulo de Young, un aumento en la relación de Poisson, y una tendencia a una roca más dúctil. Dichas tendencias han sido estudiadas por Labani y Rezaee¹⁴⁶, cómo se presenta en la **¡Error! No se e**

¹⁴² (Labani y Rezaee ,The Importance of Geochemical Parameters and *Shale* Composition on Rock Mechanical Properties of Gas *Shale* Reservoirs: a Case Study From the Kockatea *Shale* and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering* ,s.n. 2014)

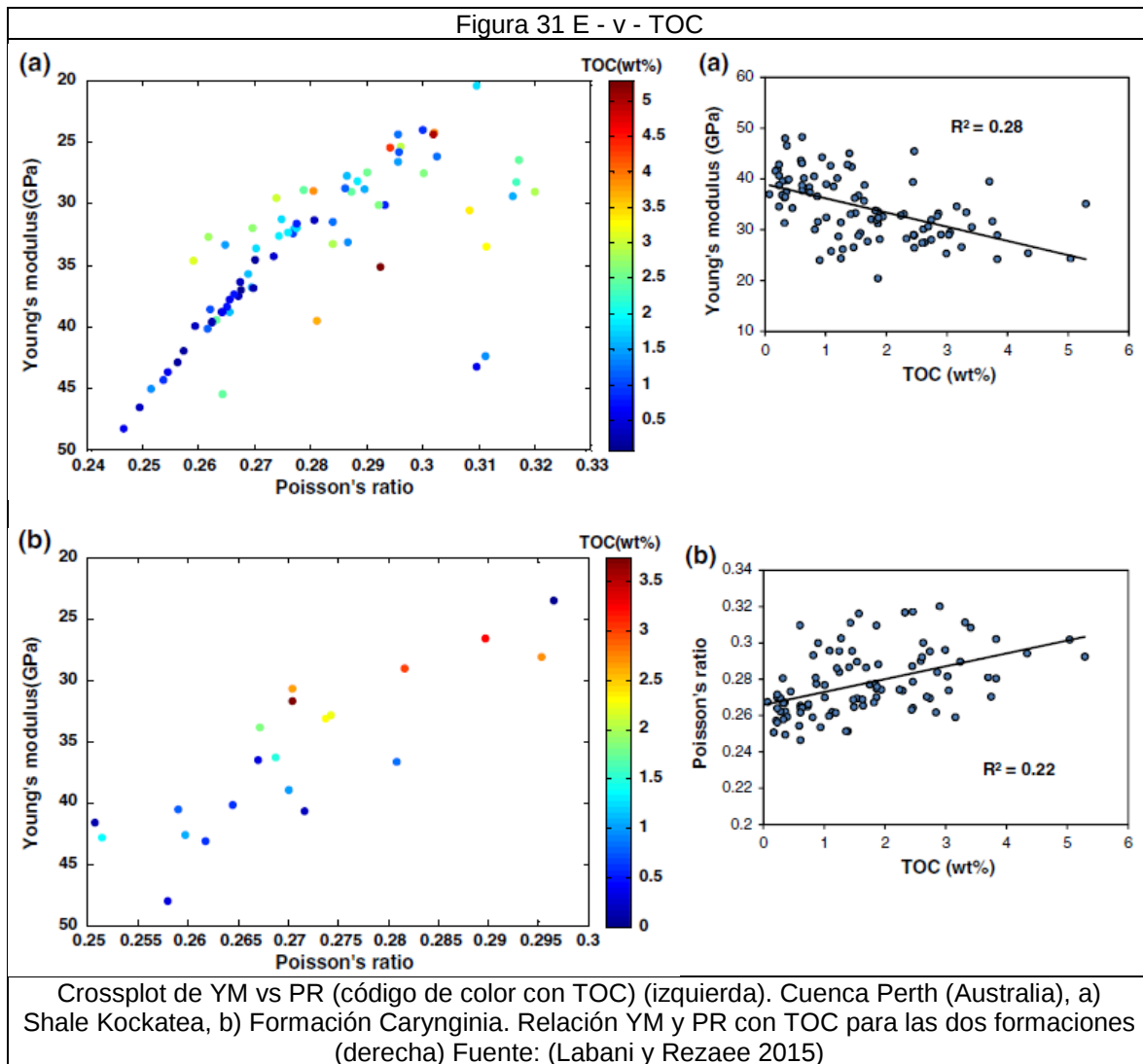
¹⁴³ “La materia orgánica actúa como parte del entramado de la roca, por lo tanto esta influencia las propiedades mecánicas” (LeCompte, Franquet y Jacobi ,Evaluation of Haynesville *Shale* Vertical Well Completions With a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers, SPE-124227-MS 2009)

¹⁴⁴(Labani y Rezaee ,The Importance of Geochemical Parameters and *Shale* Composition on Rock Mechanical Properties of Gas *Shale* Reservoirs: a Case Study From the Kockatea *Shale* and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering* ,s.n. 2014), p.2 [10]

¹⁴⁵ (Passey et al. ,From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition* ,Society of Petroleum Engineers 2010) [22]

¹⁴⁶ (Labani y Rezaee ,The Importance of Geochemical Parameters and *Shale* Composition on Rock Mechanical Properties of Gas *Shale* Reservoirs: a Case Study From the Kockatea *Shale* and

encuentra el origen de la referencia.. Los autores concluyen que no se obtiene una relación cuantitativa que permita correlacionar matemáticamente, sino solamente una relación cualitativa.



Otros estudios sobre el efecto de la presencia de la materia orgánica, son los realizados por Kumar y otros¹⁴⁷, (ver Figura 32), Aoudia y otros¹⁴⁸, Bocangel y otros¹⁴⁹. Los tres estudios muestran tendencias similares para la dependencia entre el YM y TOC: a medida que el TOC aumenta, el módulo de Young disminuye,

Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, s.n. 2014)

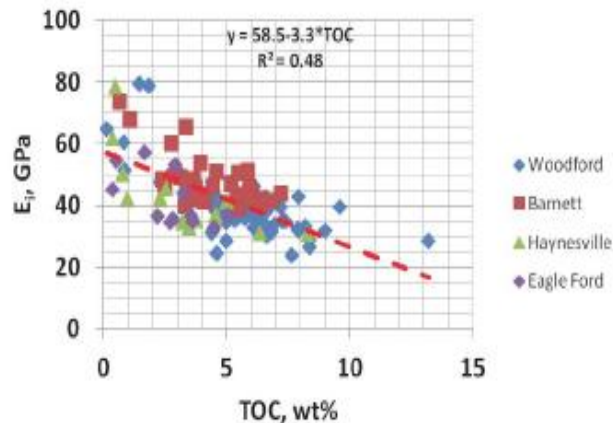
¹⁴⁷(Kumar, Sondergeld y Rai, Nano to Macro Mechanical Characterization of *Shale*, Society of Petroleum Engineers 2012)

¹⁴⁸(Aoudia et al., Statistical Analysis of the Effects of Mineralogy On Rock Mechanical Properties of the Woodford *Shale* And the Associated Impacts For Hydraulic Fracture Treatment Design, American Rock Mechanics Association, ARMA-10-303 2010)

¹⁴⁹(Bocangel, Sondergeld y Rai, Acoustic Mapping and Characterization of Organic Matter in *Shales*, Society of Petroleum Engineers, SPE-166331-MS 2013)

sin embargo, los datos presentan una dispersión muy alta y coeficientes de correlación del 0.48 y 0.27

Figura 32 Relación YM vs TOC



Módulos obtenidos por nano-indentación. Fuente: (Kumar et al, 2012)

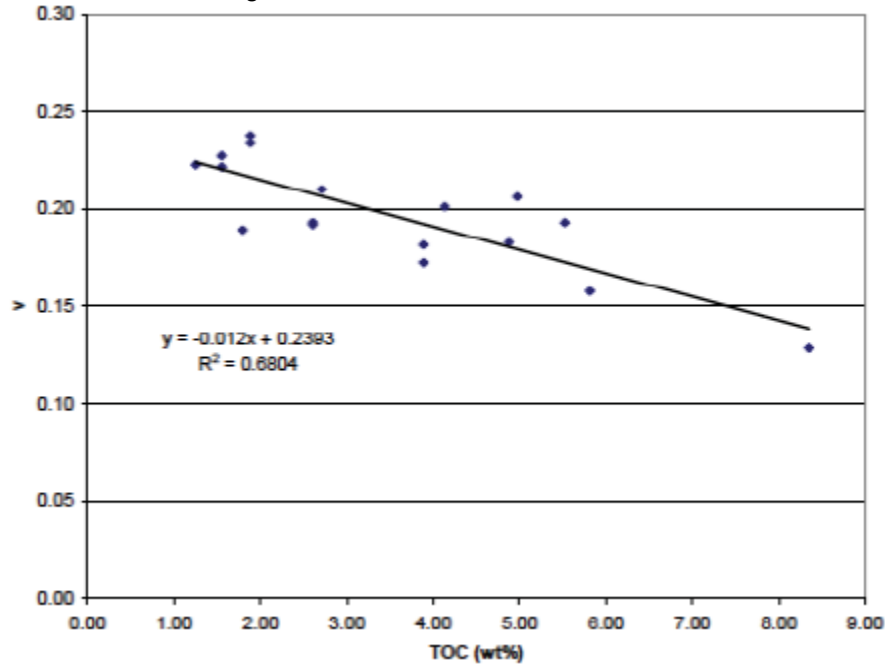
Por otro lado, también se cuenta con estudios sobre la relación entre el TOC y la relación de Poisson, entre estos se encuentran los estudios de Aoudia¹⁵⁰, Lecompte et al¹⁵¹ y Labani y Rezaee¹⁵². Las dos primeras referencias coinciden en que una tendencia de decrecimiento de la relación de Poisson con un incremento del contenido de materia orgánica, cómo se puede ver en la Figura 33; por otro lado, Labani y Rezaee encuentran que se presenta un aumento de la relación de Poisson a medida que aumenta el TOC (presentado previamente en la Figura 31).

¹⁵⁰ (Aoudia ,*Analysis of rock mechanical properties by mineralogy and their potential effects on hydraulic fracturing in the Woodford Shale, West Texas* ,Colorado School of Mines 2009) [28]

¹⁵¹ (LeCompte, Franquet y Jacobi ,*Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completions With a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics. SPE Annual Technical Conference and Exhibition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers, SPE-124227-MS 2009) [29]

¹⁵² (Labani y Rezaee ,*The Importance of Geochemical Parameters and Shale Composition on Rock Mechanical Properties of Gas Shale Reservoirs: a Case Study From the Kockatea Shale and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia*. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering* ,s.n. 2014) [10]

Figura 33 Relación de Poisson vs TOC



Relación de Poisson dinámica. Woodford Shale. Fuente: (Aoudia y otros, 2010)

En el trabajo de Vernik y Milovac¹⁵³ se presenta el siguiente modelo para el cálculo del módulo elástico C_{33} (rigidez compresional normal a la estratificación) de la matriz; en este modelo se tiene en cuenta el volumen de kerógeno cómo se presenta a continuación:

$$C_{33m} = \langle C_{33i} \rangle^{-1} = \left(\frac{v_{cl}}{C_{33cl}} + \frac{K}{C_{33K}} + \frac{1-v_{cl}-K}{C_{33ncl}} \right)^{-1}$$

Dónde: v_{cl} es el contenido total de arcilla, C_{33cl} (tiene en cuenta la orientación preferencial del mineral), C_{33K} (kerógeno) y C_{33ncl} (silt) son constantes elásticas del tensor de módulos elásticos de los 3 diferentes componentes. La Figura 34 es una representación de dicho modelo.

Teniendo en cuenta ahora el efecto de la maduración de la roca, se señalan los siguientes cambios en la roca debidos a este parámetro:

¹⁵³ (Vernik y Milovac ,Rock physics of organic shales. En: 13, *The Leading Edge* [en línea] ,s.n. 2011)

- Evolución de la porosidad en los granos orgánicos debido a la transformación térmica de la materia orgánica a hidrocarburos.
- Disminución de la saturación total de agua; a niveles más altos de madurez térmica, agua libre y capilar ligada puede ser reemplazada por los hidrocarburos generados.
- La conversión de esmectita a illita puede causar sobre presión por la liberación de agua.

Figura 34 Rigidez de matriz sólida vs Kerógeno

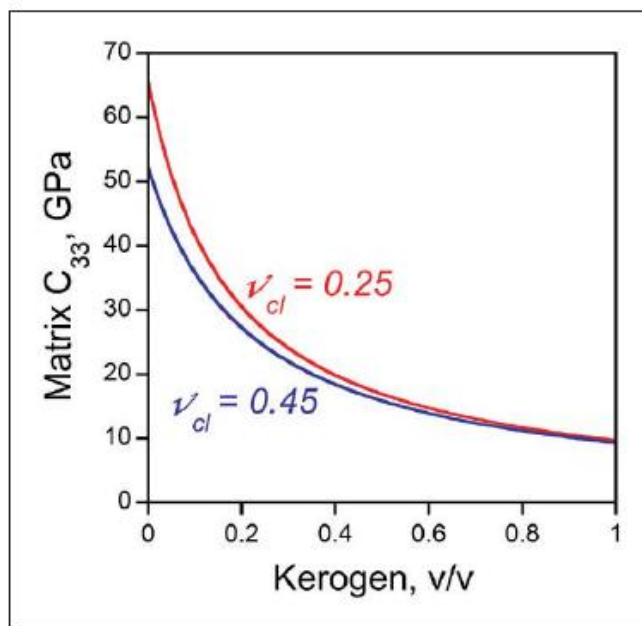


Figure 5. Solid matrix stiffness C_{33m} model based on Backus theory for two different realizations of clay content.

Modelo basado en la teoría de Backus para dos diferentes contenidos de arcilla. Fuente: (Vernik y Milovac, Rock physics of organic shales. En: 13, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2011)

Todos estos cambios dan como resultado: disminución en la velocidad sónica y en la densidad, y en teoría, una disminución del módulo de Young dinámico (lo que es claro al ver la ecuación correspondiente para el cálculo de este parámetro). Un análisis realizado sobre esta tendencia se muestra en la Figura 35 YM x PR x Tmax, sin embargo, el resultado no permite obtener una tendencia muy clara del cambio respecto al Tmax¹⁵⁴, sobre todo para el caso de la formación Caynginia (b).

Análisis de las velocidades de onda respecto al nivel de madurez demuestran que un aumento en el nivel de madurez, para una presión de confinamiento dada, genera un aumento en las velocidades de onda, un ejemplo de esta relación lo realiza Vanorio et al¹⁵⁵ cómo se puede ver en la Figura 36, en esta figura también se puede notar una mayor sensibilidad de la velocidad tomando una dirección de 0° (gráficas al lado izquierdo) que con una dirección de 90°, donde los puntos a diferente madurez están más agrupados.

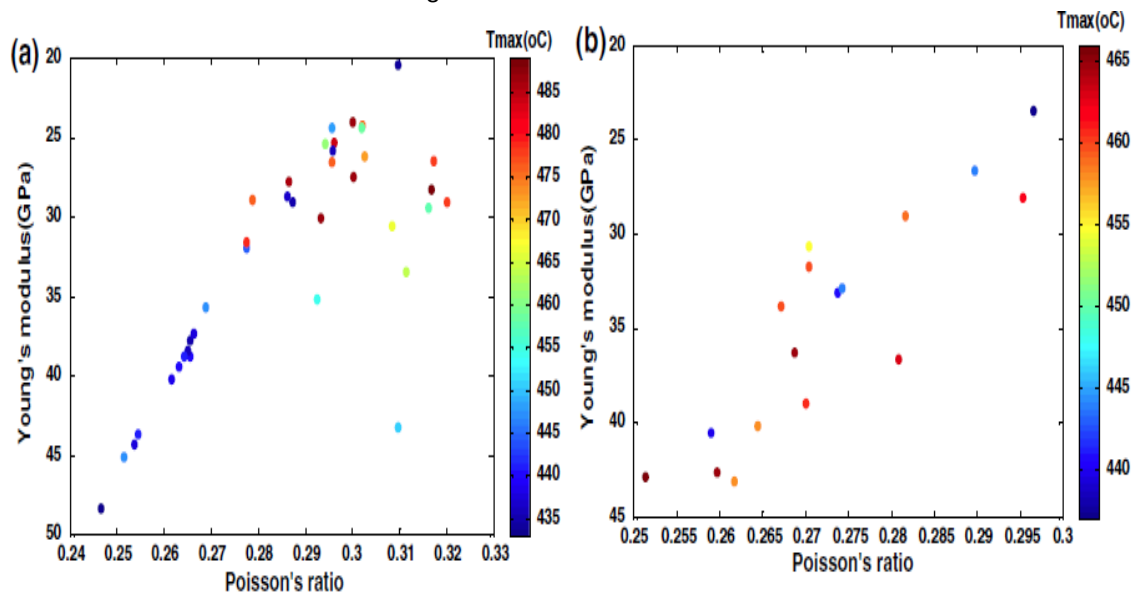
En una muestra de roca inmadura con alto TOC, la materia orgánica aparece rodeando los minerales de la roca, llegando a ser parte del entramado de la roca. Sin embargo, a medida que la madurez incrementa, el kerógeno se vuelve más aislado entre sí y los valores del módulo tienden a incrementar, según lo señala

¹⁵⁴ Indicador de madurez obtenido de la prueba pirolisis Rock-Eval.

¹⁵⁵ (Vanorio, Mukerji y Mavko, Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich shales. En: 14, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2008) [14]

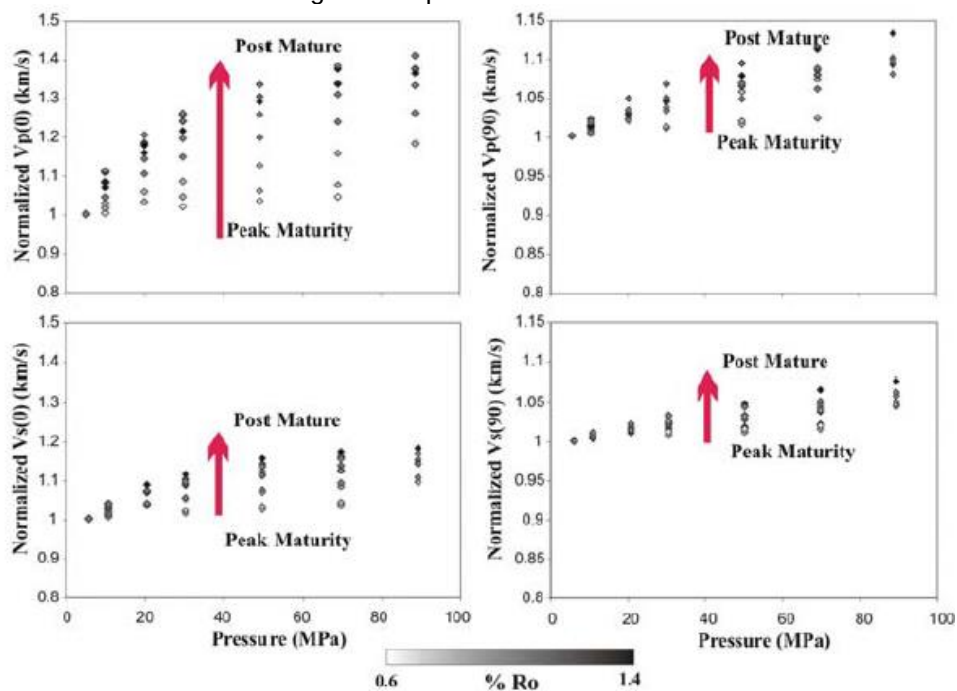
Dietrich¹⁵⁶. Sayers¹⁵⁷ también concluye que la rigidez disminuirá cuando la materia orgánica forma una red interconectada dentro de la roca.

Figura 35 YM x PR x Tmax



a) Shale Kockatea, b) Formación Carynginia. Fuente: (Labani y Rezaee 2015), p. 7

Figura 36 Vp/Vs x Presión x Re



¹⁵⁶ (Dietrich, *The impact of organic matter on geomechanical properties and elastic anisotropy in the Vaca Muerta shale* [en línea], ProQuest Dissertations Publishing 2015) [24]

¹⁵⁷ (Sayers, *The effect of kerogen on the elastic anisotropy of organic-rich shales*. *GEOPHYSICS* [en línea], s.n. 2013) [31]

Fuente: (Vanorio, Mukerji y Mavko ,Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich *shales*. En: 14, *The Leading Edge* [en línea] ,s.n. 2008)

Sobre la anisotropía mecánica

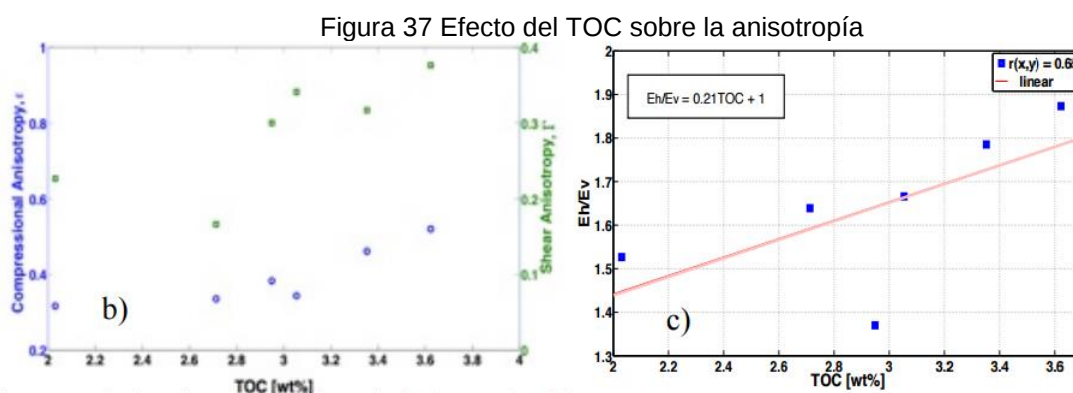
El contenido de materia orgánica también puede afectar la anisotropía. Lo que se puede ver reflejado en parámetros de anisotropía, como lo son los parámetros de Thomsen, o la relación de módulos de Young vertical y horizontal (E_h/E_v).

Parámetros de anisotropía de Thomsen

- ϵ (épsilon), respecto a onda de Compresión
- γ (gamma), respecto a onda de Cizalla
- δ (delta), anisotropía oblicua

La forma en que se afectan estos parámetros debido al kerógeno no es clara aún; hay diferentes posturas sobre el asunto; Sayers¹⁵⁸ concluye que épsilon y gamma no son tan sensibles al kerógeno como lo es delta, el cual es muy sensible. Vernik y Landis concluyen que épsilon incrementa con un incremento de TOC hasta un punto crítico, como se puede ver en la Figura 38.

Bocangel et al¹⁵⁹ analizan también dicha relación como se muestra en la Figura 37; Épsilon y gamma muestran un incremento en la anisotropía a medida que aumenta el contenido orgánico. Además, se encuentra una clara relación directa entre E_h/E_v y el TOC.



Evaluación de la anisotropía en función de el contenido orgánico, se asumió isotropía transversal. b) Anisotropía compresional (épsilon, en círculos azules) y de cizalla (gamma, en cuadrados verdes). C) Anisotropía medida como la relación de módulos de Young. Fuente: (Bocangel, Sondergeld y Rai, 2013).

Se cree que la naturaleza anisotrópica de este tipo de rocas está relacionada con la laminación fina y paralela de la materia orgánica, y con la alineación de las fracturas.

¹⁵⁸ (Sayers ,The effect of kerogen on the elastic anisotropy of organic-rich *shales*. *GEOPHYSICS* [en línea] ,s.n. 2013)

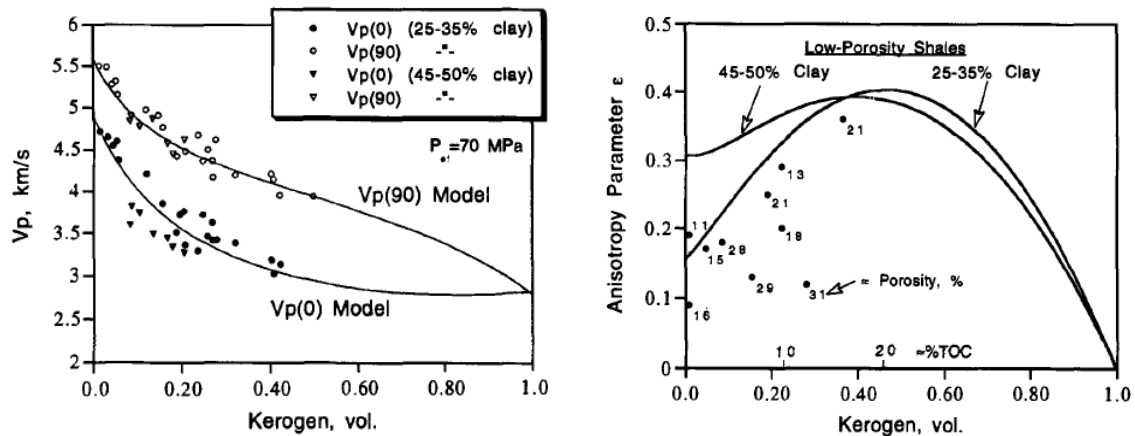
¹⁵⁹ (Bocangel, Sondergeld y Rai ,*Acoustic Mapping and Characterization of Organic Matter in Shales* ,Society of Petroleum Engineers, SPE-166331-MS 2013)

El entender cómo exactamente los procesos de maduración causan cambios en la anisotropía es aún un asunto fundamental en el estudio de rocas ricas en materia orgánica¹⁶⁰.

Según Dietrich¹⁶¹, la anisotropía puede ser causada principalmente por: (1) la estructura de los minerales de arcilla, (2) fracturas, (3) la distribución de la materia orgánica y (4) estratificación.

Sayers¹⁶² resalta como el kerógeno se alinea en una laminación para paralela lo que mejora la anisotropía.

Figura 38 Efecto del Kerógeno sobre la anisotropía



Velocidad vs contenido de kerógeno para dos grupos de *shale* negros con diferentes contenidos de arcilla (izquierda). Parámetro anisotrópico épsilon como función del contenido de kerógeno en *shales* con baja porosidad (mostrado cómo un modelo derivado de la imagen anterior) (derecha).

Fuente: (Vernik y Liu, 1997), p. 7

Vernik et al¹⁶³ afirman que altos niveles de anisotropía en la velocidad (de ondas acústicas) se deben a la distribución lenticular de la **materia orgánica** y a los **minerales arcillosos** paralelos el plano de estratificación. Meissner¹⁶⁴ afirma que la riqueza orgánica o contenido de kerógeno son factores que influyen la velocidad y la anisotropía en *shales*.

¹⁶⁰ (Vanorio, Mukerji y Mavko, Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich shales. En: 14, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2008)

¹⁶¹ (Dietrich, *The impact of organic matter on geomechanical properties and elastic anisotropy in the Vaca Muerta shale* [en línea], ProQuest Dissertations Publishing 2015) p. 36 [24;54]

¹⁶² (Sayers, The effect of kerogen on the elastic anisotropy of organic-rich shales. *GEOPHYSICS* [en línea], s.n. 2013)

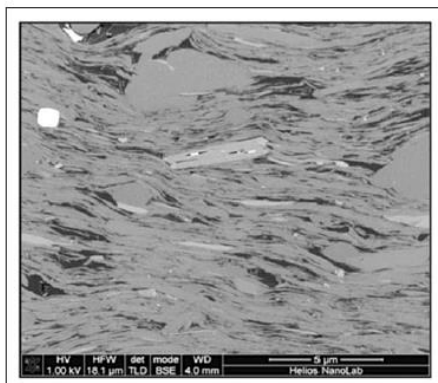
¹⁶³ (Vernik y Milovac, Rock physics of organic shales. En: 13, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2011; Vernik y Liu, Velocity anisotropy in shales: A petrophysical study. En: 12, *Geophysics*, s.n. 1997) [12][13]

¹⁶⁴ (Meissner 1984) citado por (Vernik y Liu, Velocity anisotropy in shales: A petrophysical study. En: 12, *Geophysics*, s.n. 1997) [12]

Para los dos grupos de *shales* (de la Figura 38) se nota que la anisotropía incrementa con el kerógeno alcanzando su máximo de aproximadamente $E=0.4$ con $K=40-45\%$ o $15-20\%$.

Los *shale* típicamente, pero no necesariamente, expresan Isotropía transversal¹⁶⁵ vertical (VTI), con eje de simetría perpendicular a la estratificación y a la orientación preferente de las partículas de arcillas. Dichas características pueden verse en imágenes SEM de alta resolución cómo el de la Figura 39.

Figura 39 Imagen Dual-Beam SEM-FIB



Woodford *Shale* con 12%V de kerógeno lenticular. Se observa orientación preferencial.

Fuente: (Vermik y Milovac, 2011)

Hornby et al¹⁶⁶ menciona también el efecto de **distribución de las placas** de arcilla sobre la anisotropía mecánica del *shale*.

Vanorio et al¹⁶⁷ proponen que hay una relación entre la **madurez** del *shale* (expresada como Re) y los parámetros anisotrópicos. Aunque su relación es compleja, de forma general aumenta la anisotropía al ir desde *shale* inmaduro hacia rangos de madurez temprana.

6. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE DATOS

La metodología propuesta a continuación tiene como objetivo el ofrecer un flujo de trabajo para realizar un análisis interrelacionado de datos de tipo geoquímico y datos de tipo geomecánico. El paso a paso presentado a continuación pretende unificar

¹⁶⁵ Cualquier medio transversalmente isotrópico es descrito por 5 constantes elásticas independientes (C11, C33, C44, C66, and C13), las cuales pueden ser evaluadas por mediciones ultrasónicas multidireccionales. (Vernik y Milovac, Rock physics of organic *shales*. En: 13, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2011) [13]

¹⁶⁶ (Hornby, Schwartz y Hudson, Anisotropic effective medium modeling of the elastic properties of *shales*. En: 11, *Geophysics*, s.n. 1994)

¹⁶⁷ (Vanorio, Mukerji y Mavko, Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich *shales*. En: 14, *The Leading Edge* [en línea], s.n. 2008) citado por (Labani y Rezaee, 2014).

los datos, relacionarlos, calcular otros parámetros necesarios y finalmente indagar sobre posibles correlaciones entre las variables estudiadas.

I. Identificación e inventario de datos de entrada

De acuerdo con el enfoque del trabajo se pueden diferenciar inicialmente dos clases de datos de entrada: (1) Datos geoquímicos (2) Datos geomecánicos. En la siguiente tabla se presentan los datos mínimos de entrada para el desarrollo de la metodología propuesta.

Tabla 11 Datos mínimos de entrada

Datos Geoquímicos		Datos Geomecánicos y otros	
Parámetro	Fuente(s)	Parámetro	Fuente(s)
TOC	-Análisis de TOC -Análisis Rock-Eval	Vp	-Medición en laboratorio -Registro sísmico compresional
Tmax / Ro / LOM	-Análisis Rock-Eval -Estudio de macerales	Vs	-Medición en laboratorio -Registro sísmico cortante (shear)
S1	-Análisis Rock-Eval	Densidad de la Roca	-Registro de densidad -Medición en laboratorio
S2	-Análisis Rock-Eval	Resistividad de la roca	-Registro de resistividad profunda.
S3	-Análisis Rock-Eval	Calidad de Hueco	-Registro <i>caliper</i>
		Radiactividad Natural	-Registro <i>gamma ray</i>

Una vez se tengan los archivos con todos los datos, es importante cuantificar el volumen de datos del que se dispone, para ello se plantea llevar un inventario cómo el que se muestra a continuación.

Para los datos de laboratorio:

Tabla 12 Nomenclatura de los pozos (FORMATO)

No.	Pozo	Clave	Intervalo ft	Formaciones Geológicas
1	xxxxxx	XX1		Formación 1
				Formación 2
2	xxxxxx	XX1		Formación 3

'Clave' se refiere a la notación del pozo para posterior uso. En la columna intervalo se escribe el intervalo en pies del cual se tienen mediciones de laboratorio.

Tabla 13 Inventario de Parámetros Geoquímicos (FORMATO)

Pozo	TOC (%wt)	TMAX (°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI	
XX1									
XX2									

En la casilla correspondiente al pozo y al parámetro disponible, escribir el número de datos con los que se dispone.

Tabla 14 Inventario de Parámetros Geomecánicos (FORMATO)

Pozo	UCS ⁴	Brazilian Test (To)	Resistencia a la tracción ¹	Vp	Vs	Dinámicos		Estáticos		Fragilidad		
						E ²	v ³	E	v	Ebrit	vbrit	Brit
XX1												
XX2												

¹Tensile Strenght. ²Módulo de Young. ³Relación de Poisson. ⁴Uniaxial Compressive Strenght. En la casilla correspondiente al pozo y al parámetro disponible, escribir el número de datos con los que se dispone.

Para los registros:

Tabla 15 Inventario de Registros (FORMATO)

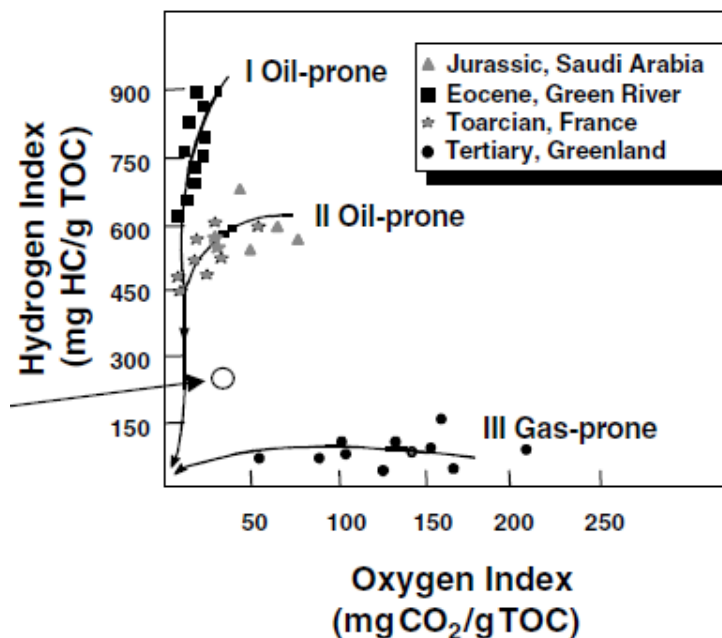
Pozo	Registro		
	Nombre de Registro 1	Nombre de Registro 2	Nombre de Registro 3
	Intervalo	Intervalo	Intervalo
	ft	ft	ft
XX1			
XX2			

II. Interpretación preliminar de los datos

Antes de calcular de nuevos parámetros, ajustar datos o intentar correlacionar, es importante **caracterizar** los intervalos estudiados basándose solamente en los datos tal cómo han sido proporcionados. Conocer el tipo de formación, materia orgánica, nivel de madurez permite establecer unos límites a análisis e identificar la necesidad de realizar correcciones o emplear metodologías diferentes, según sea el caso.

a. Tipo de Kerógeno

Se propone determinar el tipo de kerógeno utilizando la relación del índice de hidrógeno y del índice de oxígeno planteada en el diagrama de Van Krevelen Modificado, mostrado a continuación.



Fuente: (Peters, Walters y Moldowan, 2005, p. 77)

La madurez térmica incrementa a lo largo de caminos convergentes de maduración, con las muestras más maduras en la parte inferior izquierda.

b. Riqueza de materia Orgánica.

Tabla 16 Valores TOC medidos (FORMATO)

Pozo	TOC			
	Máximo	Mínimo	Promedio A.	Descripción

Los criterios de la columna descripción son los presentados por (Peters, Walters y Moldowan, 2005), mostrada en la Figura 15 (página 48).

c. Nivel de madurez térmica

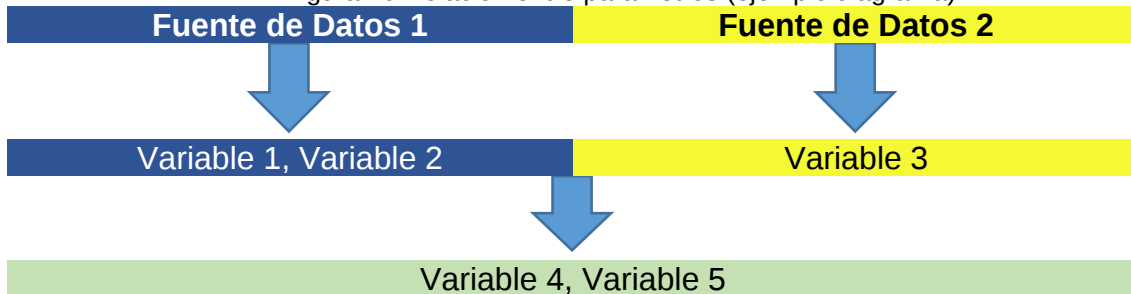
Tabla 17 Medición indicador de madurez (FORMATO)

Pozo	Tmax [°C] / Ro [%] / LOM			
	Máximo	Mínimo	Promedio A.	Descripción

Los criterios de la columna descripción son los presentados por (Peters, Walters y Moldowan, 2005) en la Figura 17 (página 51).

Es importante también conocer las relaciones entre los datos, especialmente el identificar variables dependientes e independientes. Se propone realizar un diagrama como el de la Figura 40.

Figura 40 Relación entre parámetros (ejemplo diagrama)



III. Procesamiento de Datos

En busca de obtener una caracterización más completa de las formaciones y de los datos, se sugiere calcular ciertos parámetros.

- **Índice de calidad de hueco (ICH) e Índice de calidad de la información (ICI)**

$$ICH = BS - CAL$$

ICH=Índice de calidad de hueco, BS= tamaño de broca, Cal= lectura del registro caliper

$$ICI = |ICH|$$

ICH=Índice de calidad de hueco, ICH= Índice de calidad de la información

Ecuaciones propuestas por los autores.

- **Porosidad a partir de registro sónico (PHIS)**

Ecuación 19 Porosidad de registro sónico

$$\varphi_{s\acute{o}nic} = PHIS = \frac{DTC_m - DTC}{DTC_m - DTC_f}$$

PHIS= porosidad a partir de tiempo de tránsito, DTC_m = tiempo de tránsito de la matriz, DTC_f = tiempo de transito del fluido, usualmente se asume agua como fluido.

(Aristóbulo ,Asesoría Académica. *Reuniones Dirección de Proyecto de Grado* ,s.n. 2016)

- **Porosidad a partir de registro de densidad (PHID)**

Ecuación 20 PHID

$$\varphi_{density} = PHID = \frac{\rho_m - \rho}{\rho_m - \rho_f}$$

PHID= porosidad a partir de densidad, ρ_m = densidad de la matriz, ρ_f = densidad del fluido, usualmente se asume agua.

(Crain ,The common *shale* volume methods. *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea] ,s.n. 1984)

• Fracción de arcilla (Xsh) a partir de registros

Existen diferentes maneras de calcular este parámetro, se mencionan por ejemplo los siguientes métodos:

a) A partir de registro GR

Ecuación 21 Fracción de *Shale* a partir de GR

$$X_{shGR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

XshGR= Fracción de arcilla a partir de GR, GR= Lectura registro GR, GRmin= Lectura GR en un intervalo de arena limpia, GRmax= Lectura de GR en un intervalo dominado por arcilla

b) A partir de registro de resistividad profunda

Ecuación 22 Fracción de Arcilla de Resistividad

$$X_{shRD} = \sqrt{\frac{RD_{sh}}{RD}} \text{ o } X_{shRD} = \sqrt{\frac{RD_{sh}}{RD}} * \sqrt{\frac{RD - RD_{min}}{RD_{max} - RD_{min}}}$$

XshRD= Fracción de arcilla a partir de resistividad, RD= Lectura registro de resistividad, RDsh= Resistividad de arcilla.

c) A partir de una combinación de registros neutrón (NPHI) y de densidad.

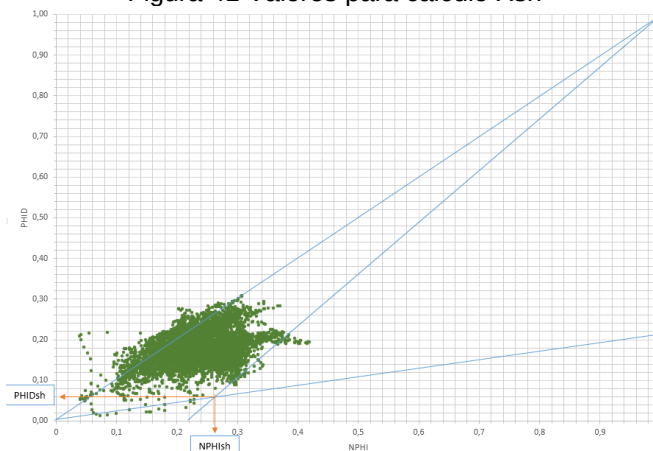
Ecuación 23 Fracción de arcilla de NPHI y PHID

$$X_{shND} = \frac{1 - \frac{PHID}{NPHI}}{1 - \frac{PHID_{sh}}{NPHI_{sh}}} * \frac{NPHI}{NPHI_{sh}}$$

XshND= Fracción de arcilla a partir de registros neutrón y de densidad, PHID= Porosidad a partir de registro de densidad, NPHI= Lectura del registro neutrón, PHIDsh= Porosidad a partir de densidad de arcilla, NPHIsh= Lectura registro neutrón en arcilla.

Para hallar los valores de NPHIsh y PHIDsh es posible realizar un gráfico de dispersión como el que se muestra en la Figura 41.:

Figura 41 Valores para cálculo Xsh



- **Fragilidad (Brit)** con base en la definición de Rickman y otros¹⁶⁸.
Las especificaciones del proceso de cálculo de fragilidad de este método se pueden consultar en la página 75 (Ecuación 17 y Ecuación 18).

- **Fragilidad (Brit-Xsh)** en función de la fracción de arcilla.

$$Brit_{sh} = 1 - X_{sh}$$

Esta forma de fragilidad se basa en la definición de índice de fragilidad dada por Walles (presentad previamente), la cual tiene en cuenta la composición de la roca y sobre todo la cantidad minerales arcillosos.

- **Módulo de Young (E)**

Cálculo de acuerdo con las Ecuación 11 y Ecuación 12, presentada en el capítulo 5.1.1)

- **Relación de Poisson (v)**

Cálculo de acuerdo con las Ecuación 11 y Ecuación 12, presentada en el capítulo 5.1.1)

- **Cálculo TOC**

Como se mostró en la sección de “Caracterización geológica de yacimientos no convencionales (ync) / Técnicas de caracterización indirectas”, se han desarrollado varias metodologías para obtener TOC a partir de registros. Para el caso de estudio, con datos de formaciones colombianas, se aplicaron los métodos de $\Delta \log R$ (gráfico y matemático), Issler (por la fórmula de Tristan) y correlación múltiple.

a) Método $\Delta \log R$ (Passey)

Cómo se presentó con mayor profundidad más atrás (capítulo 1.1), este método combina un registro de resistividad con un registro de porosidad, que en este caso fue el registró sónico. Al superponer estos dos registros en la escala adecuada y seleccionar los valores base se pueden obtener valores de TOC.

El método de Passey tiene la desventaja de ser altamente dependiente del LOM (Level of Maturity), cuya medición no estaba disponible para este estudio. Se realizaron, por tanto, cálculos de este parámetro a partir del Tmax (del Rock Eval) sin embargo esto baja la precisión del cálculo de TOC.

b) Método de Issler

Se utilizaron las siguientes expresiones matemáticas. Los resultados obtenidos para el pozo P4 se muestran en la Figura 51, con la curva de color azul.

$$TOC_s = 0.0714 * (DTC + 195 * \log RESD) - 31.86$$

¹⁶⁸ (Rickman et al. ,A practical use of *shale* petrophysics for stimulation design optimization: All *shale* plays are not clones of the Barnett *Shale*. En: 4, *SPE Annual Technical Conference and Exposition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2008)

$$TOC_S = 0.0714DTC + 13.923 \log RESD - 31.86$$

$$0.0714DTC = TOC_S - 13.923 \log RESD + 31.86$$

$$0.0714DTC = TOC_S - \log RESD^{13.923} + \log 7.24436 * 10^{31}$$

$$0.0714DTC = TOC_S + \log \frac{7.24436 * 10^{31}}{RESD^{13.923}}$$

c) Regresión Múltiple

Primero se plantea la siguiente relación entre las variables resistividad (R), porosidad sónica ($\phi_{SÓNICA}$) y TOC:

$$TOC = \phi_{SÓNICA}^{c_1} + R^{c_2}$$

$$\log TOC = c_1 \log \phi_{SÓNICA} + c_2 \log R$$

$$y = c_1 x_1 + c_2 x_2 + b$$

Los autores plantean esta relación tomando como base la ecuación de Archie, presentada así:

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{R * \phi^m} \quad \text{o} \quad S_w^n = \frac{R_w}{Rwa}$$

Rwa= Resistividad Aparente del agua de formación, R_w = Resistividad del agua de formación, m=exponente de porosidad, S_w = Saturación de Agua,

Entonces $R_{WA} = R * \phi^m$, con $a=1$. Ya que Rwa puede ser un indicador de la presencia de hidrocarburos, y asumiendo que la presencia de HC presenta una relación directa con el TOC, se puede plantear que:

Ecuación 24

$$TOC \propto Rwa = R * \phi^m$$

Entonces: $TOC = R^\alpha * \phi^\beta$. La profundidad y el nivel de maduración agregarían un error al cálculo, por lo que podría introducirse una corrección por estos factores.

Empleando el conjunto de datos de dichas variables se realiza la regresión en Microsoft Excel, como resultado se obtienen, entre otras cosas, los valores de las constantes y los coeficientes de correlación.

$$\log TOC = c_1 \log \phi_{sónica} + c_2 \log R$$

De esta expresión se puede construir un gráfico que permita ubicar los valores de TOC por niveles, de manera análoga a las gráficas de Issler. Para ello en la expresión anterior se toman valores de TOC constantes.

Lo que corresponde a ecuaciones de líneas paralelas de la forma:

$$y = c_1 x + b_2$$

Por otro lado, se puede expresar la expresión hallada anteriormente cómo:

$$\log TOC = -\log \phi_{sónica}^{-c1} - \log R^{-c2} + \log 1$$

$$\log TOC = \log \frac{1}{R^{c2} \phi_{sónica}^{c1}}$$

$$TOC = \frac{1}{R^{c2} \phi_{sónica}^{c1}}$$

IV. Ajuste de Datos

Tal como lo mencionan Rickman y otros¹⁶⁹, un modelo petrofísico universal que no necesite ninguna calibración externa sería ideal. Cualquier modelo petrofísico necesita mediciones de laboratorio para ayudar a asegurar la exactitud en la estimación de propiedades mecánicas, mineralogía, TOC, entre otros.

El ajuste puede ser realizado superponiendo los datos de laboratorio y las curvas de registros. Se asume que las mediciones de laboratorio contienen los valores más cercanos al valor real, mientras que las curvas de registros deben ser ajustadas a estos valores, ya sea por desplazamiento vertical, horizontal o por medio de un parámetro modificable.

Se puede asumir, para lograr un mejor ajuste que hay margen de error en la profundada de núcleo dada de las mediciones de laboratorio, por lo que según la situación es posible realizar leves desplazamientos verticales para lograr un mejor ajuste.

También se descartan zonas anómalas en las que de acuerdo con el registro caliper, los datos de registros no ofrecían información confiable y si hay la información necesaria, se recomienda también realizar correcciones a los registros a factores cómo los mencionados en la sección 1.1.4.

V. Análisis estadístico

Para el análisis estadístico de los datos se sugieren los siguientes métodos estadísticos:

Coefficientes de Correlación

Un análisis de coeficientes de correlación puede ser realizado en todos los softwares de análisis estadístico y realizarlo ofrece una visión general de los datos manejados. Permite ver a simple vista dependencia y correlación entre los datos.

Combinación de variables en gráficos de dispersión y regresión

¹⁶⁹ (Rickman et al. ,A practical use of *shale* petrophysics for stimulation design optimization: All *shale* plays are not clones of the Barnett *Shale*. En: 4, *SPE Annual Technical Conference and Exposition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2008), p. 3

Se recomienda realizar de gráficos de dispersión combinando las variables tomando como fundamento las bases teóricas de las variables a relacionar (tener en cuenta las definiciones, los drivers, la dependencia e independencia), esto permitirá que no se gaste tiempo y energía en combinar variables que por ejemplo son dependientes por definición, o que por otro lado, no puedan ser relacionadas de ninguna manera.

De acuerdo con los objetivos del presente trabajo, y en base a la revisión de la literatura, se propone la siguiente combinación de variables:

- DTC y DTS – TOC
- DTC y DTS – TOC - Tmax
- E y v -TOC
- E y v - Tmax
- E – v - Tmax
- E – v- TOC
- E-TOC-Tmax
- v-TOC-Tmax

Análisis por componentes principales PCA

Este método permite la estructuración de un conjunto de datos multivariados, obtenidos de una población cuya distribución de probabilidades no necesita ser conocida.

Es, pues, una técnica matemática que no necesita un modelo estadístico para explicar la estructura probabilística de los errores. Aunque si es posible suponer una distribución multi-normal de la población, o el tamaño de la muestra es tal que puede asumirse multi-normalidad ya sea por el aumento en el número de variables consideradas o por el número de individuos que integran la muestra, podrá encontrarse significación estadística en los componentes, pues será posible asociar a cada uno de ellos una medida de confiabilidad.

El análisis por componentes principales se basa en una transformación lineal de las observaciones originales¹⁷⁰.

Análisis por Conglomerados [Clusters] (CA)

CA es un método para dividir un grupo de objetos en clase para que objetos similares estén en la misma clase. Los grupos no son conocido antes del análisis matemático y no se realizan asunciones sobre la distribución de las variables. El análisis por *clusters* busca objetos que estén cerca entre sí en cuanto al espacio de variables.

¹⁷⁰ (Pla, *Análisis multivariado: método de componentes principales*, Secretaría General de al OEA 1986)

7. APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE DATOS

7.1 IDENTIFICACIÓN E INVENTARIO DE DATOS DE ENTRADA

Para el desarrollo de este proyecto fue proporcionado, por parte del Instituto Colombiano del Petróleo¹⁷¹, un set de datos con propiedades geomecánicas y geoquímicas de 4 pozos de 6 formaciones colombianas. Debido a la confidencialidad de la información los nombres de los pozos han sido modificados como se muestra en la Tabla 18, la diferencia entre las claves para algunos pozos se debe a que en algunos se contaba con información de tipo geomecánico medido en dirección vertical (V) y también en dirección horizontal (H). La columna “número de objetos” corresponde al número de puntos de los cuales se posee la información por cada pozo.

Tabla 18 Claves Pozos y Formaciones

No.	Pozo	Clave	Número de Objetos		Formaciones Geológicas
			Geomecánica	Geoquímica	
1	P1	P1H	19	428	A
		P1V	22		B
2	P2	P2	13	106	C
					D
3	P3	P3V	24	78	A
		P3H	24		
4	P4	P4H	44	68	E
		P4V	43		F G

Además de las mediciones de laboratorio se cuenta con datos de los siguientes registros de pozo:

- Gamma Ray (para algunos pozos GR espectral)
- Caliper
- Sónico
- Resistividad
- Densidad
- Porosidad neutrón

A continuación, se presenta en las tablas Tabla 19 y

¹⁷¹ Por medio del acuerdo de cooperación no. 05 derivado del convenio marco 5211794, suscrito entre ECOPETROL S.A y la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

Tabla 20 los parámetros geoquímicos y geomecánicos proporcionados correspondientes para cada pozo. Una marca de “X” representa que para el pozo correspondiente se contaba con datos en el respectivo parámetro.

Tabla 19 Parámetros Geoquímicos

Clave	TOC (%wt)	TMAX (°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI	RI (% Wt)
P1H	X	X	X	X	X	X	X	X	
P1V	X	X	X	X	X	X	X	X	
P2	x	x	x	x	x	x	x	x	
P3V	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P3H	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P4H	x	x	x	x	x	x	x	x	x
P4V	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Tabla 20 Parámetros Geomecánicos

Clave	UCS ⁴	Brazilian Test (To)	Resistencia la tracción ¹	Vp	Vs	Dinámicos		Estáticos		Fragilidad		
						E ²	v ³	E	v	Ebrit	vbrit	Brit
P1H			x	x	x	x	x			x	x	x
P1V			x	x	x	x	x			x	x	x
P2	x			x	x	x	x	x	7			
P3V	x	x		x	x	x	x			x	x	x
P3H	x	x		x	x	x	x			x	x	x
P4H		x		x	x	x	x			x	x	x
P4V		x		x	x	x	x			x	x	x

¹Tensile Strenght. ²Módulo de Young. ³Relación de Poisson. ⁴Uniaxial Compressive Strenght

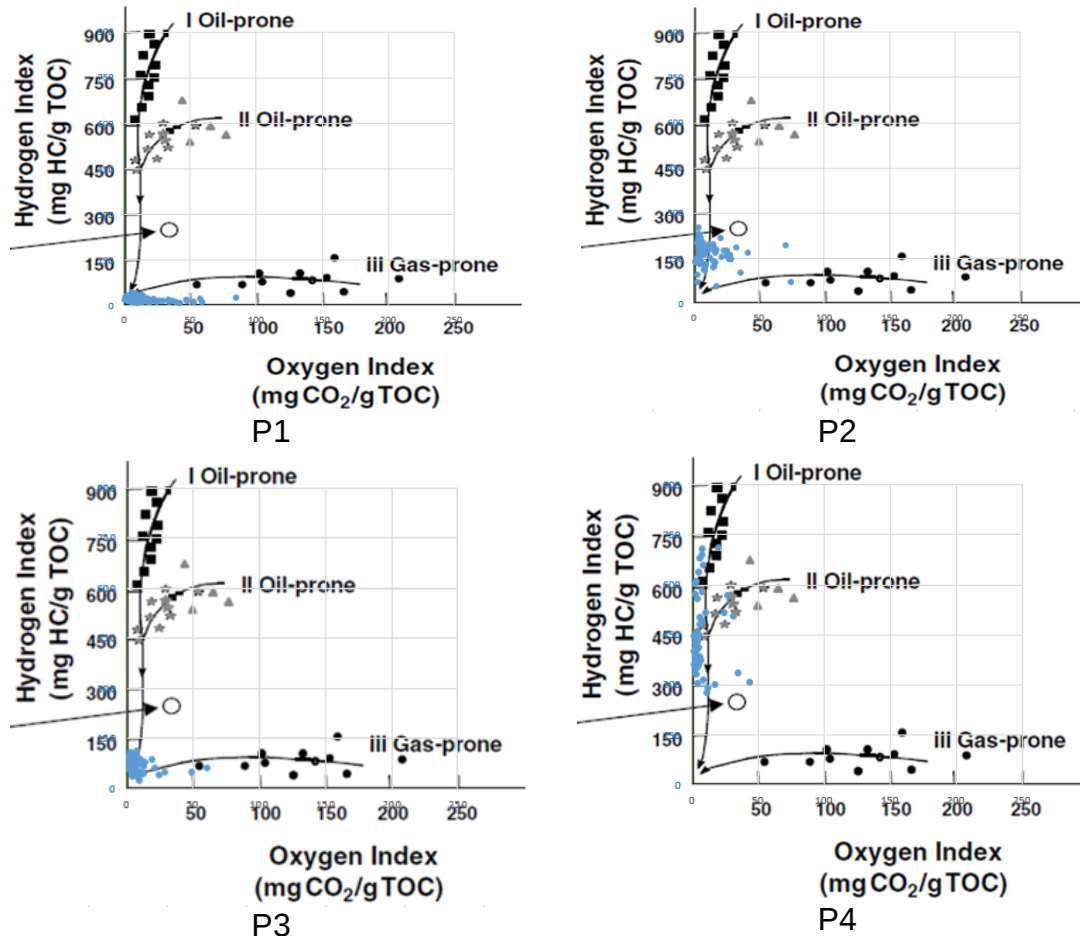
7.2 INTERPRETACIÓN PRELIMINAR DE LOS DATOS

Previo al análisis también es importante emplear los datos en la caracterización las formaciones, establecer la calidad de las propiedades.

- Gráfico de Van Krevelen modificado.

Cómo se muestra en la Figura 42, en el que se grafican en este diagrama los datos del pozo 1, este diagrama permite determinar el tipo de kerógeno presente en la formación.

Figura 42 Diagrama de Van Krevelen – Pozos P1, P2, P3 Y P4



Los puntos azules corresponden a las mediciones de laboratorio. Las formaciones A y B, en las secciones de pozo P1, se observa que los puntos se extienden en la parte inferior lo que podría sugerir un kerógeno tipo III, sin embargo por revisión bibliográfica se encuentra que es una formación con predominio de kerógeno tipo II. En las formaciones C y D (en las secciones del pozo P2) predomina un kerógeno tipo II. Para el pozo P3, se encuentra que los puntos se ubican en la zona inferior izquierda, lo que indica un alto grado de madurez, que el kerógeno ya ha alcanzado la ventana de generación de gas. Según revisión bibliográfica se trata de un kerógeno tipo II. En el caso del pozo 4, se encuentra que corresponde a un kerógeno entre tipo I y tipo II, también con tendencia a ubicarse en zona de alta madurez.

- Cantidad de Materia Orgánica.

Los criterios en cuanto a cantidad de materia orgánica son los presentados en la Figura 15 (capítulo 3). Según estos se pueden realizar la siguiente descripción:

Tabla 21 Valores TOC medidos

Pozo	TOC			
	Máximo	Mínimo	Promedio A.	Descripción
1	16.38	0.4	6.02	Excelente

2	6.48	0.1	3.14	Muy bueno
3	18,15	0.34	6.23	Excelente
4	8.4	0.3	3.7	Muy bueno

- Nivel de madurez térmica

En la Tabla 22 se presentan los datos por pozo de Tmax medidos en laboratorio a partir de Rock Eval. La columna descripción se basa en los criterios presentado en la Figura 17, sin embargo, como se presentó antes, el valor de Tmax no es suficiente para determinar el grado de maduración térmica, sino que hay que tener en cuenta otros criterios.

Tabla 22 Tmax medido

Pozo	Tmax			
	Máximo	Mínimo	Promedio A.	Descripción
1	605	422	522.43	Sobre-maduro
2	466	432	456	Maduro Tardío
3	486	440	467.81	Maduro tardío
4	427	444	439	Maduro Temprano

Otros indicadores del nivel de madurez térmica son: la reflectancia vitrinita (Ro) y el nivel de madurez (LOM). Ya que no se contaba con estos parámetros, fue necesario utilizar correlaciones encontradas en la literatura para conocer hallar parámetros.

Para hallar Ro a partir de Tmax se puede utilizar una correlación, sin embargo, su uso no se recomienda para muestras de muy alta o baja madurez (donde Tmax<420°C o >500°C) o cuando S2 es menor de 0.5 mg HC/g roca.

Ecuación 25 Correlación Ro y Tmax

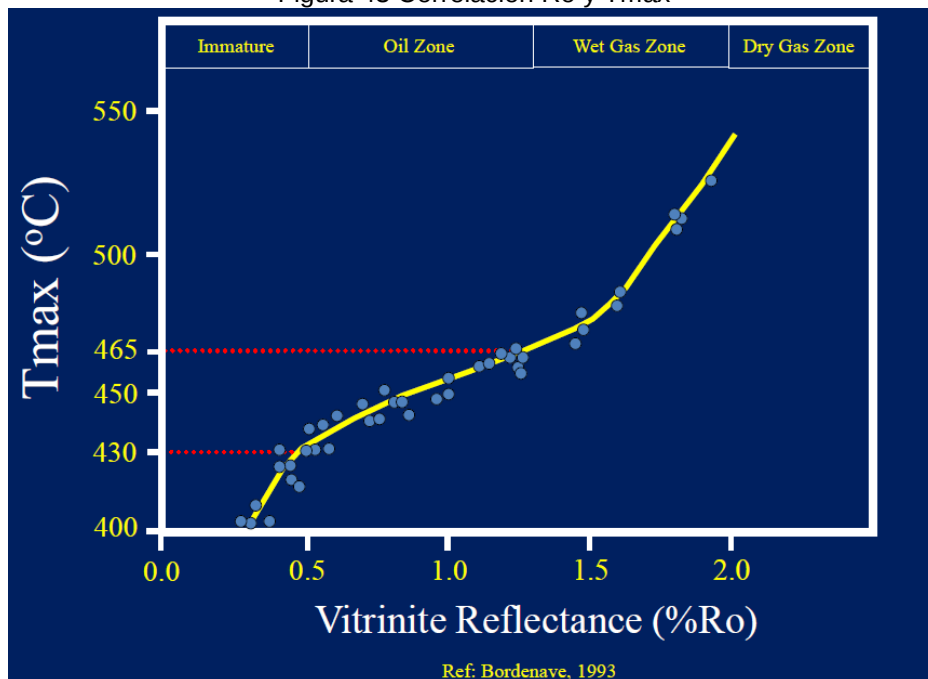
$$Ro = 0.0180T_{max} - 7.16$$

Ro= Reflectancia Vitrínica, Tmax= Parámetro de pirolisis. La fórmula fue derivada de una colección de shales kerógeno tipo II y III con bajo azufre.

(Peters, Walters y Moldowan ,*The biomarker guide* ,Cambridge University Press 2005, p. 89)

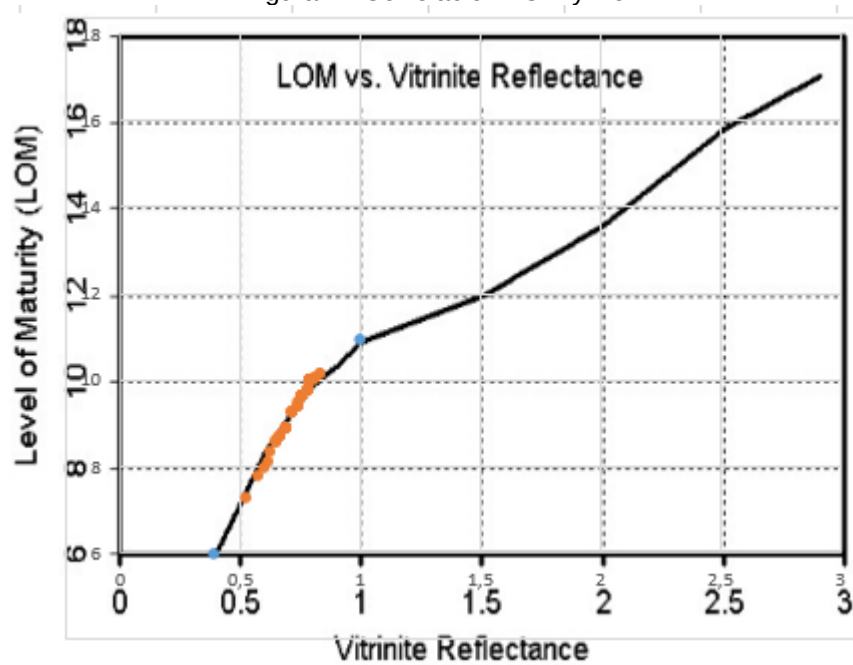
Otra opción consiste en utilizar la Figura 43. En este caso la para los pozos P1 y P3 se utilizó la Figura 43 ya que algunos valores de Tmax son muy altos para utilizar la ecuación.

Figura 43 Correlación Ro y Tmax



De forma similar, puede obtenerse un valor de LOM empelando una correlación cómo la mostrada en la Figura 44. En este trabajo se utilizó la Ecuación 25 en los casos en que se podía aplicar, y la gráfica en el resto de casos para hallar Tmax. Y posteriormente se utilizó la Figura 44 para hallar LOM. Para los cálculos se utilizó programación de macros de Microsoft Excel.

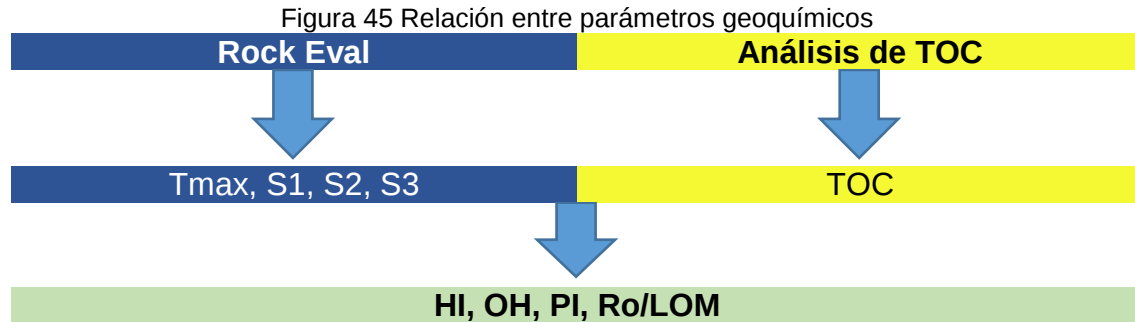
Figura 44 Correlación LOM y Ro



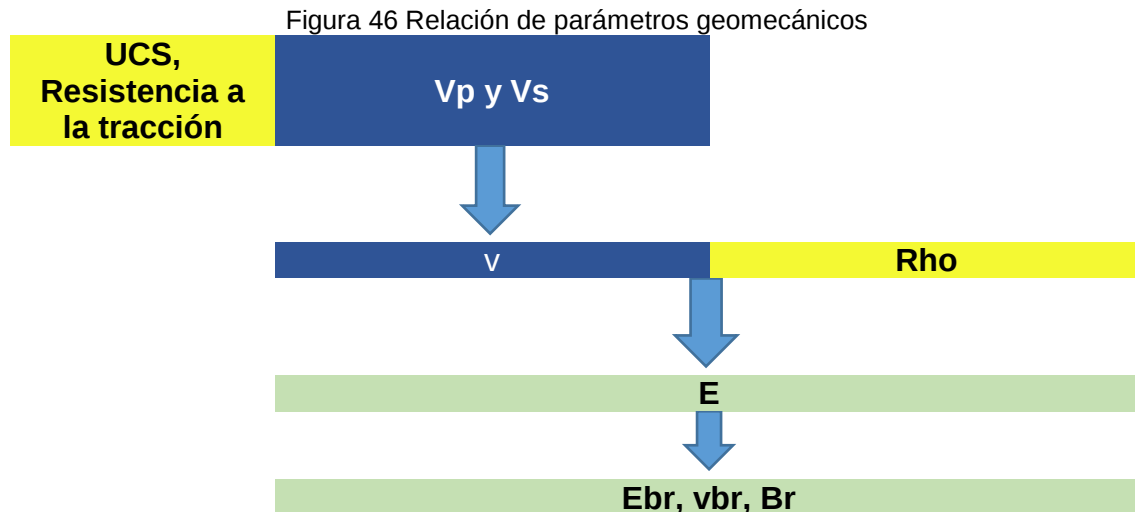
Fuente: (Philp, 2015)

A partir de la revisión de los parámetros proporcionados, y de acuerdo con las bases teóricas, se establece cuáles variables son independientes y cuales son dependientes.

Por parte de la data geoquímica se identificaron las siguientes relaciones:



En cuanto a los datos geomecánicos se identifican las siguientes relaciones:



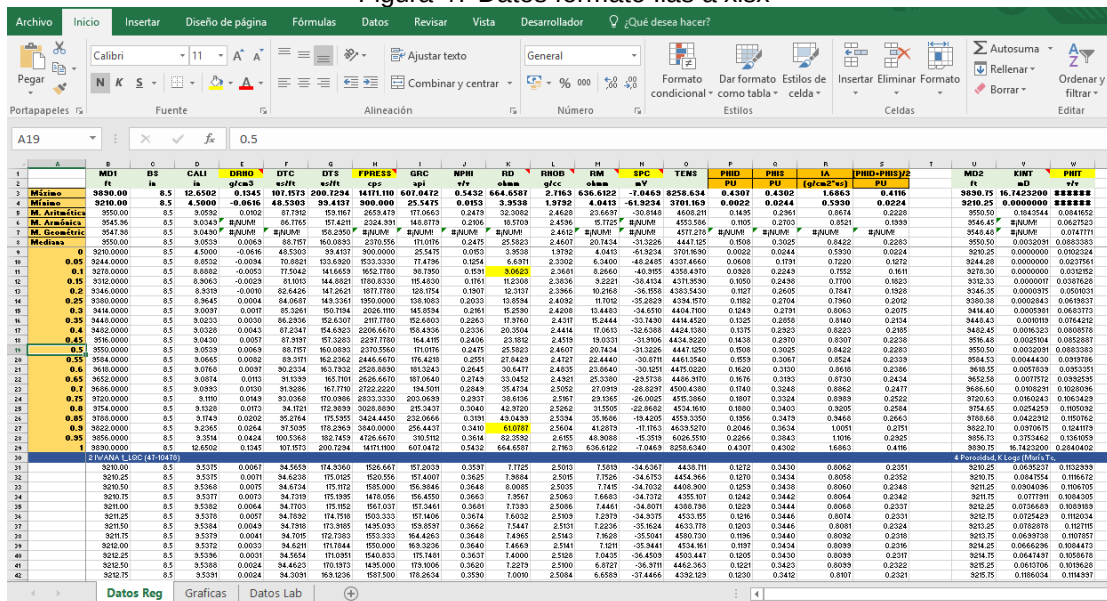
Al revisar las mediciones de laboratorio se encontró que muchas de las mediciones de parámetros geoquímicos realizadas a núcleos a ciertas profundidades, no fueron realizadas a las mismas profundidades para las propiedades geomecánicas, por lo tanto, no se podría realizar una correlación directamente. A esto se suma el hecho de que en la mayoría de los casos se contaba con más mediciones geoquímicas que geomecánicas.

Con el fin de abordar esta dificultad se planteó el hacer uso de los registros con el fin de determinar los puntos intermedios donde no se contaba con dicha información, para lo cual se requiere un previo ajuste de los datos laboratorio-registros; este proceso se presenta más adelante.

7.3 PROCESAMIENTO DE DATOS

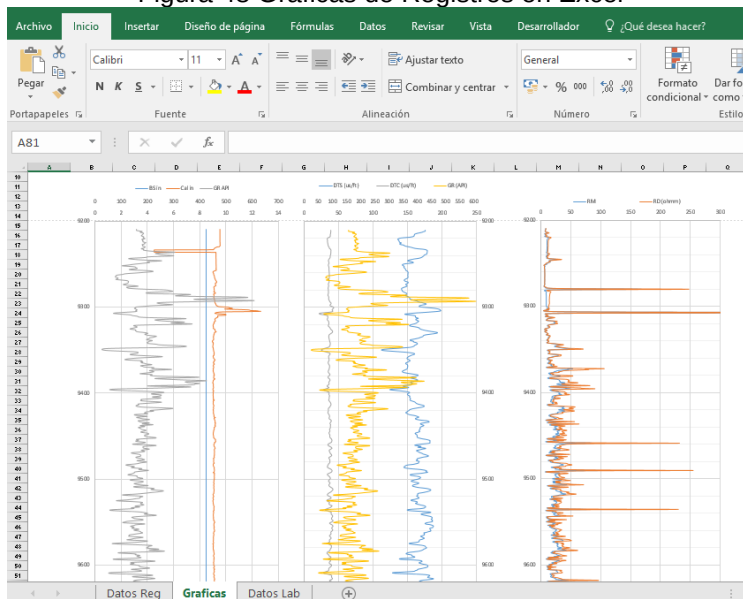
Los datos de registros fueron proveídos en formato las (Log ASCII Standard) versiones 3.0 y 2.0. De este formato se realizó la exportación a Microsoft Excel de los datos de los intervalos de profundidad de interés, es decir en los que se contaba con mediciones de laboratorio.

Figura 47 Datos formato .las a xlsx



Las gráficas de las curvas de registros se realizaron también en Microsoft Excel (ver Figura 48).

Figura 48 Gráficas de Registros en Excel

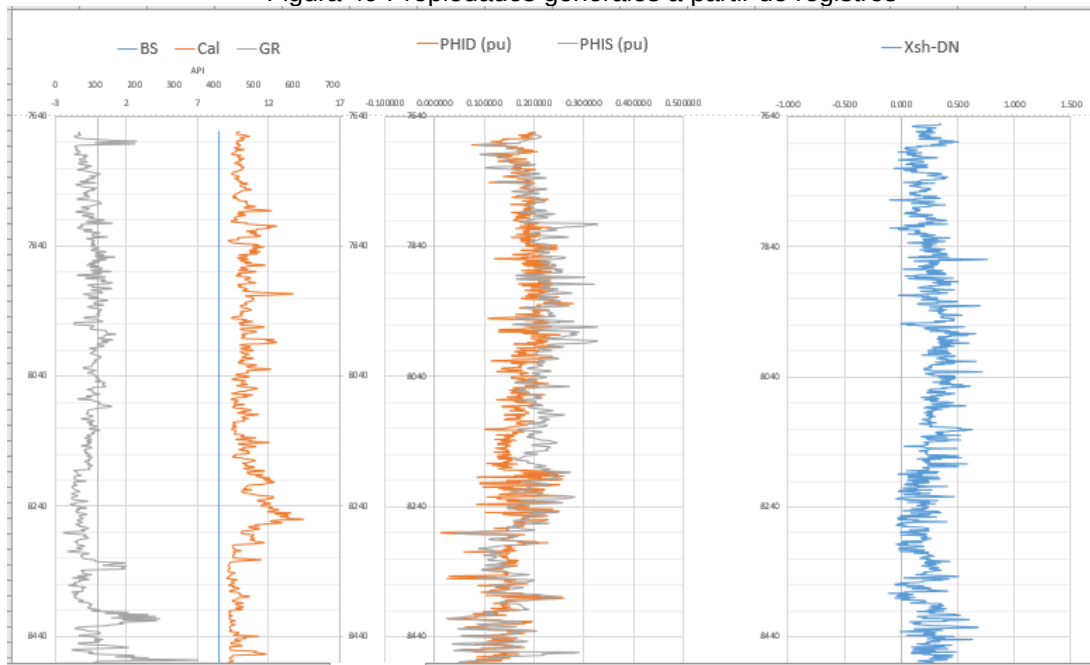


En busca de obtener una mejor caracterización de las formaciones, a partir de los datos de registros y calcularon propiedades generales cómo:

- Índice de calidad de hueco (ICH) e índice de Calidad de la Información (ICI)
- Porosidad a partir de registro sónico (PHIS)
- Porosidad a partir de densidad (PHID)
- Fracción de arcilla (Xsh)

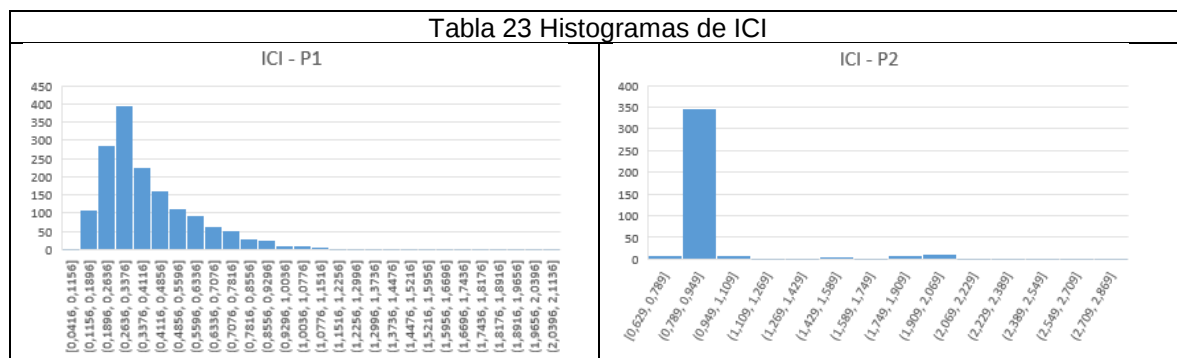
En la Figura 49 se muestran las curvas de registros con los cálculos mostrados en Microsoft Excel.

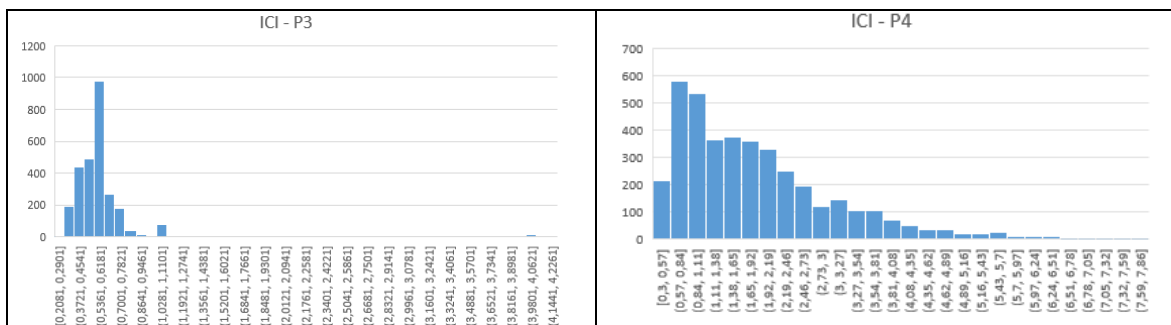
Figura 49 Propiedades generales a partir de registros



De izquierda a derecha: Bit size, Caliper y GR, PHID Y PHISC, Xsh.

Se realizó de forma separada histogramas con valores de ICH (ver Tabla 23) con el fin de conocer la fiabilidad de la información proveniente de los registros.





Los histogramas anteriores permiten concluir que para los pozos P1, P2 y P3 la distribución de ICI es positiva, ya que la mayor densidad de datos se ubica en valores <1 . En el pozo P4 la distribución muestra datos con $ICI > 1$, por lo que podría pensarse que la información de registros no es tan fiable en este pozo.

Se realiza también el cálculo de (ver Figura 50):

- Fragilidad (Brit) con base en la definición de Rickman y otros¹⁷².
- Fragilidad (Brit-Xsh) en función de la fracción de arcilla.
- Módulo de Young (E)
- Relación de Poisson (ν)

Determinación de toc a partir de registros

Como se mostró en la sección de “Caracterización geológica de yacimientos no convencionales (ync) / Técnicas de caracterización indirectas”, se han desarrollado varias metodologías para obtener TOC a partir de registros. Para el caso de estudio, con datos de formaciones colombianas, se aplicaron los métodos de $\Delta \text{Log R}$ (gráfico y matemático), Issler (por la fórmula de Tristan) y correlación múltiple.

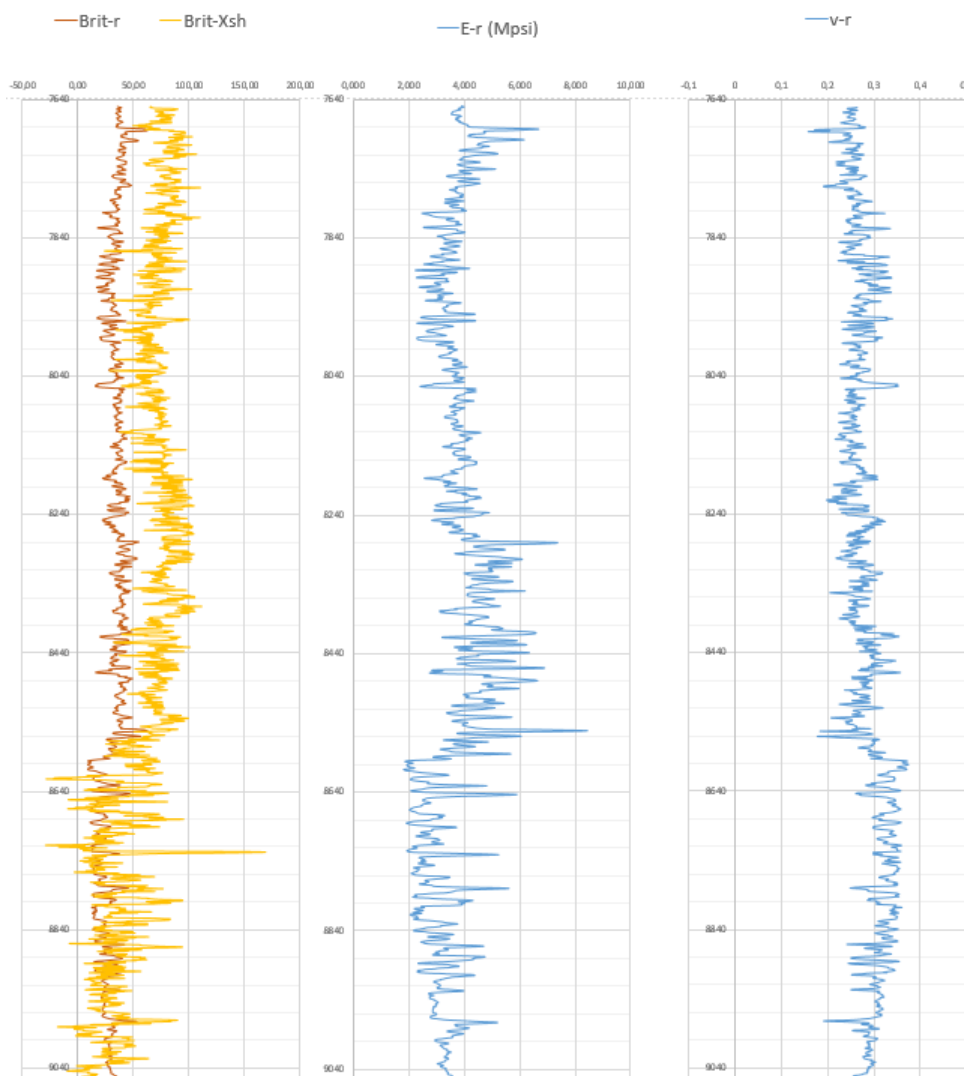
a) Método $\Delta \text{Log R}$ (Passey)

Cómo se presentó con mayor profundidad más atrás (capítulo 1.1), este método combina un registro de resistividad con un registro de porosidad, que en este caso fue el registró sónico. Al superponer estos dos registros en la escala adecuada y seleccionar los valores base se pueden obtener valores de TOC.

El método de Passey tiene la desventaja de ser altamente dependiente del LOM (Level of Maturity), cuya medición no estaba disponible para este estudio. Se realizaron, por tanto, cálculos de este parámetro a partir del Tmax (del Rock Eval) sin embargo esto baja la precisión del cálculo de TOC.

¹⁷² (Rickman et al. ,A practical use of *shale* petrophysics for stimulation design optimization: All *shale* plays are not clones of the Barnett *Shale*. En: 4, *SPE Annual Technical Conference and Exposition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers 2008)

Figura 50 Propiedades Geomecánicas a partir de registros



De izquierda a derecha: Brit con Brit-Xsh, E, v

Cómo mencionan Peters y otros¹⁷³ y Crain¹⁷⁴, el valor obtenido de TOC se debe calibrar para los diferentes intervalos de roca o zonas. En este caso se aprovechan valores de SF1 y SO1 (de la expresión de abajo, Ecuación 2) para realizar la calibración en las diferentes zonas; los resultados se muestran en la Figura 51.

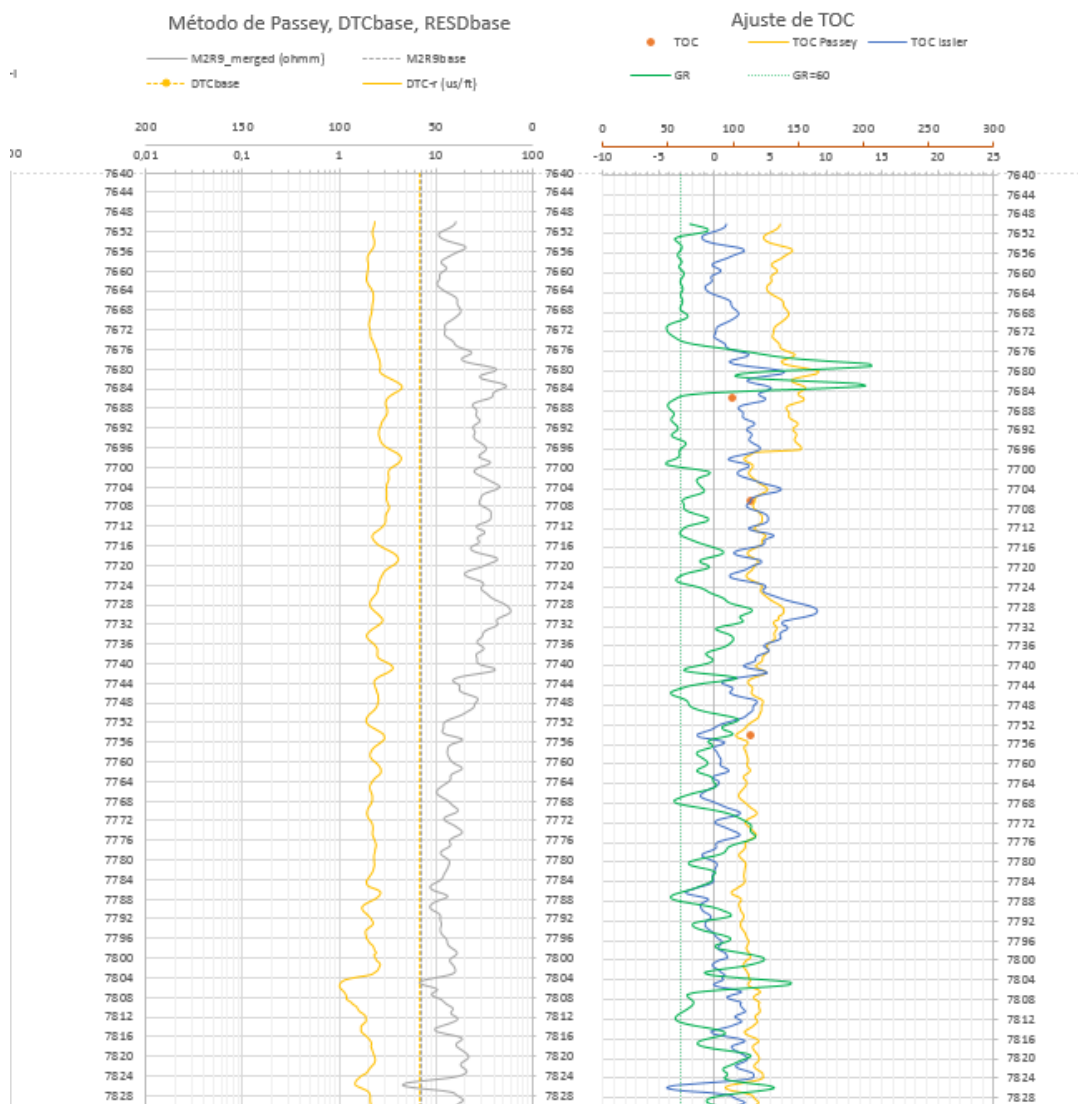
$$\text{TOCs} = \text{SF1s} * (\text{SlogR} * 10^{(0.297 - 0.1688 * \text{LOM})}) + \text{SO1s}$$

¹⁷³ (Peters, Walters y Moldowan, *The biomarker guide*, Cambridge University Press 2005, p. 83)

¹⁷⁴ (Crain, Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea], s.n. 2015)

Figura 51 Cálculo de TOC pozo P4

DTCbase	58	7640	RESbase	7	7640	60	7640	SF1s	0.8
a 9396 ft	58	9640		7	9640	60	9640	SO1s	-2



Izquierda: Superposición de registros resistividad y sónico, con las líneas base. Derecha: Diferentes cálculos de TOC y datos de laboratorio.

b) Método de Issler

Se utilizaron las siguientes expresiones matemáticas. Los resultados obtenidos para el pozo P4 se muestran en la Figura 51, con la curva de color azul.

$$TOC_s = 0.0714 * (DTC + 195 * \log RESD) - 31.86$$

$$TOC_s = 0.0714DTC + 13.923 \log RESD - 31.86$$

$$0.0714DTC = TOC_s - 13.923 \log RESD + 31.86$$

$$0.0714DTC = TOC_s - \log RESD^{13.923} + \log 7.24436 * 10^{31}$$

$$0.0714DTC = TOC_s + \log \frac{7.24436 * 10^{31}}{RESD^{13.923}}$$

7.4 AJUSTE DE DATOS

En este caso además fue necesario ajustar los registros a los datos de laboratorio con el fin de determinar los datos correspondientes en profundidad geoquímicos con los geomecánicos, y así efectuar una correlación.

Se realizó superposición de los datos de laboratorio y las curvas de registros. Bajo la asunción de las mediciones de laboratorio contenían los valores más cercanos al valor real, y las curvas de registros fueron ajustadas a estos valores.

También se descartaron zonas anómalas en las que de acuerdo con el registro caliper, los datos de registros no ofrecían información confiable.

Ajustar las velocidades de onda es un paso importante, ya que cómo se presentó previamente, varios parámetros geomecánicos (que se requiere correlacionar) pueden ser determinados a partir de velocidades sínicas.

Cómo se ve en Figura 52, se ubican sobre la misma pista los datos de laboratorio y lo datos de medición de registro, expresados en este caso como tiempo de tránsito (DTC y DTS). Ya que los datos de laboratorio son asumidos cómo los más cercanos al valor real, se realizan transformaciones para ajustar las curvas de registros con estos valores.

Una vez se logra el ajuste deseado, es posible utilizar los datos de registros para realizar la correlación con datos geoquímicos. El proceso de transponer los datos (ver Figura 53) de registros al set de datos de laboratorio se realizó por medio de programación en Microsoft Excel con lenguaje Visual Basic (Macros de Excel). El marco escrito toma cada uno de los puntos de laboratorio y busca entre los datos de registros el valor que se encuentre más cercano y lo asigna a la posición correspondiente.

Figura 52 Ajuste de velocidades sónicas – Pozo P1

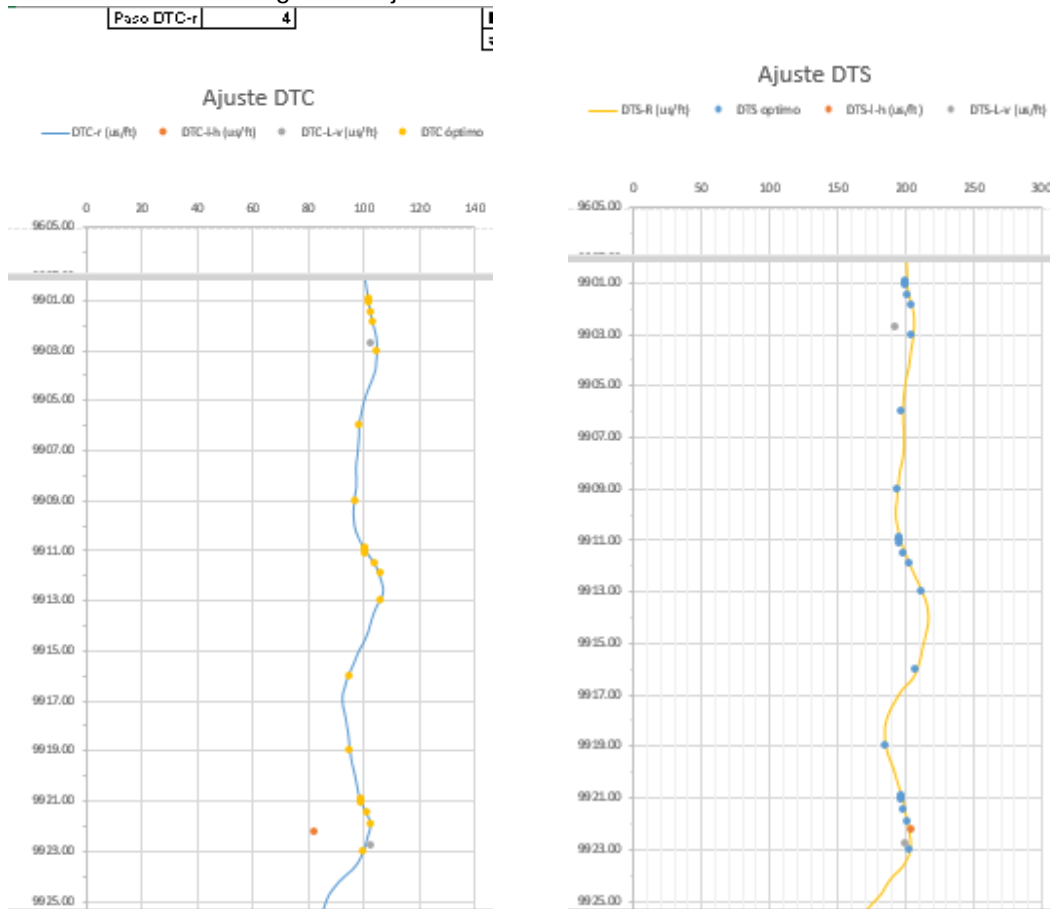


Figura 53 Trasposición de Datos

Datos Registros Ajustados

O	P	Q	R	S
MD2	DTC	DTC'	DTS	DTS'
ft	us/ft	us/ft	us/ft	us/ft
9658.00	92.84		177.02	
9678.25	93.67		178.93	
9698.50	94.40		180.39	
9718.75	95.38		182.08	
9739.00	96.34		184.43	
9759.25	98.06		188.19	
9779.50	99.80		192.17	
9799.75	104.16		203.98	
10020.00	110.75		222.98	

3 Sónico, GR COYOTE 1. Merged. Se

Macro Excel
(VBA)



Datos Laboratorio

AY	AZ	BA	BB
10012.00	114.08	244.16	7.16
9631.00	69.56	141.74	3.61
Profundidad'	DTC-r	DTS-r	R
ft	us/ft	us/ft	
9631.00	94.3121	190.6217	4.085167295
9631.15	94.0701	188.1343	3.999749127
9633.00	93.5822	181.4563	3.759738164
9633.10	93.5822	181.4563	3.759738164
9633.50	93.5957	182.4659	3.800595359
9633.90	93.6174	184.1089	3.867554261
9635.00	93.6562	187.0391	3.988336037
9636.33	93.6613	187.4251	4.004378673
9638.00	93.8275	189.7259	4.088772562
9640.11	92.7764	189.4323	4.169010908
9641.10	90.6726	184.7798	4.152951384
9641.50	90.4472	183.9329	4.135505311
9641.90	90.1918	183.42	4.135797529
9642.00	90.1918	183.42	4.135797529
9643.00	89.7103	183.1696	4.168906703
9644.50	85.7327	176.3195	4.229681724
9644.85	84.9154	174.833	4.239102328
9650.00	93.0998	184.3755	3.922012072
9651.00	93.0001	186.6502	4.028005809
9653.00	86.4633	177.8969	4.233242488
9653.10	86.4633	177.8969	4.233242488
9653.50	85.2253	173.5339	4.14602176
9653.90	85.0321	170.6453	4.027382261
9654.00	85.0321	170.6453	4.027382261
9658.00	92.1915	177.217	3.695123842
9660.80	92.0704	177.2153	3.704779532
9661.00	91.8575	176.9103	3.709172191

```

Sub Paso_DTC_RHO_en_profundidad_de_Reg_A_Rho()
Dim md2, md2', md2', dte, v, rho As Single
Dim dr, dl, d1, d2, lmdo As Long
Dim fila As Boolean
Const colmd2 = 15 'MODIFICAR, columna de MD2 registros
Const colmd2' = 11 'MODIFICAR, columna de MD2 laboratorio
Const colmd2 = 17 'MODIFICAR, columna de dte
Const colmd2 = 12 'MODIFICAR, columna de dte óptimo en profundidad
Const colrho = 11 'MODIFICAR, columna de RHO (en Dte)
Const colrho = 12 'MODIFICAR, columna de dte óptimo en profundidad
d1 = 34 'MODIFICAR, primera fila de MD2 registros
d2 = 3 'MODIFICAR, primera fila de MD2 laboratorio
d3 = 0 'contador de número de datos de registros
d4 = 0 'contador de número de datos de laboratorio
fila = 1
'comenzar última fila de datos de registros
Do While Worksheets("Datos Reg").Cells(d1, colmd2).Value > 0
d1 = d1 + 1
d2 = d2 + 1
Loop
'comenzar última fila de datos de laboratorio
Do While Worksheets("Datos Lab").Cells(d1, colmd2).Value > 0
d1 = d1 + 1
d2 = d2 + 1
Loop
MsgBox "dte=" & dte & " d1=" & d1 & " d2=" & d2
MsgBox "dte=" & dte & " d1=" & d1 & " d2=" & d2
For i = (d1 - d2) To d1
lmdo = (d1 - d2)
rho = Worksheets("Datos Lab").Cells(i, colmd2).Value

```

7.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

7.5.1 Análisis por coeficientes de correlación

Con el fin de establecer de forma preliminar las relaciones entre los parámetros geoquímicos y geomecánicos se realiza un análisis por coeficientes de correlación. Estos parámetros permiten ver el grado de ajuste entre los valores para los descriptores empleados (en este caso parámetros geoquímicos y geomecánicos). Los coeficientes de correlación toman valores en el rango [-1,1].

Coeficientes de correlación negativos representan relación inversa entre las variables, mientras que valores negativos correlación directa. Además, en cuanto se aproxime más a 1 el valor absoluto del coeficiente de correlación, la relación entre los descriptores es estricta. A continuación, se presentan los coeficientes de correlación obtenidos en algunos pozos.

Tabla 24 Análisis de Coeficientes de correlación
P1

	Tope	OC-LECO (%wtTMAX (°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI	(S1/TOC) * 100	Densidad	Intensidad	Tejidad P (m/cidad S (m/cidad Vp/Young (psi)ación PoissYoung Brit Poisson Brit	Brit							
Tope	1	1																		
TOC-LECO	-0,281165613																			
TMAX (°C)	0,730449454	0,216090792	1																	
S1	-0,901439011	0,396319443	-0,63417	1																
S2	-0,442251545	0,951207501	-0,00974	0,595948	1															
S3	-0,139958911	0,409201073	0,134327	0,431453	0,481371	1														
HI	-0,764780434	0,557979456	-0,50904	0,905918	0,760002	0,522539	1													
OI	0,568616139	-0,85752236	0,027513	-0,56686	-0,80641	-0,26312	-0,60984	1												
PI	-0,855613151	-0,49524477	-0,79155	0,523713	-0,32229	-0,15706	0,242976	0,141094	1											
(S1/TOC) *	-0,847299649	-0,16422039	-0,83031	0,803272	0,051919	0,096356	0,613558	-0,15454	0,907690417	1										
Densidad	0,559439934	-0,59881742	0,240208	-0,45904	-0,5999	-0,3612	-0,50307	0,675161	0,046873077	-0,15405	1									
Resistencia	0,547309392	-0,27611348	0,119252	-0,47698	-0,28132	-0,22707	-0,35481	0,467299	-0,238263599	-0,35908	0,498329	1								
Velocidad	0,234642578	-0,48380864	-0,18643	-0,20955	-0,43888	-0,34568	-0,21313	0,416384	0,096095119	-0,02059	0,491989	0,427654	1							
Velocidad	0,152262817	-0,47860546	-0,16777	-0,27488	-0,45994	-0,47149	-0,42292	0,465705	0,201677976	-0,0299	0,21984	0,181049	0,283104	1						
Relación	0,026751745	0,174251294	0,094659	0,112036	0,180776	0,267666	0,270118	-0,18038	-0,158678143	-0,00796	0,10729	0,16714	0,277046	-0,82671	1					
Young (psi)	0,237926467	-0,54360027	-0,12518	-0,33696	-0,5254	-0,49842	-0,47942	0,54853	0,182116557	-0,06643	0,347206	0,309669	0,368693	0,989344	-0,76468	1				
Relación	-0,116204762	0,345830382	0,094706	0,241268	0,339123	0,386226	0,369454	-0,37592	-0,160760686	0,038989	-0,12647	-0,00657	0,010186	-0,92975	0,881945	-0,89442	1			
Young Brit	0,237926467	-0,54360027	-0,12518	-0,33696	-0,5254	-0,49842	-0,47942	0,54853	0,182116557	-0,06643	0,347206	0,309669	0,368693	0,989344	-0,76468	1	-0,89442	1		
Poisson E	0,116204762	-0,34583038	-0,09471	-0,24127	-0,33912	-0,38623	-0,36945	0,375916	0,160760686	-0,03899	0,126473	0,006575	-0,01019	0,929751	-0,88195	0,894424	-1	0,894424	1	
Brit	0,166566315	-0,43171116	-0,10901	-0,28473	-0,42036	-0,43985	-0,42178	0,452786	0,173221342	-0,05067	0,215624	0,14356	0,13697	0,976947	-0,85909	0,958599	-0,98474	0,958599	0,984744	1

P2

	Tope	C-LECO (%TMAX (°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI	(S1/TOC) * 100	Densidad	Intensidad	Tejidad P	(m/cidad S	(m/cidad Vp/Young (psi)	ación Poiss	Young Brit	Poisson Brit	Brit		
Tope	1																			
TOC-LECO	-0,498413347	1																		
TMAX (°C)	0,726392437	-0,051	1																	
S1	-0,762153936	0,766501	-0,43358	1																
S2	-0,577745373	0,976005	-0,15004	0,836854	1															
S3	-0,09449593	0,306005	0,035448	0,182315	0,293661	1														
HI	-0,66279047	0,734847	-0,38027	0,877541	0,848727	0,215921	1													
OI	0,59149246	-0,78687	0,064733	-0,66463	-0,7601	-0,22471	-0,64636	1												
PI	-0,108401425	-0,72969	-0,52525	-0,37238	-0,68366	-0,16477	-0,4739	0,503485	1											
(S1/TOC) *	-0,613594515	-0,24915	-0,83696	0,261308	-0,1263	0,008617	0,20475	0,050165	0,755235856	1										
Densidad	0,424784908	-0,68521	-0,02753	-0,43853	-0,61206	-0,45378	-0,30662	0,655815	0,376861249	0,175421814	1									
Resistencia	0,044195286	-0,42578	-0,05489	-0,17784	-0,39503	-0,19871	-0,25706	0,021343	0,399828236	0,245678529	0,281731	1								
Velocidad	0,396936427	-0,50593	0,238792	-0,34336	-0,4533	-0,36268	-0,33438	0,526856	0,177463846	-0,067338459	0,536692	0,33235	1							
Velocidad	0,307820558	-0,36119	0,223701	-0,21988	-0,32311	-0,03718	-0,25786	0,527936	0,131216829	-0,037984117	0,170387	-0,18841	0,659107	1						
Relación	0,211863812	-0,27458	0,083405	-0,21841	-0,25216	-0,42007	-0,1722	0,115995	0,091149579	-0,052352268	0,529566	0,485012	0,582958	-0,2261	1					
Young (psi)	0,357437323	-0,45821	0,238448	-0,28302	-0,40833	-0,15248	-0,30263	0,59071	0,174008094	-0,028537517	0,336698	-0,03534	0,794726	0,973918	-0,02572	1				
Relación	0,112686859	-0,21685	0,026685	-0,1732	-0,18394	-0,43563	-0,12545	0,122619	0,092588974	-0,025685268	0,441255	0,370334	0,595956	-0,18364	0,960621	0,01533	1			
Young Brit	0,357437323	-0,45821	0,238448	-0,28302	-0,40833	-0,15248	-0,30263	0,59071	0,174008094	-0,028537517	0,336698	-0,03534	0,794726	0,973918	-0,02572	1	0,01533	1		
Poisson E	-0,112686859	0,216854	-0,02669	0,173201	0,183935	0,435629	0,125447	-0,12262	-0,092588974	0,025685268	-0,44126	-0,37053	-0,59596	0,183641	-0,96062	-0,01533	-1	-0,01533	1	
Brit	0,128647972	-0,10699	0,12462	-0,03467	-0,10279	0,255225	-0,08488	0,263505	0,032438044	0,003082265	-0,14696	-0,35385	0,009654	0,743154	-0,78503	0,599912	-0,79078	0,599912	0,790775	1

P3

	PROFUNDIDAD	TOC (% Wt)	RI (% Wt)	TMAX (°C)	S1	S2	S3	HI	OI	PI	UCS	Vs (m/seg)	Vp (m/seg)	PR	YM	PR	YM
PROF	1																
TOC (%)	-0,503365441	1															
RI (%)	0,414218155	-0,1088953	1														
TMAX	0,225770946	-0,147717	0,3324496	1													
S1	-0,527583104	0,85584449	-0,0674821	-0,5480125	1												
S2	-0,63073952	0,95531313	-0,1320646	-0,2860435	0,93255363	1											
S3	-0,301832633	-0,3575396	-0,4104758	-0,2842531	-0,1810937	-0,2748741	1										
HI	-0,70268038	0,76862843	-0,291742	-0,5800415	0,9105878	0,86286703	0,01394638	1									
OI	0,315734733	-0,4869145	-0,4228954	-0,2946045	-0,3858014	-0,4825001	0,41570552	-0,2371098	1								
PI	-0,106609332	-0,0192876	-0,155538	-0,7950094	0,34618918	0,06086566	0,40158839	0,29440026	0,22817856	1							
UCS	-0,224862592	0,35166288	-0,4843715	0,09295074	0,13435627	0,22588362	0,27608056	0,19702136	0,0707883	0,14940237	1						
Vs (m)	-0,222219828	0,09371687	-0,7022771	-0,2452574	-0,0484804	0,04258332	0,2203824	0,12361422	0,28301402	0,2793871	0,56971353	1					
Vp (m)	-0,142271642	0,0075914	-0,7407549	-0,3455865	-0,0235737	-0,0140009	0,42010057	0,11458294	0,50296035	0,41593906	0,66710948	0,92468986	1				
PR	0,210618832	-0,2280199	-0,040857	-0,2473032	0,09545185	-0,1360021	0,51458902	-0,0308459	0,44197659	0,35059273	0,20538529	-0,2783488	0,10256149	1			
YM	-0,17467762	-0,0150183	-0,7186434	-0,295605	-0,0817857	-0,0300003	0,28422444	0,06487145	0,34899091	0,35567085	0,55843201	0,9829287	0,96011209	-0,1350806	1		
PR	0,231675949	0,13150082	0,67856574	0,30983314	0,09887608	0,11712769	0,0617272	-0,0287618	-0,3476877	-0,5045358	-0,3356284	-0,8550826	-0,9173463	0,38336635	-0,8767133	1	
YM	-0,382023798	0,09053935	-0,4606024	-0,0670825	0,03360517	0,10775241	0,25373909	0,06362419	0,13436981	0,38585621	0,62260204	0,71476972	0,77014232	0,07751929	0,75832769	-0,8076158	1

En las siguientes tablas se presenta la distribución de coeficientes de correlación por intervalos.

Tabla 25 Tabla de frecuencias de R (P1)

Rango		Frecuencia			
inicio	fin	>0	<0		%
0	0.1	10	12	22	33.3333333
0.1	0.2	14	12	26	39.3939394
0.2	0.3	7	8	15	22.7272727
0.3	0.4	1	2	3	4.54545455
0.4	0.5	0	0	0	0
0.5	0.6	0	0	0	0
0.6	0.7	0	0	0	0
0.7	0.8	0	0	0	0
0.8	0.9	0	0	0	0
0.9	1	0	0	0	0
		32	34	66	100

Tabla 26 Tabla de frecuencias de R (P2)

Rango		f			
inicio	fin	>0	<0		%
0	0.1	12	28	40	40
0.1	0.2	8	15	23	23
0.2	0.3	8	3	11	11
0.3	0.4	6	5	11	11
0.4	0.5	3	7	10	10
0.5	0.6	1	3	4	4
0.6	0.7	1	0	1	1
0.7	0.8	0	0	0	0
0.8	0.9	0	0	0	0
0.9	1	0	0	0	0
		39	61	100	100

Tabla 27 Tabla de frecuencias de R (P3)

Rango		f			
inicio	fin	>0	<0		%
0	0.1	9	6	15	15.1515152
0.1	0.2	10	13	23	23.2323232
0.2	0.3	7	9	16	16.1616162
0.3	0.4	10	15	25	25.2525253
0.4	0.5	3	10	13	13.1313131
0.5	0.6	1	3	4	4.04040404

0.6	0.7	0	1	1	1.01010101
0.7	0.8	1	1	2	2.02020202
0.8	0.9	0	0	0	0
0.9	1	0	0	0	0
		41	58	99	100

Tabla 28 Tabla de frecuencias de R (P4)

Rango		f			
inicio	fin	>0	<0		%
0	0.1	10	12	22	20
0.1	0.2	16	13	29	26.3636364
0.2	0.3	21	15	36	32.7272727
0.3	0.4	9	13	22	20
0.4	0.5	1	0	1	0.90909091
0.5	0.6	0	0	0	0
0.6	0.7	0	0	0	0
0.7	0.8	0	0	0	0
0.8	0.9	0	0	0	0
0.9	1	0	0	0	0
		57	53	110	100

Se encuentra que no se logran valores mayores a 0,5 en los pozos P4 y P1 lo que implica que no hay correlación lineal buena entre las variables, sin embargo, se encuentran que el 32% y el 24% de los coeficientes de correlación se encuentran entre el rango de [0,3, 0,6], por lo que se verifica el que al igual que se encontró en la revisión bibliográfica, las propiedades geoquímicas afectan notablemente los parámetros geomecánicos.

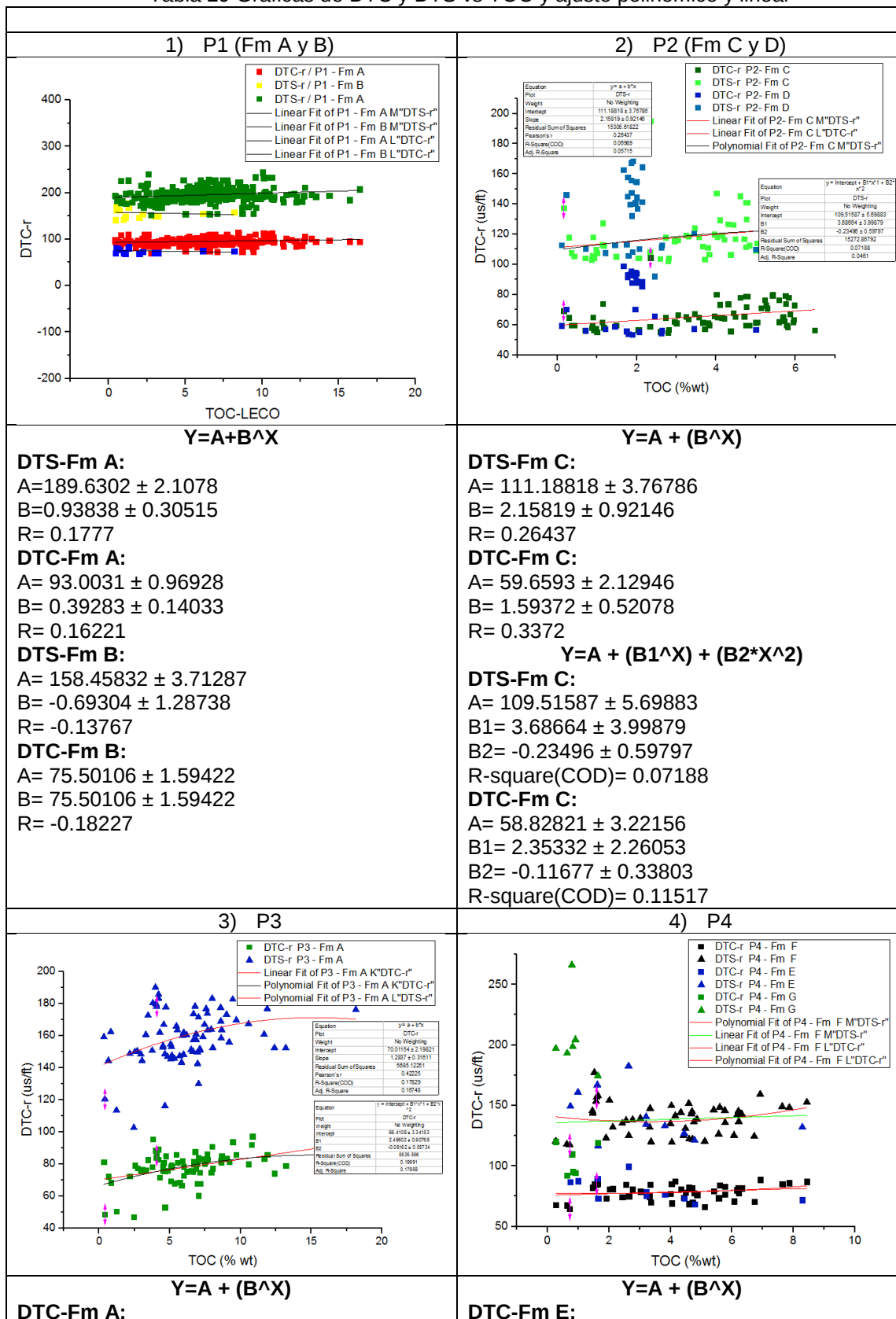
En los pozos P2 y P3 si se encuentran valores de R más altos, estos valores sirven de guía para proponer estudio de relaciones entre las variables con estos coeficientes de correlación.

7.5.2 Efecto del TOC sobre tiempo de tránsito de onda sínica

Vernik y Liu¹⁷⁵ analizaron ya la relación entre dichas variables; Ellos plantearon un modelo polinómico de grado dos (ver Figura 38), sin embargo, como se puede ver en la Tabla 29, para los datos de las formaciones colombianas se logra un buen ajuste con el modelo lineal o con un polinomio de grado 2.

¹⁷⁵ (Vernik y Liu ,Velocity anisotropy in *shales*: A petrophysical study. En: 12, *Geophysics* ,s.n. 1997)

Tabla 29 Gráficas de DTC y DTS vs TOC y ajuste polinómico y lineal



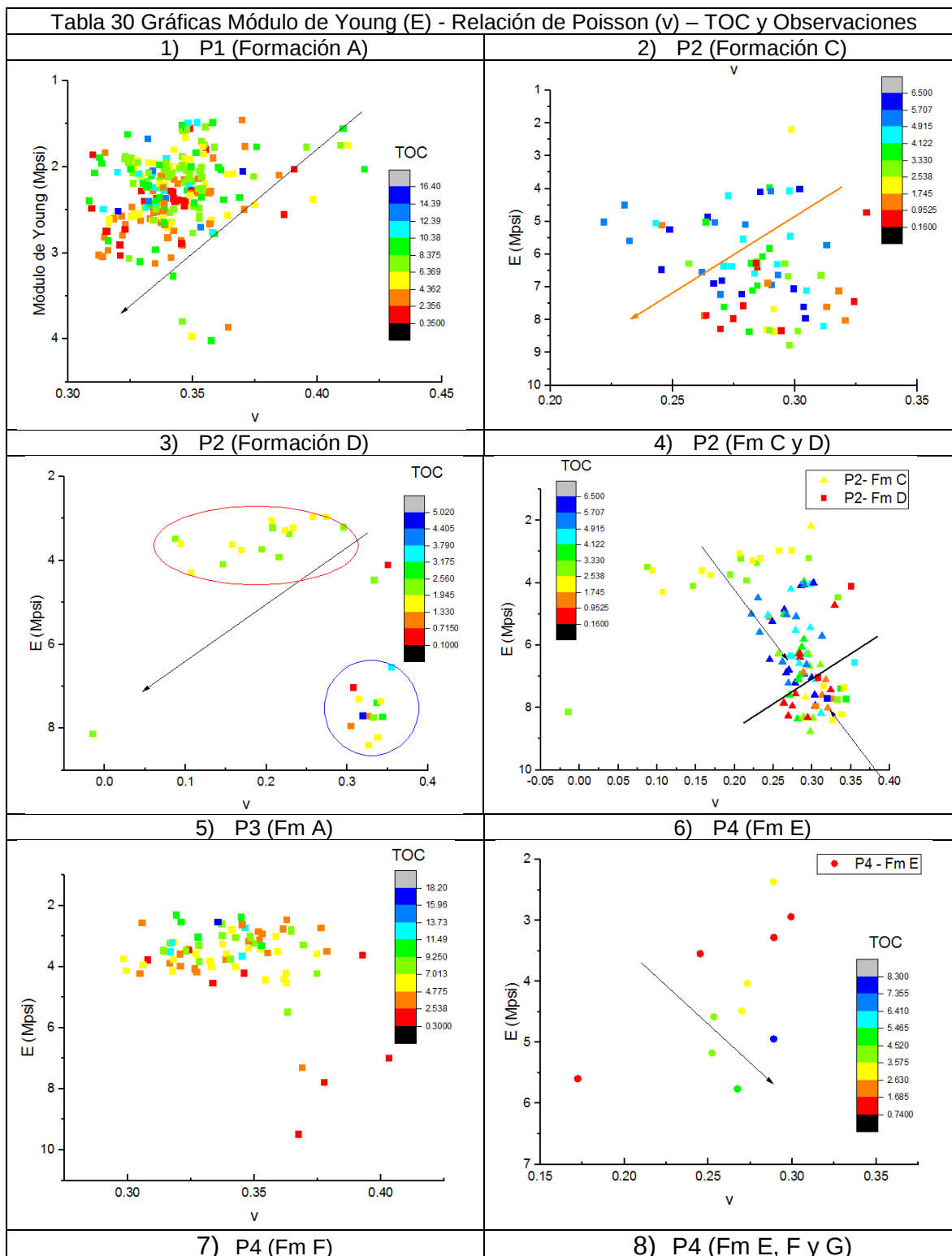
$A = 70.01154 \pm 2.19821$ $B = 1.2837 \pm 0.31611$ $R = 0.42225$ $Y = A + (B1^X) + (B2^X^2)$ DTS-Fm A: $A = 140.8044 \pm 6.1745$ $B1 = 3.98522 \pm 1.67721$ $B2 = -0.13034 \pm 0.10595$ $R\text{-square(COD)} = 0.15718$ DTC-Fm A: $A = 66.4108 \pm 3.34153$ $B1 = 2.49602 \pm 0.90768$ $B2 = -0.08162 \pm 0.05734$ $R\text{-square(COD)} = 0.19991$	$A = 88.32208 \pm 4.55629$ $B = -2.57394 \pm 1.19351$ $R = -0.5837$ DTC-Fm F: $A = 75.79722 \pm 1.98619$ $B = 0.66787 \pm 0.4322$ $R = 0.21557$ $Y = A + (B1^X) + (B2^X^2)$ DTS-Fm E: $A = 164.70964 \pm 18.68356$ $B1 = -10.16515 \pm 10.15813$ $B2 = 0.70178 \pm 1.12572$ $R\text{-square(COD)} = 0.22328$ DTC-Fm E: $A = 92.62915 \pm 7.72138$ $B1 = -5.3928 \pm 4.19807$ $B2 = 0.32669 \pm 0.46523$ $R\text{-square(COD)} = 0.37898$
Observaciones Gráfica 2. Se observa una relación de proporcionalidad directa. Se realizó ajuste a un modelo lineal y a un modelo polinómico de grado dos. El modelo polinómico ajusta mejor en este caso. Gráfica 3. Mejor ajuste con modelo polinómico de grado 2. Gráfica 4. Nuevamente predominio de ajuste polinómico.	

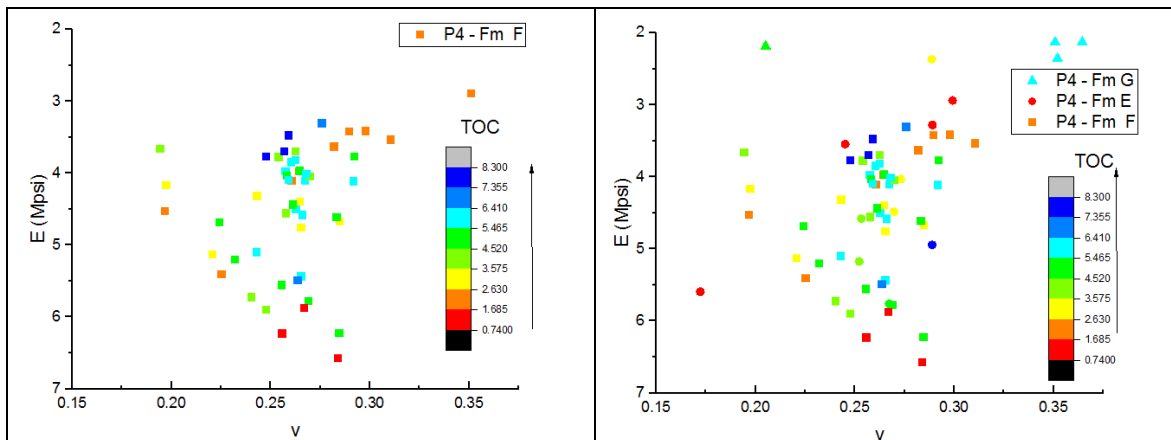
7.5.3 Efecto de TOC sobre los módulos elásticos y la fragilidad

Inicialmente se propone realizar el análisis del efecto del TOC sobre los módulos elásticos y a su vez sobre la fragilidad de acuerdo con los criterios tenidos en cuenta por Labani y Rezaee¹⁷⁶, como se muestra en la Tabla 30.

Tomando como ejemplo para el análisis la gráfica 1, la dirección de la flecha marca al aumento de la **fragilidad** (altos YM y bajos PR).

¹⁷⁶ (Labani y Rezaee, The Importance of Geochemical Parameters and *Shale* Composition on Rock Mechanical Properties of Gas *Shale* Reservoirs: a Case Study From the Kockatea *Shale* and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, s.n. 2014)





Observaciones

Gráfica 1. No se observa tendencia clara que permita concluir como afecta el TOC a esta combinación de variables.

Gráfica 2. Hay una tendecia, pero concuerda con el aumento de la fragilidad (dirección de la flecha), sino que las magnitudes de E y v aumentan con respecto a la disminución del TOC.

Gráfica 3. No hay buena relación de aumento de fragilidad pero si se observa una agrupación de los puntos de acuerdo con la profundidad, esto puede deberse a un cambio en la litología en la interfase con la formación C.

Gráfica 4. Se observa una tendencia inicial de aumento de E y v con el TOC, después hay un decrecimiento al continuar aumentando E y v.

Gráfica 5. No se observa tendencia clara que permita concluir como afecta el TOC a esta combinación de variables.

Gráficas 6, 7 y 8. No se observa algún patrón de comportamiento. Se puede explicar esto en parte debido a la baja calidad del hueco en este pozo, lo que hace que la informacion de registros sea muy poco confiable.

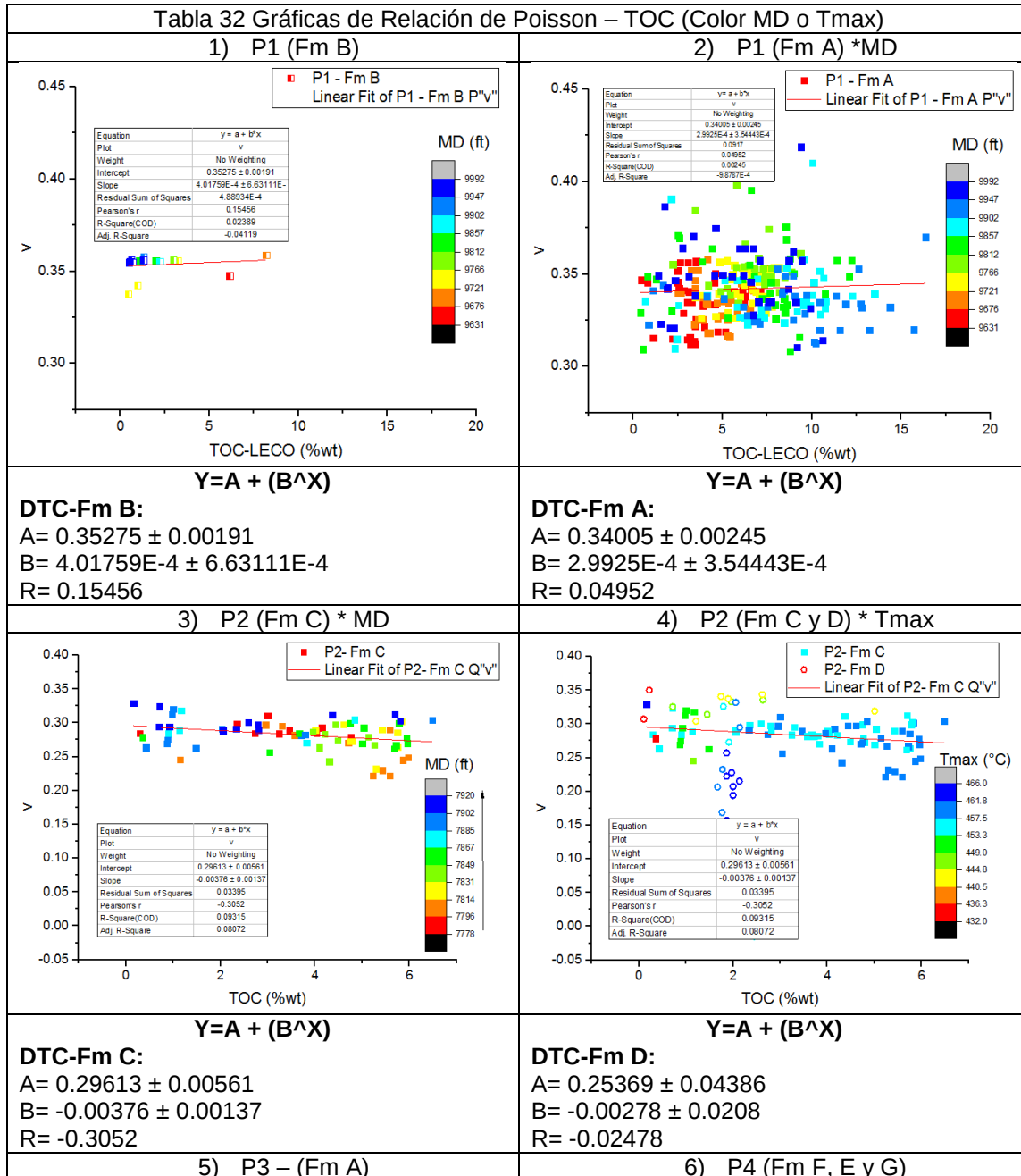
La tendencia presentada por Labani, de aumento de la fragilidad (en dirección de la flecha, con altos módulos de Young y relaciones de Poisson bajas), a medida que disminuye el contenido de materia orgánica, no se logra ver, por el contrario, es más común encontrar un aumento de E y v, con una disminución del TOC. Además, se nota la importancia del a profundidad (lo que se relaciona con el nivel de maduración térmica) sobre las variables en el pozo P2.

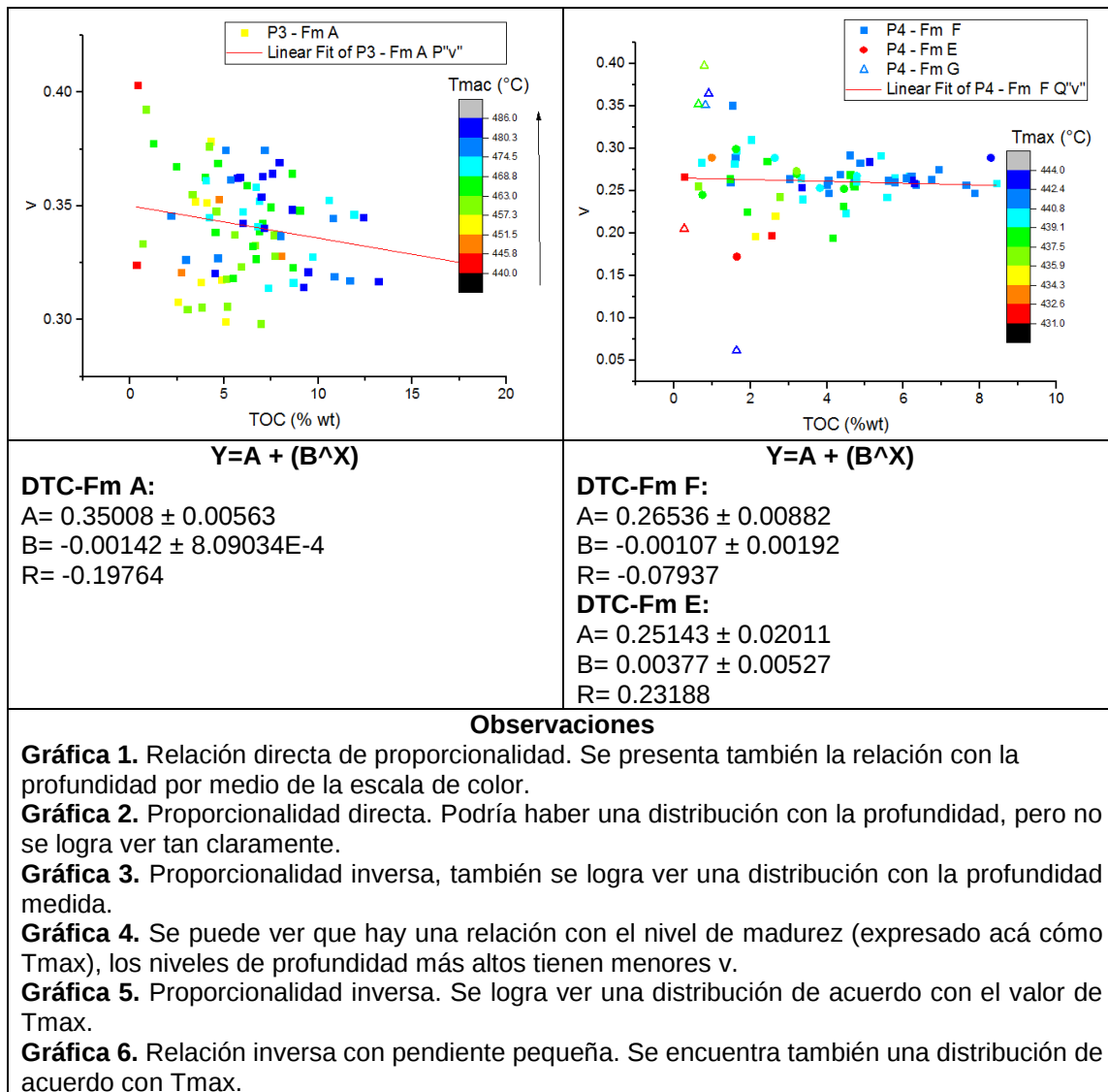
Las siguientes gráficas también permiten establecer el grado de correlación entre la cantidad de materia orgánica y el módulo de Young (E o YM).

Tabla 31 Gráficos y Observaciones de E-TOC

1) P1 (Fm A)	2) P2 (Fm C)
Y=A + (B^X) DTC-Fm A: A= 2.49523 ± 0.05879 B= -0.03025 ± 0.00851 R= -0.20429	Y=A + (B^X) DTC-Fm C: A= 4.64641 ± 0.95253 B= 0.32136 ± 0.4518 R= 0.13094 DTC-Fm D: A= 4.64641 ± 0.95253 B= 0.32136 ± 0.4518 R= 0.13094
3) P3 (Fm A)	4) P4 (Fm F)
Y=A + (B^X) DTC-Fm A: A= 4.65013E6 ± 272035.70827 B= -156720.13886 ± 39120.23948 R= -0.41756	Y=A + (B^X) DTC-Fm F: A= 4.81086E6 ± 278130.95316 B= -83917.22789 ± 60521.27952 R= -0.19431 DTC-Fm G: A= 1.88536E6 ± 426639.85898 B= 244955.26644 ± 454075.74502 R= 0.26042
Observaciones La gráfica 3, además de mostrar la relación inversa entre TOC y E, muestra una posible separación de los datos sobre diferentes pendientes según el nivel de madurez (expresado en este caso como Tmax).	

Las gráficas anteriores permiten corroborar las afirmaciones encontradas en la literatura (por (Kumar y otros, 2012), (Aoudia y otros, 2010), (Bocangel, Sondergeld y Rai, 2013), (Labani y Rezaee, 2014)) en las que se coincide sobre el hecho de que el módulo de Young disminuye a medida que aumenta la cantidad de materia orgánica.





En las gráficas de PR vs TOC no se logra ver una tendencia clara, en algunos casos se obtienen rectas con pendiente positiva y en otros con pendiente negativa. Esas observaciones concuerdan con las reportadas en la literatura ya que no hay un acuerdo sobre el asunto. Aoudia¹⁷⁷, Lecompte et al¹⁷⁸ coinciden en que una tendencia de decrecimiento de la relación de Poisson con un incremento del contenido de materia orgánica cómo se puede ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**; por otro lado, Labani y Rezzae encuentran que se presenta un aumento de la relación de Poisson a medida que aumenta el TOC

¹⁷⁷ (Aoudia ,*Analysis of rock mechanical properties by mineralogy and their potential effects on hydraulic fracturing in the Woodford Shale, West Texas* ,Colorado School of Mines 2009)

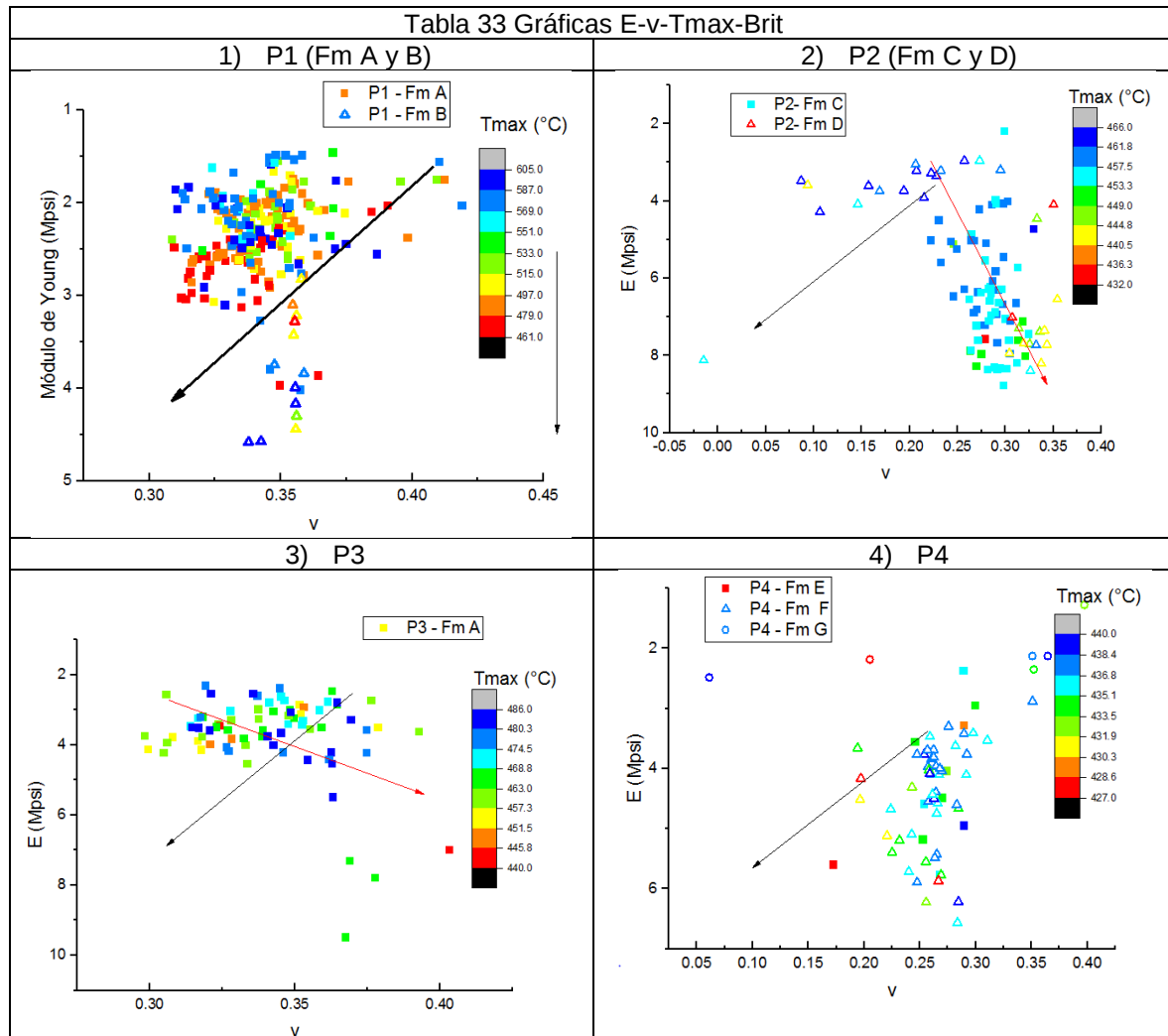
¹⁷⁸ (LeCompte, Franquet y Jacobi ,*Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completions With a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics. SPE Annual Technical Conference and Exhibition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers, SPE-124227-MS 2009)

(presentado previamente en la Figura 33). Según lo afirma LeCompte¹⁷⁹ “mientras el decrecimiento en el módulo de Young es esperado ya que el kerógeno es un material más suave que la mayoría de los otros minerales constitutivos de la roca, la relación entre la relación de Poisson y el TOC no es completamente esperada”.

Otra observación se logra ver al analizar la relación con el valor de Tmax, de acuerdo con éste, los datos tienden a distribuirse en zonas muy marcadas algunas veces.

7.5.4 Efecto de la madurez sobre los módulos elásticos y la fragilidad

En las siguientes figuras se busca ver encontrar, para los datos de pozos colombianos, posibles relaciones de la madurez con la fragilidad y a su vez con los módulos elásticos. Las flechas en las figuras muestran la dirección de aumento de la fragilidad.



¹⁷⁹ (LeCompte, Franquet y Jacobi ,Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completions With a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* [en línea] ,Society of Petroleum Engineers, SPE-124227-MS 2009)

Observaciones

Gráfica 1. No se logra ver alguna tendencia.

Gráfica 2. Si se identifica una tendencia respecto a T_{max} , sin embargo, no corresponde a un aumento de fragilidad (mayores E y menores v), sino a un aumento de las dos variables (E y v) a medida que hay un menor T_{max} .

Gráfico 4. La flecha negra marca la dirección de aumento de la fragilidad, sin embargo se observa una tendencia en dirección de la flecha roja, es decir relación inversa de E y v respecto a T_{max} .

Gráfico 5. No se logra ver una tendencia clara. Esto nuevamente puede deberse a que la calidad de los registros de este pozo no es Buena por lo derrumbes del pozo.

8. CONCLUSIONES

- El estado del arte sobre la exploración y explotación de yacimientos tipo *shale* ha sido enriquecido con abundancia de conocimiento de los últimos años. En la actualidad ya se han establecido las métricas que rigen este tipo de yacimiento, entre las que se pueden resaltar parámetros clave como: TOC, tipo de Kerógeno, madurez, fragilidad, litofacies y fracturas naturales.
- Para lograr una correcta interpretación y aplicación de los resultados de las mediciones de los parámetros claves, son necesarios una serie de conocimientos sobre los procesos físicos, químicos y biológicos por los que pasa la roca hasta el momento en que se realiza el estudio.
- En la caracterización geoquímica de rocas fuente potenciales para el desarrollo de *shale gas* y *shale oil* son parámetros claves: el tipo de materia orgánica, la madurez, la cantidad de materia orgánica, el nivel de biodegradación, la correlación de crudo/gas con la roca fuente y el estado de generación de hidrocarburos.
- El seguir la metodología planteada en el trabajo permite realizar una buena integración entre datos geoquímicos y geomecánicos, los cuales, según se observó en el presente estudio, no se relacionan siempre de la misma forma, sino que cada sistema se requiere cierta calibración con datos de laboratorio.
- El tipo de Kerógeno y el nivel de madurez son variables que afectan considerablemente el grado en que los parámetros geoquímicos afectan las propiedades mecánicas tipo *shale*. En rocas con kerógeno tipo II se encontró un efecto más marcado que con kerógeno tipo I.
- La tendencia observada y reportada sobre el comportamiento del módulo de Young respecto al contenido de kerógeno es de relación inversa. Para la data de los pozos colombianos del presente estudio también se cumple esta relación en la mayoría de los casos.
- No hay un entendimiento total sobre el efecto de la materia orgánica sobre la relación de Poisson; el análisis de datos no ofrece un patrón de comportamiento claro, lo cual está de acuerdo con lo hallado durante la revisión bibliográfica.
- La fragilidad es un parámetro que se relaciona de forma compleja con diversos factores (resistencia, litología, textura, esfuerzo efectivo, temperatura, tipo de fluido, diagénesis y TOC). Es claro que por el hecho de que la materia orgánica forma parte constitutiva de la matriz (para el tipo de rocas en estudio), ésta tiene un efecto sobre la fragilidad ya que es un material más débil que los componentes inorgánicos de la roca.
- La anisotropía es sensible al contenido de kerógeno, debido principalmente a su alineación paralela a la estratificación de los minerales arcillosos; lo cual a su vez depende de la presión de confinamiento.
- Cualquier componente de la roca afectará su respuesta mecánica, es así como las propiedades geoquímicas pueden considerarse como efectivas sobre las propiedades mecánicas, sin embargo, no se tienen resultados concretos en los

que estas propiedades puedan llevar a relaciones cuantitativas para el cálculo directo de propiedades mecánicas.

- El resultado de cualquier análisis de datos de cualquier fuente está limitado fuertemente por la calidad de los datos de entrada, así que factores como derrumbamiento fuerte del pozo o errores en la medición de profundidades dificultan el análisis.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda investigar sobre la aplicación del método de Passey e Issler para hallar TOC, para el caso de formaciones con kerógeno tipo III, en los que la exactitud de los métodos disminuye mucho.
- Se recomienda estudiar a mayor profundidad la respuesta de los registros de pozo en yacimientos tipo *shale*; el conocer a mayor profundidad estos comportamientos permitirá obtener información valiosa para el desarrollo de estos yacimientos.
- La posible relación entre R_{wa} y el TOC podría ser estudiada con el fin de plantear una correlación matemática que permita el cálculo de TOC, la cual probablemente incluiría la porosidad y la resistividad.
- Se recomienda el implementar una metodología que garantice que durante la etapa de ajuste de datos se obtenga el ajuste óptimo.
- Al realizar el ajuste de los registros de tiempo de tránsito con las mediciones de laboratorio se encontró que siempre las curvas tenían un mejor ajuste con la medición en dirección vertical que con la horizontal, este comportamiento puede ser sujeto de estudio.
- El manejo de macros de Microsoft Excel puede facilitar muchas tareas con el manejo de los datos, por ejemplo, como se mostró en la trasposición de datos, por lo que se recomienda adquirir un buen manejo de esta herramienta.

BIBLIOGRAFÍA

- AADNØY, B. y LOOYEH, R., 2011. *Petroleum Rock Mechanics. Drilling operations and well design* [en línea]. 1°. S.l.: Elsevier. [Consulta: 22 abril 2016]. ISBN 9780123855466. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123855466000206>.
- ALZAHABI, A. y ALQAHTANI, G., 2015. Fracturability Index is a Mineralogical Index: A New Approach for Fracturing Decision. *SPE Annual Technical Symposium and Exhibition* [en línea]. Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineers, SPE-178033-MS, pp. 1-32. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-178033-MS>.
- AOUDIA, K., 2009. *Analysis of rock mechanical properties by mineralogy and their potential effects on hydraulic fracturing in the Woodford Shale, West Texas*. S.l.: Colorado School of Mines.
- ARISTÓBULO, B.W., 2016. Asesoría Académica. *Reuniones Dirección de Proyecto de Grado*. Bucaramanga, Colombia: s.n.,
- B. L. MEYER, M.H.N., 1986. Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density/Resistivity and Sonic Transit Time/Resistivity Crossplots: REPLY. *AAPG Bulletin*, vol. 70, no. 11, pp. 1749-1749.
- BARREE, R.D., GILBERT, J.V. y CONWAY, M., 2009. Stress and Rock Property Profiling for Unconventional Reservoir Stimulation. En: 1, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference* [en línea]. The Woodlands, Texas: Society of Petroleum Engineers, ISBN 978-1-55563-208-3. DOI 10.2118/118703-MS. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-118703-MS&soc=SPE>.
- BOCANGEL, W., SONDERGELD, C. y RAI, C., 2013. *Acoustic Mapping and Characterization of Organic Matter in Shales*. 2013. New Orleans, Louisiana, USA: Society of Petroleum Engineers, SPE-166331-MS. ISBN 978-1-61399-240-1.
- BOWMAN, T., 2010. Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays. *AAPG Annual Convention*. New Orleans, Louisiana, USA: AAPG,
- BULLER, D., HUGHES, S.N., MARKET, J., PETRE, J.E., SPAIN, D.R. y ODUMOSU, T., 2010. Petrophysical Evaluation for Enhancing Hydraulic Stimulation in Horizontal Shale Gas Wells. En: 2, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florencia, Italia: Society of Petroleum Engineers, pp. 21. ISBN 9781555633004. DOI 10.2118/132990-MS.
- COLABORADORES DE WIKIPEDIA, 2016. Soil Mechanics. *Wikipedia, La enciclopedia libre* [en línea]. [Consulta: 18 junio 2016]. Disponible en: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Soil_mechanics&oldid=718933385.

- CRAIN, E.R., 1984. The common shale volume methods. *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea]. [Consulta: 14 agosto 2016]. Disponible en: <https://www.spec2000.net/01-shalevolume.htm>.
- CRAIN, E.R., 2015. Total Organic Carbon (TOC). *Crain's Petrophysical Handbook* [en línea]. [Consulta: 14 agosto 2016]. Disponible en: <https://spec2000.net/11-vshtoc.htm>.
- DIETRICH, A.B., 2015. *The impact of organic matter on geomechanical properties and elastic anisotropy in the Vaca Muerta shale* [en línea]. Ann Arbor: ProQuest Dissertations Publishing. Disponible en: <http://search.proquest.com/docview/1692604957?accountid=29068>.
- HANDWERGER, D.A., SUAREZ-RIVERA, R., VAUGHN, K.I. y KELLER, J.F., 2012. Methods Improve Shale Core Analysis. *The Americal Oil & gas Reporter* [en línea], vol. Special Re, no. December. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/core_pvt_lab/industry_articles/201212_aogr_methods_improve_shale_core_analysis.pdf.
- HARILAL, (ONGC) y TANDON, A.K. (ONGC), 2012. Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. 9 *Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics* [en línea]. Hyderabad: Society of Petroleum Geophysicists, India, pp. 8. Disponible en: http://www.spgindia.org/spg_2012/spgp083.pdf.
- HARRISON, A.R., RANDALL, C.J., ARON, J.B., MORRIS, C.F., WIGNALL, A.H., DWORAK, R.A., RUTLEDGE, L.L. y PERKINS, J.L., 1990. *Acquisition and Analysis of Sonic Waveforms From a Borehole Monopole and Dipole Source for the Determination of Compressional and Shear Speeds and Their Relation to Rock Mechanical Properties and Surface Seismic Data*. 1990. Louisiana: Society of Petroleum Engineers, SPE-20557-MS. ISBN 978-1-55563-545-9.
- HORNBY, B., SCHWARTZ, L. y HUDSON, J., 1994. Anisotropic effective medium modeling of the elastic properties of shales. En: 11, *Geophysics*, vol. 59, pp. 1570-1583.
- ISSLER, D.R., HU, K., BLOCH, J.D. y KATSUBE, T.J., 2002. Organic carbon content determined from well logs: Examples from Cretaceous sediments of Western Canada. *Geological Survey of Canada, open file* [en línea], no. 4362, pp. 19. Disponible en: <http://geogratias.gc.ca/api/en/nrcan-rncan/ess-sst/d9a3707d-03aa-542e-974e-0e45aa19e964.html#distribution>.
- JARVIE, D.M., HILL, R.J., RUBLE, T.E. y POLLASTRO, R.M., 2007. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin* [en línea], vol. 91, no. 4, pp. 475-499. [Consulta: 2 abril 2016]. DOI 10.1306/12190606068. Disponible en: <http://search.datapages.com/data/doi/10.1306/12190606068>.
- JOSH, M., ESTEBAN, L., DELLE PIANE, C., SAROUT, J., DEWHURST, D.N. y CLENNELL, M.B., 2012. Laboratory characterisation of shale properties.

- Journal of Petroleum Science and Engineering* [en línea], vol. 88-89, pp. 107-124. [Consulta: 19 octubre 2015]. ISSN 09204105. DOI 10.1016/j.petrol.2012.01.023. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410512000411>.
- LABANI, M.M. y REZAEI, R., 2014. The Importance of Geochemical Parameters and Shale Composition on Rock Mechanical Properties of Gas Shale Reservoirs: a Case Study From the Kockatea Shale and Carynginia Formation From the Perth Basin, Western Australia. En: 10, *Rock Mechanics and Rock Engineering*, vol. 48, no. 3, pp. 1249-1257. ISSN 07232632. DOI 10.1007/s00603-014-0617-6.
- LAMA, R.D. y VUTUKURI, V.S., 1978. *Handbook on mechanical properties of rocks - Testing Techniques and Results*. S.I.: s.n. ISBN 0-87849-021-3.
- LECOMPTE, B., FRANQUET, J.A. y JACOBI, D., 2009. Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completions With a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* [en línea]. New Orleans, Louisiana: Society of Petroleum Engineers, SPE-124227-MS, [Consulta: 1 abril 2016]. DOI 10.2118/124227-MS. Disponible en: <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/124227-MS>.
- MÁRQUEZ, R. (ICP), 2015. *Seminarios sobre Geoquímica Orgánica [Apuntes]*. 2015. Bucaramanga, Colombia: Centro de Investigación en Biomoléculas (CIBIMOL), Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas (CROM-MASS).
- MULLEN, M., ROUNDTREE, R. y TURK, G., 2007. A Composite Determination of Mechanical Rock Properties for Stimulation Design (What to Do When You Don't Have a Sonic Log). En: 3, *SPE Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*, pp. 1-13. DOI 10.2523/108139-MS.
- PASSEY, Q.R., BOHACS, K.M., ESCH, W.L., KLIMENTIDIS, R., SINHA, S. y UPSTREAM, E., 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. En: 22, *International Oil and Gas Conference and Exhibition*. Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, pp. 29. ISBN 9781617388866 (ISBN). DOI 131350.
- PASSEY, Q.R., CREANEY, S., KULLA, J., MORETTI, F. y STROUD, J., 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin*, vol. 74, no. 12, pp. 1777-1794.
- PASSEY, Q.R., CREANEY, S., KULLA, J.B., MORETTI, F.J. y STROUD, J.D., 1990. Practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* [en línea], vol. 74, no. 12, pp. 1777-1794. ISSN 01491423. Disponible en: <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-0025570519&partnerID=tZOtx3y1>.

- PASSEY, Q.R., DAHLBERG, K.E., SULLIVAN, K., YIN, H., BRACKETT, B., XIAO, Y. y GUZMAN-GARCIA, A.G., 2006. *Petrophysical evaluation of hydrocarbon pore-thickness in thinly bedded clastic reservoirs* [en línea]. AAPG Archi. S.I.: AAPG. Disponible en: <http://archives.datapages.com/data/alt-browse/aapg-special-volumes/arch1.htm>.
- PETERS, K.E., WALTERS, C.C. y MOLDOWAN, M.J., 2005. *The biomarker guide*. 2. Cambridge: Cambridge University Press. ISBN 9788578110796.
- PHILP, P. (Ocklahoma U., 2015. Petroleum and Enviromental Geochemistry [memorias y apuntes]. *Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6*. Bucaramanga, Colombia: UIS, CENIVAM,
- PITCHER, J.L., BULLER, D. y MELLEN, M., 2012. Shale Exploration Methodology and Workflow. *SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition*. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers, pp. 10. ISBN 978-1-61399-177-0. DOI 10.2118/153681-MS.
- PLA, L. (Universidad N.E.F. de F. de M., 1986. *Análisis multivariado: método de componentes principales*. 1986. Falcón, Venezuela: Secretaría General de al OEA.
- RICKMAN, R., MULLEN, M., PETRE, E., GRIESER, B. y KUNDERT, D., 2008. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. En: 4, *SPE Annual Technical Conference and Exposition* [en línea]. S.I.: Society of Petroleum Engineers, pp. 1-11. ISBN 9781605604824. DOI 10.2118/115258-MS. Disponible en: <http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-115258-MS>.
- SAYERS, C.M., 2013. The effect of kerogen on the elastic anisotropy of organic-rich shales. *GEOPHYSICS* [en línea], vol. 78, no. 2, pp. D65-D74. [Consulta: 29 marzo 2016]. ISSN 0016-8033. DOI 10.1190/geo2012-0309.1. Disponible en: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/geo2012-0309.1>.
- SCHLUMBERGER, 2016. Registro de Rayos Gamma. *Oilfield Glossary* [en línea]. [Consulta: 27 junio 2016]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gamma_ray_log.aspx.
- SCHLUMBERGER, [sin fecha]. Search for term. En: 5, *Oilfield Glossary* [en línea]. Disponible en: <http://glossary.oilfield.slb.com/>.
- SHEBL, M., YALAVARTHI, R. y NYAABA, C., 2012. The Role of Detailed Petrophysical Reservoir Characterization in Hydraulic Fracture Modeling of Shale Gas Reservoirs. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia: Society of Petroleum Engineers, ISBN 978-1-61399-215-9. DOI 10.2118/160341-MS.
- SHERIFF, R. (SEG), 2016. Search for term. *SEG Wiki - Dictionary* [en línea]. [Consulta: 30 junio 2016]. Disponible en: http://wiki.seg.org/wiki/Main_Page.
- SLATT, R.M. y ABOUSLEIMAN, Y., 2011. Merging sequence stratigraphy and

- geomechanics for unconventional gas shales. En: 15, *The Leading Edge* [en línea], vol. 30, no. 3, pp. 274-282. [Consulta: 24 marzo 2016]. ISSN 1070-485X. DOI 10.1190/1.3567258. Disponible en: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.3567258>.
- TISSOT, B.P. y WELTE, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Revise. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 978-3-642-87813-8.
- VANEGAS, O. (UIS), 2014. Registros de Pozos Petrolíferos. En: 9, *Curso 2014-I [presentaciones y apuntes]*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander,
- VANORIO, T., MUKERJI, T. y MAVKO, G., 2008. Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich shales. En: 14, *The Leading Edge* [en línea], vol. 27, no. 6, pp. 780-787. [Consulta: 24 marzo 2016]. ISSN 1070-485X. DOI 10.1190/1.2944163. Disponible en: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.2944163>.
- VERNIK, L. (ARCO) y LIU, X. (Texaco E., 1997. Velocity anisotropy in shales: A petrophysical study. En: 12, *Geophysics*, vol. 62, no. 2, pp. 521. ISSN 1070485X. DOI 10.1190/1.1444162.
- VERNIK, L. y MILOVAC, J., 2011. Rock physics of organic shales. En: 13, *The Leading Edge* [en línea], vol. 30, no. 3, pp. 318-323. [Consulta: 24 marzo 2016]. ISSN 1070-485X. DOI 10.1190/1.3567263. Disponible en: <http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-79955396425&partnerID=tZOTx3y1>.
- WALLES, F., 2004. *A New Method to Help Identify Unconventional Targets for Exploration and Development Through Integrative Analysis of Clastic Rock Property Fields*. 2004. S.I.: Houston Geological Society Bulletin.
- WANG, F.P. y GALE, J.F.W., 2009. *Screening Criteria for Shale-Gas Systems*. 2009. S.I.: GCAGS Transactions.
- WANG, Z. (Zee), 2001. Fundamentals of seismic rock physics. *GEOPHYSICS* [en línea], vol. 66, no. 2, pp. 398-412. [Consulta: 24 marzo 2016]. DOI 10.1190/1.1444931. Disponible en: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.1444931>.
- WARPINSKI, N.R., PETERSON, R.E., BRANAGAN, P.T., ENGLER, B.P. y WOLHART, S.L., 1998. *In Situ Stress and Moduli: Comparison of Values Derived from Multiple Techniques* [en línea]. 1998. S.I.: Society of Petroleum Engineers. ISBN 978-1-55563-156-7. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-49190-MS>.
- WAXMAN, M.H. y SMITS, L.J.M., 1968. Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 8, no. 2, pp. 107-122. DOI 10.2118/1863-A.



- WORTHINGTON, P.F., 1958. The Evolution Of Shaly-sand Concepts In Reservoir Evaluation. *The Log Analyst*, vol. 26, no. 1.
- ZHU, Y., LIU, E., MARTINEZ, A., PAYNE, M.A. y HARRIS, C.E., 2011. Understanding geophysical responses of shale-gas plays. En: 16, *The Leading Edge* [en línea], vol. 30, no. 3, pp. 332-338. [Consulta: 24 marzo 2016]. ISSN 1070-485X. DOI 10.1190/1.3567265. Disponible en: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/1.3567265>.
- ZOBACH, M.D., 2010. *Reservoir geomechanics*. New York, USA: Cambridge University Press. ISBN 0521146194.