

**METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

CHRISTIAN CAMILO VELASCO MARIN

MARÍA CAMILA REY MORÓN



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

2016

**METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**CHRISTIAN CAMILO VELASCO MARIN
MARÍA CAMILA REY MORÓN**

**Trabajo de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Directora:
HELENA MARGARITA RIBON BARRIOS
Ingeniera de Petróleos, MS.c**

**Co – Director:
ARISTÓBULO BEJARANO
Ingeniero de Petróleos, W., MGT.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2016**

TABLA DE CONTENIDO

	<i>Pág.</i>
INTRODUCCIÓN.....	15
1. SHALE GAS	16
1.1 Definiciones	16
1.2 Sistemas de Almacenamiento de Shale Gas	16
1.3 Parámetros para la Caracterización	17
1.3.1 Saturación de Fluidos.	18
1.3.2 Porosidad.....	18
1.3.3 Permeabilidad.....	21
1.3.4 Contenido orgánico total (TOC)	21
1.3.5 Maduración de la roca madre.....	23
1.3.6 Presión Capilar	24
1.3.7 Mineralogía y Propiedades Mecánicas.....	24
2. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS TIPO SHALE	26
2.1 Saturación	26
2.2 Porosidad	29
2.3 Permeabilidad.....	33
2.4 Contenido Orgánico Total (TOC) y Maduración Térmica.....	36
2.4.1 Contenido orgánico total (TOC)	36
2.4.2 Maduración de la roca madre.....	41

2.5 Presión capilar	44
2.6 Contenido de gas.....	45
2.7 Mineralogía y Propiedades Mecánicas.....	51
2.8 Consideraciones para Registros de un Yacimiento tipo Shale	52
2.8.1 Resistividad	52
2.8.2 Gamma Ray natural y espectral.....	52
2.8.3 Registro Density y el Factor Fotoeléctrico	53
2.8.4 Sónico.....	53
2.8.5 Neutrón compensado.....	53
2.8.6 Resonancia Magnética (NMR)	53
2.8.7 Imagen Microresistiva	54
2.9 Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de shale gas	54
3. METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN	58
3.1 Definiciones	58
3.2 Rango del Carbón.....	58
3.3 Grupos Funcionales.....	63
3.4 Propiedades Físicas de la Roca.....	63
3.5 Sistemas de cleats y fracturas naturales.....	64
3.6 Producción de Agua en los CBM	67
3.7 Reflectancia a la vitrinita	68
3.8 Análisis de Proximidad.....	69
3.9 Parámetros para la Caracterización	72
3.9.1 Permeabilidad.....	72

3.9.1.1 Cleats y su efecto en la permeabilidad.....	74
3.9.2 Porosidad.....	75
3.9.3 Adsorción.....	76
3.9.4 Contenido de Gas.....	78
4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS TIPO CBM.....	79
4.1 Permeabilidad.....	79
4.2 Porosidad.....	82
4.3 Adsorción.....	82
4.4 Contenido de Gas.....	82
4.4.1 Cálculo del contenido de gas a partir de registros.....	84
4.5 Registros.....	86
4.5.1 Gamma Ray.....	86
4.5.2 Potencial Espontaneo (SP).....	86
4.5.3 Medidas de Resistividad.....	87
4.5.4 Medidas Micro-Resistivas.....	90
4.5.5 Mediciones Nucleares.....	90
4.5.6 Mediciones Acústicas.....	90
4.5.7 Mediciones de Resonancia Magnética.....	93
4.5.8 Imágenes Eléctricas.....	94
4.6 Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de manto de carbón.....	94
5. ARENAS TIPO TIGHT.....	98
5.2 Consideraciones del yacimiento.....	98

5.2 Parámetros para la Caracterización	99
5.2.1 Porosidad.....	99
5.2.2 Saturación.....	100
5.2.3 Permeabilidad.....	100
6. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS TIPO TIGHT	102
6.1 Porosidad	102
6.1.1 Cálculo de Porosidad a partir de Registros	105
6.2 Saturación	106
6.3 Permeabilidad.....	108
6.3.1 Determinación de la Permeabilidad Usando NMR	108
6.3.2 Bulk gas- Magnetic Resonance Permeability (KBGMR)	109
6.4 Registros	112
6.4.1 Registros NMR.....	112
6.5 Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de arenas apretadas.....	113
7. RANGOS DE VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y PETROQUÍMICAS DE LOS YACIMIENTOS TIPO SHALE, CBM, Y TIGHT	117
7.1 Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas Y Petrofísicas de un Yacimiento Tipo Shale	117
7.2 Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas y Petroquímicas de un CBM	118
7.3 Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento Tipo Tight	119
8. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y PETROQUÍMICAS NECESARIAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE GAS USANDO HERRAMIENTAS SOFTWARE EN EXCEL	120
8.1 YACIMIENTOS TIPO SHALE GAS.....	120

8.2 YACIMIENTO TIPO CBM	122
8.3 YACIMIENTOS TIPO TIGHT	123
9. CONCLUSIONES	124
BIBLIOGRAFÍA.....	126

LISTA DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
Figura 1: Efecto de la porosidad en el gas libre almacenado.....	19
Figura 2: Uso de la distribución del tamaño de poro para la caracterización de yacimientos no convencionales	20
Figura 3: Gráfica para la estimación de tamaño de gargantas de poro.....	22
Figura 4: Impacto de la mineralogía y fábrica en las propiedades mecánicas del Shale.....	25
Figura 5: Métodos usados para estimar la porosidad y la distribución de los tamaños de poro para yacimientos no convencionales.	30
Figura 6: Programa esquemático mostrando la evolución de los componentes orgánicos de una muestra de roca durante la pirolisis.....	40
Figura 7: Diagrama de Van Krevelen modificado usado para determinar la maduración en diferentes muestras de roca	41
Figura 8: Escala estándar TAI.....	44
Figura 9: Diagrama simplificado del equipo de adsorción	47
Figura 10: Ejemplo de isoterma de adsorción	49
Figura 11: Ejemplo de la gráfica del método directo	50
Figura 12: Volumen de Gas adsorbido en los carbones maduros.....	60
Figura 13: Sistemas de cleats en una matriz de carbón.....	65

Figura 14: Frecuencia de los Face Cleats.....	66
Figura 15: Frecuencia de los butt cleats.....	67
Figura 16: Conjunto de registros típicos para un carbón.....	88
Figura 17: Gamma Ray para un carbón con presencia de uranio.....	89
Figura 18: Registros resistivos Laterolog Dual para un carbón permeable	91
Figura 19: Registros resistivos Laterolog Dual para un carbón impermeable	92
Figura 20: Respuestas de los registros micro-resistivos asociados a los sistemas de cleats.....	93
Figura 21: Espectro estándar T2 derivado de registros NMR	111

LISTA DE TABLAS

	<i>Pág.</i>
Tabla 1: Rangos de maduración según el TOC.....	20
Tabla 2: Tipos de kerógeno según el TOC.....	20
Tabla 3: Cuadro comparativo entre los conceptos referidos al espacio poroso en el laboratorio y en los registros radioactivos.....	31
Tabla 4: Interpretación de la maduración termal a partir de valores de Ro.....	39
Tabla 5: Problemas que afectan la determinación del valor de Ro.....	40
Tabla 6: Clasificación ASTM de los carbones según su rango.....	57
Tabla 7: Parámetros e intervalos usados para la determinación del rango del carbón.....	60
Tabla 8: Grupos funcionales del oxígeno en los carbones.....	61
Tabla 9: Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas y Petroquímicas de un Yacimiento tipo Shale.....	116
Tabla 10: Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas y Petroquímicas de un CBM.....	117
Tabla 11: Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento tipo Tight.....	118

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES¹

AUTORES:

VELASCO MARIN, Christian Camilo
REY MORÓN, María Camila**

PALABRAS CLAVES: YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, SHALE, ARENAS TIPO TIGHT, GAS ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN, CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA, METODOLOGÍA.

DESCRIPCIÓN:

Al crecer el interés de la industria por los yacimientos no convencionales, crece de la misma manera la inversión y la investigación para establecer cómo se comporta cada uno de estos yacimientos.

En este proyecto, se plantea una metodología para la caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales: Shale Gas, Tight Gas y Gas asociado a mantos de carbón. En primera instancia se definieron conceptos básicos como origen, capacidad generadora, sistemas de almacenamiento y mecanismos de transporte. Con base en esto, se establecieron cuáles eran las propiedades necesarias para caracterizar desde el punto de vista cada uno de estos yacimientos y se identificaron las fuentes de información o las técnicas más adecuadas para obtener dichas propiedades. Adicionalmente, se determinó el rango de variación de las propiedades petrofísicas más relevantes para cada uno de los yacimientos estudiados.

Por último, se desarrolló un diagrama de flujo para cada uno de los yacimientos, el cual permitió la integración de toda la información necesaria para llevar a cabo la caracterización petrofísica. A su vez en este trabajo se generaron herramientas software en Excel así como diagramas de flujo, en los cuales se integra toda la información necesaria para llevar a cabo la caracterización petrofísica de cada uno de los yacimientos no convencionales estudiados.

¹ Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director M.Sc Helena Margarita Ribón Barrios. Codirector: W., MGT. Aristóbulo Bejarano.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS²

AUTHORS:

VELASCO MARIN, Christian Camilo
REY MORÓN, María Camila**

KEYWORDS: UNCONVENTIONAL RESERVOIRS, SHALE, TIGHT SANDS, METHANE COAL BEDS, PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION, METHODOLOGY.

DESCRIPTION:

The growing interest of the industry for unconventional reservoirs makes that the investment and research grow in this area, in order to define how the behavior for each of these reservoirs is.

In this project, a methodology is proposed for petrophysical characterization of unconventional reservoirs: Shale, Tight sands and coal beds, it is proposed. First, basic concepts such as source, generating capacity, storage and transport mechanisms were defined. Therefore, based on these concepts, the required properties were established to perform a petrophysical characterization in each of these reservoirs. Having identifying the necessary properties, the information sources and the most appropriate techniques to get these properties were identified. On the other hand, the variation ranges for the most relevant properties for each of the worked reservoirs were determined.

Finally, flowcharts and Excel software tools were developed for the purpose of integrating the necessary information to carry out the petrophysical characterization of each unconventional reservoir in this work.

² Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemicals Engineering. Petroleum Engineering School, Director M.Sc Helena Margarita Ribón Barrios. Codirector: W., MGT. Aristóbulo Bejarano.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, debido a la disminución en los descubrimientos de yacimientos convencionales, en los cuales la roca almacén se caracteriza por ser porosa y permeable, se ha incrementado el interés de la industria por los yacimientos no convencionales. Estas acumulaciones que se caracterizan por presentar una menor calidad de roca, representan una solución a la creciente demanda energética mundial, pero exigen técnicas de exploración, desarrollo y producción diferentes a la de los yacimientos convencionales.

A su vez, cada uno de estos yacimientos no convencionales tales como los shales, Tight gas y los Mantos de carbón, presenta características muy particulares, lo cual hace prácticamente imposible establecer un comportamiento general.

Por lo tanto, se hace necesario realizar una adecuada caracterización petrofísica de los yacimientos no convencionales, la cual permita conocer y describir de una manera acertada las propiedades roca fluido del yacimiento.

Debido a esto se busca con este proyecto desarrollar una metodología que permita identificar las propiedades y técnicas que se deben tener en cuenta para realizar dicho proceso en este tipo de yacimientos, los cuales representan un gran potencial de recursos hidrocarburos.

1. SHALE GAS

1.1 Definiciones

La junta de conservación de recursos energéticos (ERCB) de Alberta, Canadá, define a los shales en la sección 1020 (2) 27.1 de las regulaciones de conservación de aceite y gas (OGCR) como una “unidad lito-estratigráfica que tiene menos del 50% en peso de materia orgánica, con menos del 10% de los sedimentos clásticos teniendo un tamaño de grano superior a 62.5 micro-metros; y más del 10% de los sedimentos clásticos teniendo un tamaño de grano menor que 4 micro-metros”.

La capacidad generadora de este tipo de yacimientos depende de los siguientes factores:

- Tipo de materia orgánica
- Cantidad de la materia orgánica
- Maduración de la materia orgánica

1.2 Sistemas de Almacenamiento de Shale Gas

En un yacimiento tipo Shale el gas puede ser almacenado de la siguiente manera:

Libre: El gas libre (intersticial), es almacenado dentro de los macro-poros de la roca y en las fracturas naturales.

Adsorbido: El gas adsorbido es limitado a los orgánicos in situ o superficies minerales con micro-poros (diámetro menor a 2 nm).

Solución: El gas en solución es gas disuelto principalmente en agua.

Por consiguiente, el contenido total de gas que puede ser almacenado en los shales está representado por la siguiente ecuación:

$$G_{cT} = G_s + G_{cf} + G_{cD} \quad (1)$$

Dónde:

G_{cT} : Contenido de gas total, $\frac{scf}{ton}$

G_s : Contenido de gas adsorbido, $\frac{scf}{ton}$

G_{cf} : Contenido de gas libre, $\frac{scf}{ton}$

G_{cD} : Contenido de gas disuelto en agua, $\frac{scf}{ton}$

Por otro lado, según los estudios realizados por Roberto Aguilera³, existen formas más específicas en las que el gas puede almacenarse en los shales, las cuales son:

- Gas adsorbido o disuelto en el material kerógeno (Javadpour et al. 2007)
- Gas atrapado como gas libre en las inter-partículas no orgánicas de la matriz
- Gas atrapado como gas libre en la porosidad generada por las micro-fracturas
- Gas almacenado en las fracturas hidráulicas creadas durante la estimulación del yacimiento de shale
- Gas atrapado como gas libre en la red poral desarrollada dentro de la materia orgánica o el kerógeno (Ruppel y Loucks 2008; Wang y Reed 2009). Esto explicaría la alta recuperación de gas que se tiene antes de lo esperado en algunas formaciones como en los shales Denovian de la cuenca Apalache en Estados Unidos.

1.3 Parámetros para la Caracterización

Para la correcta evaluación y análisis de un yacimiento tipo shale, es necesario tener en cuenta las siguientes propiedades:

- Saturación
- Porosidad
- Permeabilidad
- TOC y Maduración termal
- Presión Capilar
- Contenido de gas y Fenómenos de adsorción
- Propiedades mecánicas de la roca (Mineralogía)

³ Aguilera Roberto, (2013) "Flow Units: From Conventional to Tight-Gas to Shale-Gas to Tight-Oil to Shale-Oil Reservoirs", Schulich School of Engineering, University of Calgary, SPE paper 165360. p.194.

1.3.1 Saturación de Fluidos. En un yacimiento tipo Shale, la saturación de los fluidos afecta el contenido de gas libre, por lo tanto, se requiere la adecuada medición de las saturaciones con el fin de representar de forma correcta el estado del gas en el yacimiento.

1.3.2 Porosidad. La porosidad en los sistemas de shales está compuesta por⁴:

- Porosidad de la matriz no arcillosa
- Porosidad de la matriz arcillosa
- Porosidad del kerógeno
- Fracturas naturales

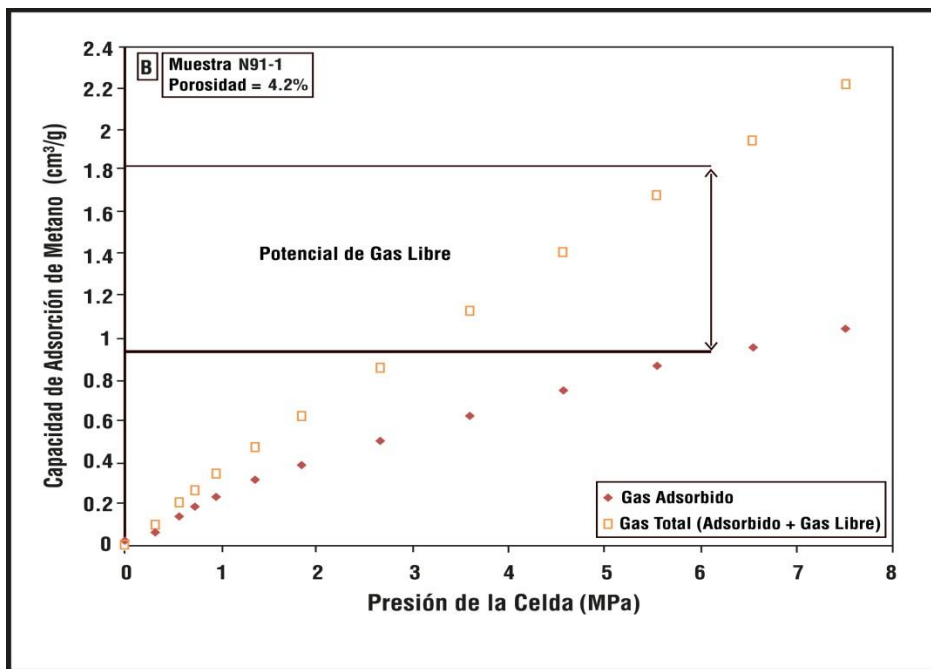
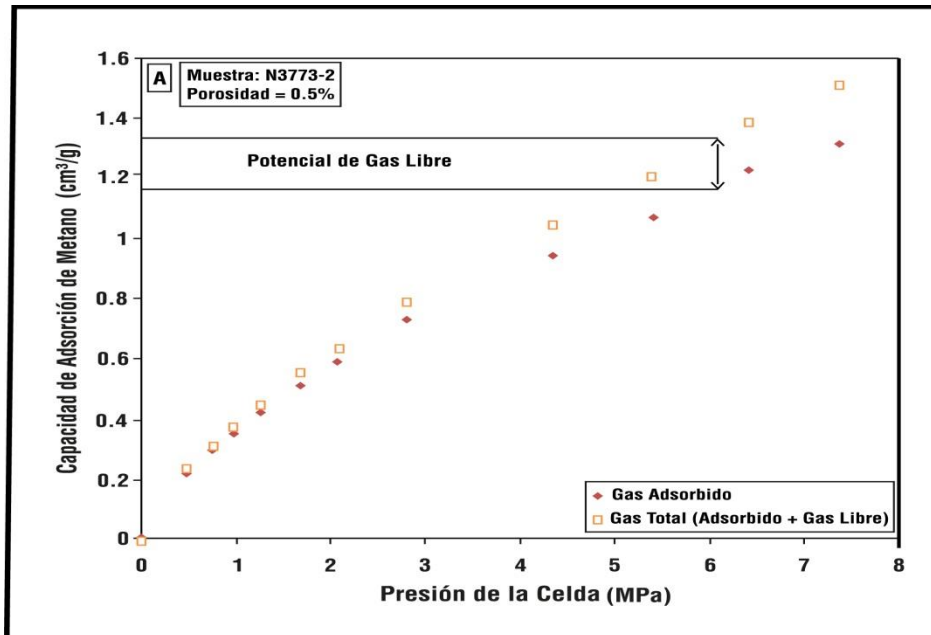
Esta propiedad actúa como un parámetro controlador de la cantidad de gas libre que se almacena⁵, ya que un cambio en la porosidad puede resultar en una significativa cantidad de gas atrapada como gas libre, como por ejemplo para los shales Gordondale (Figura 1), donde se observa que para 2 muestras de diferente porosidad (0.5% y 4.2%), a una presión de 6 MPa, el incremento del gas libre almacenado fue del 5 al 50%, asumiendo una saturación de agua nula.

Por otro lado, la determinación del diámetro y garganta de poro permiten la inferencia de los mecanismos de transferencia y almacenamiento, y una estimación de la permeabilidad como se observa en la Figura 2.

⁴ Glorioso Juan C., Rattia Aquiles, Repsol, (2012) "Unconventional Reservoir: Basin Petrophysical Concepts for Shale Gas" SPE paper 153004. p. 23.

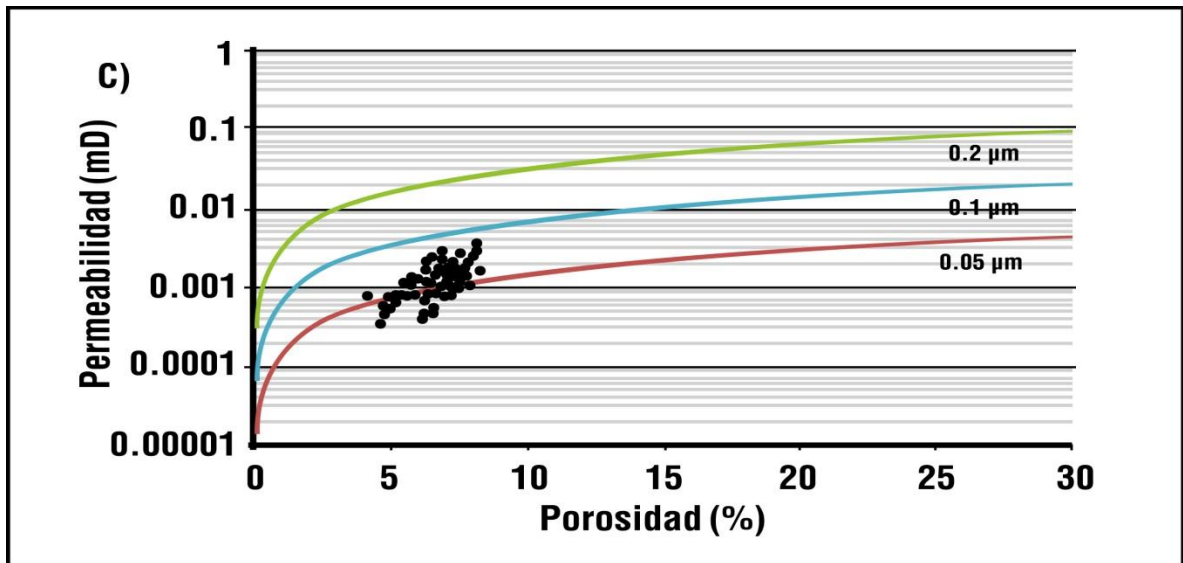
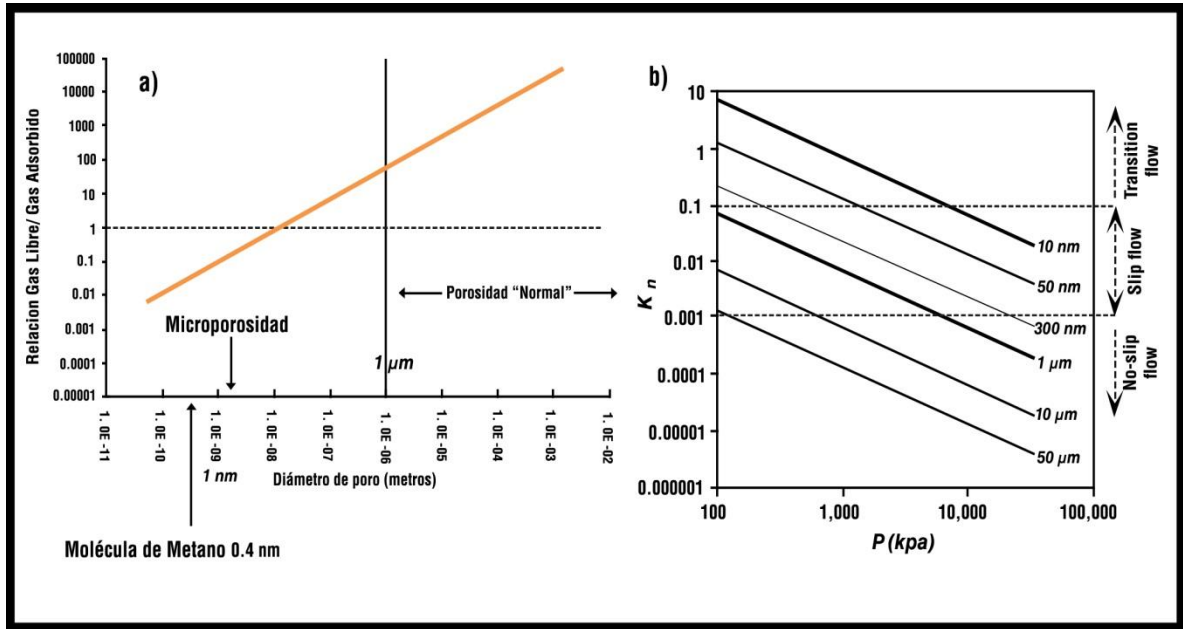
⁵ Abrams Michael A., Richardson Allan, Manzano-Kareah Kim, D. Kesler Christopher, "Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)" Instituto de Energía y Geociencias (EGI), Universidad de Utah, Vol. 1, Primer Reporte, Diciembre 2007 a Febrero 2009. p. 114.

Figura 1: Efecto de la porosidad en el gas libre almacenado A) Muestra N 3773-2 con porosidad de 0.5% B) Muestra N 91-1 con porosidad de 4.2%



Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS).* (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

Figura 2: Uso de la distribución del tamaño de poro para la caracterización de yacimientos no convencionales: a) Inferencia de los mecanismos de almacenamiento del gas; b) inferencia de los mecanismos de transferencia; c) Identificación del radio de la garganta de poro dominante usando una gráfica de Winland



Tomado de: Clarkson C. R, Jensen J. L, Blasingame T. A, (2011) "Reservoir Engineering for Unconventional Gas Reservoirs: What Do We Have to Consider?" SPE paper 145080

1.3.3 Permeabilidad. En particular, para los yacimientos tipo shale, esta propiedad determina la factibilidad del mantenimiento a largo plazo de la producción. Sin embargo, aún tras la cantidad de estudios realizados, la permeabilidad en los shales no ha podido ser completamente entendida debido a la complejidad que involucra modelar el flujo a través de gargantas porales en escala nano.

Los estudios realizados por Roberto Aguilera y Thomas G. Harding (2011), gracias al programa GFREE permitieron relacionar la permeabilidad, porosidad y las gargantas de poro en una sola gráfica (Figura 3), integrando el rango en el cual se diferencian los yacimientos convencionales de los no convencionales.

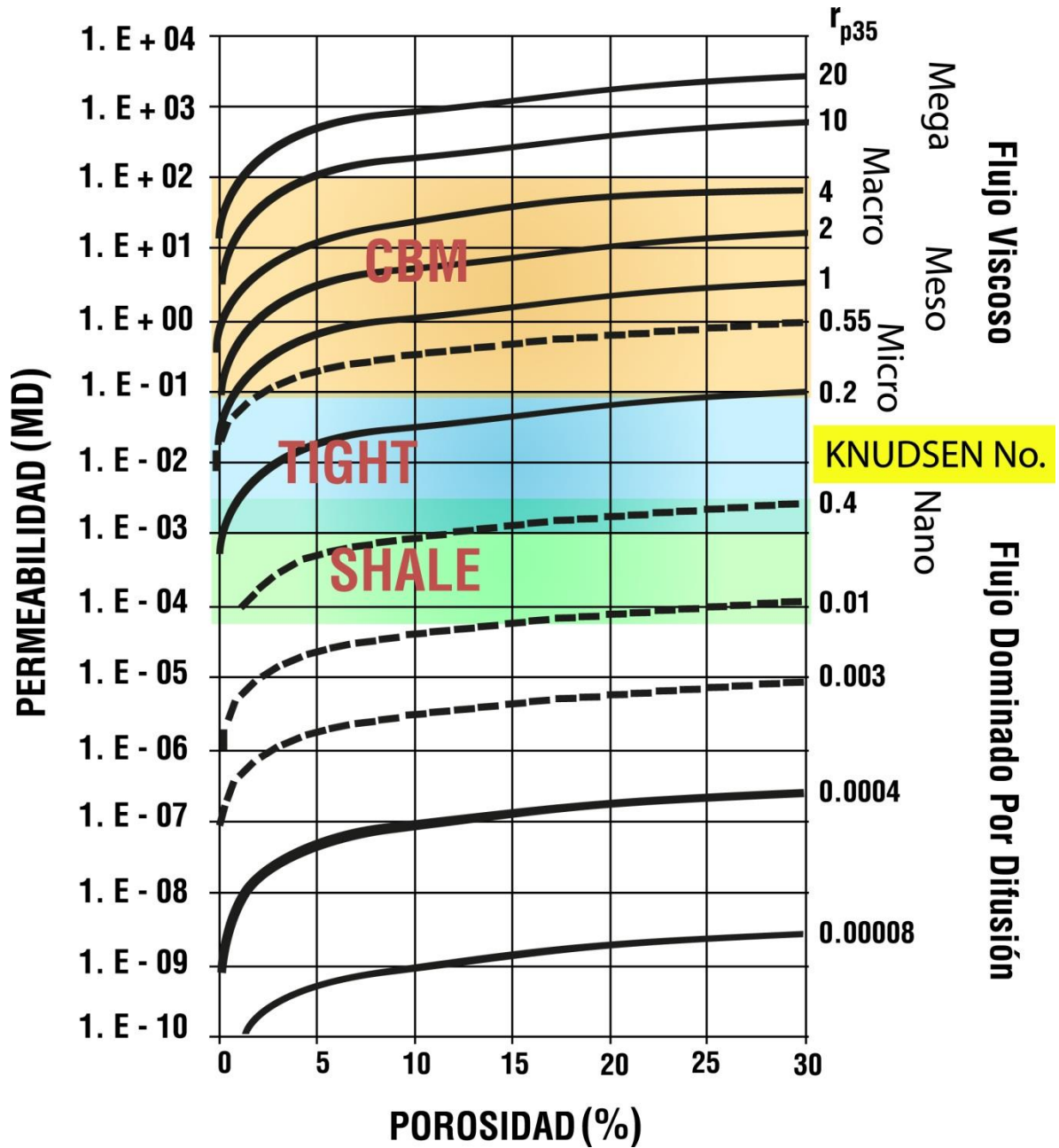
Para evaluar la permeabilidad en un shale, se debe tener en cuenta la presión, ya que a grandes presiones (presiones iniciales del yacimiento) la permeabilidad tiende a disminuir su valor.

1.3.4 Contenido orgánico total (TOC). El TOC en los yacimientos tipo shale permite determinar que tanto hidrocarburo pudo haberse generado (Tabla 1) y estimar así cuánto gas pudo haber sido almacenado por adsorción en esta materia orgánica. Entre mayor sea la cantidad de TOC en la roca, mayor cantidad de gas puede ser adsorbida bajo las condiciones apropiadas⁶. Sin embargo, el TOC no es por sí solo un indicador del potencial de una roca (este depende a su vez de la madurez de la materia orgánica⁷) por lo que estos se utilizan para construir perfiles geoquímicos y mapas de distribución de riqueza orgánica.

⁶ Abrams Michael A., Richardson Allan, Manzano-Kareah Kim, D. Kesler Christopher, "Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)" Instituto de Energía y Geociencias (EGI), Universidad de Utah, Vol. 1, Primer Reporte, Diciembre 2007 a Febrero 2009. p. 84 y 85.

⁷ *Ibíd.*, p. 90.

Figura 3: Gráfica para la estimación de tamaño de gargantas de poro



Tomado y Modificado de: Equipo Aguilera Roberto, Harding Thomas G., (2011)
 "GFREE Research Program" Schulich School of engineering, University of
 Calgary, SPE paper 147282

Tabla 1: Rangos de maduración según el TOC

Potencial Generador	TOC (wt%)	Picos S2 Rock-Eval (mgHC/ g Roca)
Pobre	0-0.5	0-0.25
Bajo	0.5-1	2.5-5
Bueno	1-2	5-10
Muy Bueno	2-4	10-20
Excelente	> 4	>20

Tomado de: Tomado y Modificado del atlas geoquímico colombiano, (2010)

Tabla 2: Tipos de kerógeno según el TOC

Tipo de kerógeno	Índice de Hidrógeno (mg HC/ g de TOC)
I	> 600
II	300-600
III	50-200
IV	< 50

Tomado de: Tomado y Modificado del atlas geoquímico colombiano, (2010)

1.3.5 Maduración de la roca madre. La maduración de la roca madre es la medida de las reacciones impulsadas con calor que convierten la materia orgánica sedimentada en petróleo, gas y grafito. Existen 3 niveles de maduración, los cuales son:

- Temprano o Bajo
- Medio
- Tardío o Alto

1.3.6 Presión Capilar. Para yacimientos tanto de shale gas como de tight gas, la creación de curvas de presión capilar permite cuantificar la distribución de saturación en la roca la cual es una pieza clave a la hora de realizar los cálculos del almacenamiento de gas libre⁸.

1.3.7 Mineralogía y Propiedades Mecánicas. La mineralogía en yacimientos tipo Shale es un factor del cual dependen tanto las propiedades mecánicas como los fenómenos de adsorción del gas en el yacimiento, ya que estudios han sugerido que las arcillas, en particular la illita⁹, están fuertemente asociadas a la adsorción del gas, pues éstas presentan grandes áreas superficiales.

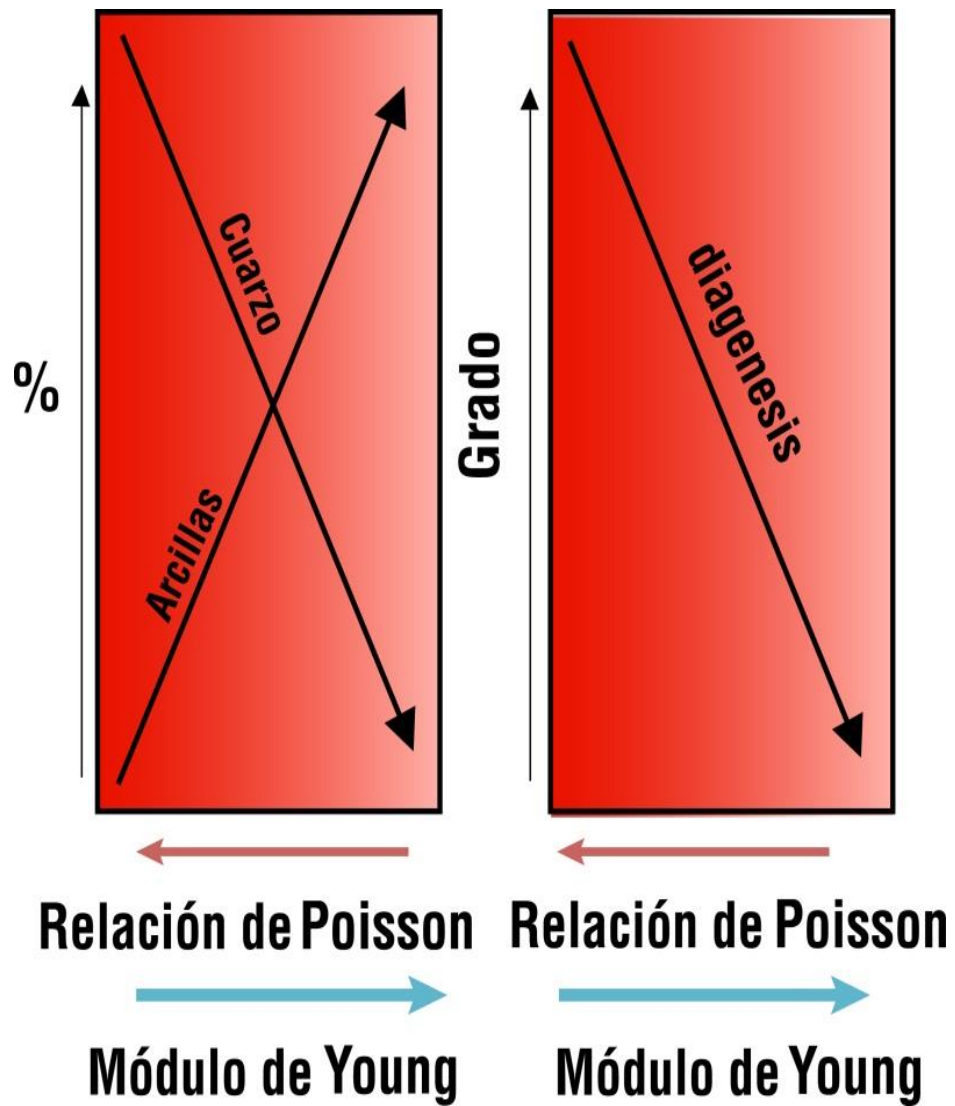
Las arcillas son elásticamente anisotrópicas, por lo que se requiere de varias constantes elásticas, las cuales consisten en cualquier característica física medible, para caracterizar su comportamiento. Por lo tanto, las propiedades mecánicas de un shale se basan principalmente en estos módulos elásticos que dependen de la mineralogía y la diagénesis (Figura 4).

Los módulos comúnmente usados son la relación de Poisson y el módulo de Young, donde la relación de Poisson es una medida de la compresibilidad perpendicular al esfuerzo aplicado de un material, y el módulo de Young es la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal de un material. Estos módulos por consiguiente, son utilizados en la determinación del índice de fragilidad de la roca a partir de los componentes litológicos pobres en arcillas.

⁸ Clarkson C. R, Jensen J. L, Blasingame T. A, (2011) "Reservoir Engineering for Unconventional Gas Reservoirs: What Do We Have to Consider?" SPE paper 145080. p. 13.

⁹ *Ibíd.*, p. 111.

Figura 4: Impacto de la mineralogía y fábrica en las propiedades mecánicas del Shale



Tomado de: Clarkson C. R, Jensen J. L, Blasingame T. A, (2011) "Reservoir Engineering for Unconventional Gas Reservoirs: What Do We Have to Consider?"
SPE paper 145080

2. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS TIPO SHALE

2.1 Saturación

A nivel de Laboratorio, los métodos más comunes para determinar la saturación en yacimientos de shales son el método de destilación extracción Dean Stark y el método de la retorta. Estos métodos han sido estandarizados por la Normas API-RP40 (1998)¹⁰, la cual se aplica para calcular saturación de fluidos en yacimientos convencionales y no convencionales. A continuación describiremos de forma corta cada uno de los métodos.

El Método de Dean Stark: Consiste en calentar un solvente, donde el agua y el solvente pueden ser o no miscibles, hasta el punto de ebullición, lo cual provoca la vaporización del agua de la muestra. Estos métodos en el caso de utilizar solventes inmiscibles con el agua, usualmente tolueno, permiten la medición de la producción de agua, pero a su vez puede provocar la deshidratación de arcillas dependiendo de la temperatura de deshidratación de éstas, aumentando artificialmente el valor de la saturación de agua.

El Método de la Retorta: requiere de la remoción de 30-199 gramos de muestra del núcleo el cual es triturado y calentado a 425-650 °C para la vaporización del agua y el aceite, en el caso de que éste último esté presente. El vapor condensado es capturado en una trampa fría y es medido volumétricamente. A su vez las pequeñas cantidades de muestra son sometidas a pruebas de saturación de gas a través de la inyección de mercurio a una presión de 750 –1000 psi, asumiendo que este ocupa el espacio que ocupaba el gas. Por lo tanto, así se obtiene el volumen poroso con la suma de los volúmenes de fluido. El método de la retorta puede generar errores dependiendo de la litología y de la naturaleza de la materia orgánica.

La principal fuente de error de ambos métodos son los cambios en la saturación en el momento de la extracción, recuperación y preparación de la muestra, así como también la deshidratación mineral puede originar valores de porosidad y saturación artificialmente altos.

Otra forma para la determinación de la saturación de agua es a través de registros, de los cuales se destacan los siguientes métodos:

¹⁰ Clarkson C. R, Jensen J. L, Blasingame T. A, (2011) "Reservoir Engineering for Unconventional Gas Reservoirs: What Do We Have to Consider?" SPE paper 145080. p. 6.

Método de Archie: Este método utiliza principalmente los exponentes de cementación (m) y saturación (n) que se derivan de registros eléctricos (Ecuación 3). Estos registros aprovechan las propiedades eléctricas de la roca como la conductancia, la cual es afectada principalmente por el movimiento de iones en fluidos presentes en los poros.

Ahora bien, debido a que m no es solamente una función de la cementación sino que además depende de la geometría poral, los cálculos teóricos de este valor en los sistemas tipo shale pueden ser muy complejos, ya que según estudios realizados por Aguilera (2010), los modelos petrofísicos para los sistemas de gas tipo shale deben incluir hasta cuatro sistemas de porosidad: fracturas, matriz inorgánica, materia orgánica y porosidad asociada con las redes inducidas por la fractura hidráulica.

$$S_{w_t} = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi_T^m R_t}} \quad (2)$$

Dónde:

S_{w_t} : Saturación de agua total

a, m, n : Parámetros eléctricos de la roca

R_w : Resistividad del agua de formación

R_t : Resistividad de la roca

Método de Aristóbulo Bejarano para el cálculo de la saturación¹¹:

➤ Saturación de agua total

$$SW = XSH * SWSH + (1 - XSH) * Swo \quad (3)$$

$$SW = XSH$$

Donde $SW = XSH$ dado que XSH como microporosidad tendrá una saturación de uno, mientras que la saturación de agua en la porosidad que contiene hidrocarburos (Swo), asumiendo que ésta se encuentra mojada por hidrocarburos, dará cero.

$$XSH = \frac{XDN-1}{\alpha_{Sh}-1} * \frac{PHIN}{PHINsh} \quad (4)$$

¹¹ GUTIÉRREZ Ludy Amparo, MOLINA Luz Diana. Definición del potencial de hidrocarburos a partir de datos de geoquímica y registros de pozos usando simulación Monte Carlo. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015.

Dónde:

XSH: Fracción de shale, fracción.

XSD: Densidad de la arcilla, fracción.

PHIN: Porosidad leída del registro neutrón, fracción.

\propto **Sh:** Punto de arcilla saturada 100% de agua, donde el valor de la pendiente es el mismo, fracción.

PHNsh: Porosidad de shale máxima leída desde el registro de neutrón, fracción.

➤ Saturación de agua inicial

$$Sw = \frac{1}{1+FZI} \quad (5)$$

Dónde:

FZI: Indicador de zona de flujo

Método de Simandoux:

$$C = \frac{(1-Vsh)*A*(RW@FT)}{PHIe^M} \quad (6)$$

$$D = \frac{C*Vsh}{2*RSH} \quad (7)$$

$$E = \frac{C}{RESD} \quad (8)$$

$$Sws = ((D^2 + E)^{0.5} - D)^{2/N} \quad (9)$$

Dónde:

A: Exponente de tortuosidad (fracción)

C: Termino intermedio en la ecuación de Simandoux

D: Termino intermedio en la ecuación de Simandoux

E: Termino intermedio en la ecuación de Simandoux

M: Exponente de cementación (fracción)

N: Exponente de saturación (fracción)

PHIe: Porosidad efectiva proveniente de cualquier método (fracción)

RESD: Lectura del registro de resistividad profundo (ohm-m)

RSH: Resistividad del shale (ohm-m)

RW@FT: Resistividad del agua de formación a la temperatura del yacimiento (ohm-m)

Vsh: Contenido de shale (fracción)

Sws: Saturación de agua con el método de Simandoux (fracción)

2.2 Porosidad

Como se puede ver en la Figura 5, los métodos que se utilizan para determinar la porosidad varían en función del tamaño de la garganta de poro y están clasificados según el proceso utilizado ya sea por radiación o por inyección de fluidos, aunque también hay otras condiciones que pueden influir en la utilización de un método u otro como son las económicas o el tiempo requerido para obtener los resultados.

Métodos de radiación: Los métodos de radiación más utilizados para yacimientos tipo shale son:

- Microscopía óptica: Permite observar solo los poros de mayor tamaño en los yacimientos no convencionales, pero es muy útil para entender el control mineralógico y efectos de la diagénesis (mecánica y química). Se asume que los poros que pueden ser observados mediante la microscopía óptica se encuentran a condiciones in situ.
- SEM (microscopía electrónica de barrido): Este método ayuda a entender el almacenamiento y transporte de escala micro a nano y permiten observar tamaños de poro de aproximadamente 4nm¹².

Métodos de inyección de fluidos: Los métodos de inyección de fluidos más utilizados para yacimientos de shale son:

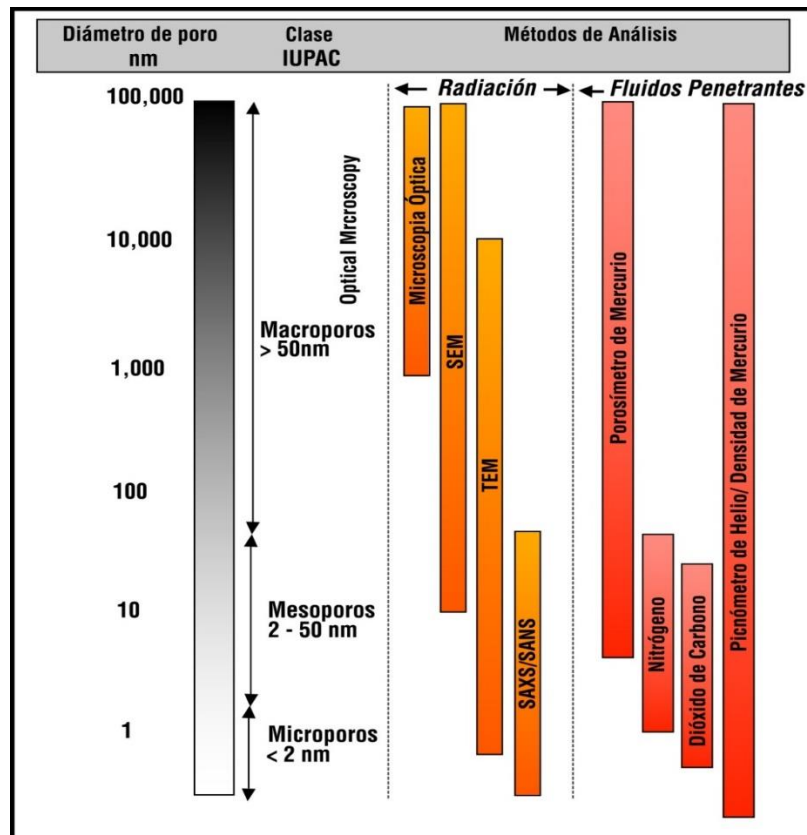
- Picnometría de helio para la densidad de grano: es el método más común para estimar porosidad en yacimientos tipo shale y tight. Este método es combinado con una medida de la densidad aparente para así obtener una estimación de la porosidad efectiva, y con la inyección de mercurio para obtener la distribución de los tamaños de poro (PSD). Al utilizar este método se pueden generar errores en las estimaciones de la porosidad efectiva ya que el diámetro cinético del helio es más pequeño que la mayoría de los gases del yacimiento¹³.

¹² *Ibíd.*, p. 7.

¹³ *Ibíd.*, p. 8.

Uno de los usos de este método se presenta en la técnica desarrollada por Karstathis (2007), la cual está basada en la ley de Boyle y su objetivo es medir la porosidad efectiva después de remover el agua libre pero sin remover los orgánicos presentes en la muestra. En esta técnica la muestra es calentada a 100°C por un período de tiempo para luego dejar que se enfríe a temperatura ambiente. Luego el volumen de la muestra se mide utilizando la muestra de inmersión de mercurio y se tritura corrigiendo la medida de la porosidad con el peso perdido durante la trituración. El volumen de grano de la muestra se mide utilizando un picnómetro de baja presión, para luego determinar la porosidad utilizando el volumen bruto de la muestra y el volumen de grano.

Figura 5: Métodos usados para estimar la porosidad y la distribución de los tamaños de poro para yacimientos no convencionales.



Tomado de: Clarkson C. R, Jensen J. L, Blasingame T. A, (2011) "Reservoir Engineering for Unconventional Gas Reservoirs: What Do We Have to Consider?" SPE 145080

El valor de la porosidad determinada en este método representa la porosidad proveniente del kerógeno y de la matriz arcillosa y no arcillosa, con un nivel de error de más o menos 0.5 %

- Presión capilar con inyección de mercurio: (MICP por sus siglas en inglés) este método utiliza el volumen total de la roca y el volumen poroso total en muestras secas a través de la inyección de mercurio en varios niveles de presión.

Correlaciones a partir de Registros:

- Porosidad a partir de registros Density

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (10)$$

$$\phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (11)$$

Dónde:

ϕ_T : Porosidad total

ρ_m : Densidad de la matriz sin TOC

ρ_{ma} : Densidad de la matriz con TOC

ρ_b : Densidad de la formación establecida a partir de registros

ρ_f : Densidad del fluido

Si no existe suficiente información para estimar los porcentajes minerales, la siguiente ecuación puede ser utilizada para corregir el efecto del kerógeno en la densidad medida a partir de registros.

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b \left(\rho_m \frac{w_{TOC}}{\rho_{TOC}} - w_{TOC} + 1 \right)}{\rho_m - \rho_f} \quad (12)$$

Dónde:

ρ_m : Densidad de la matriz sin TOC

La densidad de la matriz sin TOC puede estimarse si se tiene la información de w%TOC y la densidad de grano (plugs) como se muestra a continuación:

$$\phi_T = \frac{\rho_{ma} * (1 - w_{TOC})}{1 - \left(\rho_{ma} \frac{w_{TOC}}{\rho_{TOC}} \right)} \quad (13)$$

Dónde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz con TOC

$\rho_{ma} < \rho_m \rightarrow w\%TOC > 0$

➤ Porosidad efectiva método de Aristóbulo Bejarano¹⁴

Este modelo propone utilizar una gráfica de densidad de arcilla (XDN) versus profundidad con el fin de determinar el punto mínimo que representaría el alfa de shale húmedo (αSh)

$$PHI_e = \left(\frac{\alpha l - \alpha Sh}{1 - \alpha Sh} \right) * PHIN \quad (14)$$

$$\alpha l = XDN = \frac{PHID}{PHIN} \quad (15)$$

$$PHID = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bulk}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (16)$$

Dónde:

αl (alfa leído) = XDN: Densidad de la arcilla, fracción.

αSh : Punto de arcilla saturada 100% de agua, donde el valor de la pendiente es el mismo, fracción.

PHID: Porosidad density, fracción

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (g/cm³)

ρ_{bulk} : Densidad bulk (g/cm³)

ρ_f : Densidad del fluido (g/cm³). Depende generalmente de la densidad del agua (generalmente filtrado) y de la cantidad y tipo de hidrocarburo, $\rho_f = 1$.

PHIN: Porosidad leída del registro neutrón, fracción

➤ Porosidad efectiva corregida por kerógeno y shale¹⁵

Se calcula mediante el uso del modelo de litología compleja Density-Neutron corregida por shale, modificada para corregir kerógeno.

¹⁴ GUTIÉRREZ Ludy Amparo, MOLINA Luz Diana. Definición del potencial de hidrocarburos a partir de datos de geoquímica y registros de pozos usando simulación Monte Carlo. Trabajo de grado Ingeniero de petróleo. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015.

¹⁵ Tomado de: <https://www.spec2000.net/01-index.htm> , consultado el 28 de Enero del 2016

$$PHIDker = \frac{2650 - DENSker}{1650} \quad (17)$$

$$PHIdc = PHID - (Vsh * PHIDsh) - (Vker * PHIDker) \quad (18)$$

$$PHInc = PHIN - (Vsh * PHIsh) - (Vker * PHINker) \quad (19)$$

$$PHIe = \sqrt{\frac{PHIdc^2 + PHInc^2}{2}} \quad (20)$$

El valor PHINker representa la porosidad del registro Neutron corregido por kerógeno y presenta valores en el rango de 0.45 a 0.75 (valor estándar de 0.65), similar al carbón de baja calidad.

Si el registro Density se ve afectado por irregularidades del pozo, el registro sísmico corregido por shale (PHIsc) puede ser utilizado como se muestra a continuación:

$$PHlsc = PHls - (Vsh * PHISsh) - (Vker * PHISker) \quad (21)$$

$$PHInc = PHIN - (Vsh * PHINsh) - (Vker * PHINker) \quad (22)$$

$$PHIe = \frac{(PHInc + PHlsc)}{2} \quad (23)$$

2.3 Permeabilidad

Por lo tanto, los métodos usados para medir la permeabilidad en shales son:

➤ Análisis de núcleos

- Pressure Pulse-Decay (PDP)
- Mercury Injection Capillary Pressure (MICP)

➤ Análisis de pruebas de pozo

- Pruebas de inyección/falloff (pre y pos fractura) (IFOT)
- Flujo post fractura y Build Up (FBU)
- Diagnostic fracture injection test (DFIT)

➤ Análisis de producción

- Análisis de la tasa transitoria (RTA)

- Simulación del ajuste histórico

Tabla 3: Cuadro comparativo entre los conceptos referidos al espacio poroso en el laboratorio y en los registros radioactivos

Porosidad Total \emptyset	Porosidad conectada y no conectada de una muestra triturada
Porosidad Efectiva \emptyset	Porosidad conectada de un núcleo completo o de un plug bajo control de humedad*
As Received (AR) \emptyset	Porosidad medida mediante expansión de helio en una muestra preservada
Llenado de gas \emptyset (AR)	Porosidad medida en dos piezas separadas de una muestra; el gas es medido en una muestra sin secar ni lavar por una inyección de mercurio, esto es conocido como "gas-filled phi"; los líquidos son medidos en la otra pieza por destilación, también conocido como "sumatoria de fluidos"; "gas-filled porosity" es también llamada saturación de gas (Sg), derivada de la porosidad de expansión de helio y la extracción Dean Stark en una muestra AR. En el shale gas, esta no incluye el gas adsorbido.

En registros eléctricos y radioactivos, el espacio poroso se muestra a continuación:

Phi Total	Matriz porosa conectada y no conectada, agregada a la porosidad del shale
Phi Efectivo	Porosidad total phi menos la porosidad del shale
Phi Shale	Porosidad estimada sobre un volumen base de shale
Phi de agua asociada a la arcilla	Porosidad ocupada por agua adsorbida en la arcilla y el agua de hidratación de la arcilla
Phi de agua asociada a la capilaridad	Porosidad ocupada por agua atrapada por capilaridad (rocas mojadas por agua) en la matriz no arcillosa
Phi de fluidos libres	Porosidad ocupada por fluidos móviles (Phi FF=Phi total - Phi de agua asociada a la arcilla - Phi de agua asociada a la capilaridad); el gas libre ocuparía este espacio poral cuando So tienda a 0%.

Tomado y modificado de: Glorioso Juan C., Rattia Aquiles, Repsol, (2012)
*"Unconventional Reservoir: Basin Petrophysical Concepts for Shale Gas" SPE
 paper 153004*

Para la determinación de la permeabilidad en un yacimiento tipo shale se realizan generalmente las mediciones a presión en estado de flujo inestable a fin de lograr mediciones mucho más rápidas y precisas. Este es el caso de pruebas como la TPD

(Transient Pulse Decay), la cual es una alteración de la prueba en estado estable Pressure Pulse Decay a un estado transitorio que cambia la condición de presión constante en las fronteras a presiones que varían con el tiempo¹⁶. A su vez, la selección del tamaño de la muestra debe hacerse con especial cuidado debido a que algunos estudios realizados por C.R Clarkson y J.L Jensen (2011) muestran que la permeabilidad podría llegar a ser aún más sensible a las variaciones del tamaño de muestra que la porosidad.

Es importante tener en cuenta que las mediciones de permeabilidad llevadas a cabo a condiciones típicas de laboratorio, causan que los valores de permeabilidad del campo sean sub-estimados. Esto es debido a que los esfuerzos in situ, los cuales podrían causar fracturas de alivio, no son tenidos en cuenta cuando se ajustan las condiciones en el laboratorio. Por esto mismo es necesario el ajuste de los resultados mediante la comparación de los datos obtenidos con alguna otra técnica como son los registros.

Por otro lado, debido a la naturaleza ultra fina de la matriz en este tipo de yacimientos, se presentan los efectos de flujo no darcy (slippage, flujo transicional y difusión) que pueden ser importantes bajo determinadas condiciones PVT (Civan, 2010 and Javadpour, 2009), por lo tanto, todas las mediciones deberán ser ajustadas en caso de que estas se realicen usando gases.

Por último, el método planteado por Amafuele et al., permite el cálculo de la permeabilidad directamente, utilizando las siguientes correlaciones:

$$K = 1014 * FZI^2 * \frac{\phi^3}{(1-\phi_e)^2} \quad (24)$$

$$FZI(\mu m) = \frac{1-S_w}{S_w} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (25)$$

$$RQI(\mu m) = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (26)$$

$$\phi_z(\mu m) = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen de grano}} = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (27)$$

Dónde:

K: Permeabilidad

FZI: Indicador de zona de flujo

¹⁶ A. Sakhaee-Pour, L. Bryant Steven, (2011) "Gas Permeability of shale" SPE paper 146944. p.1.

\emptyset_z : Índice de porosidad normalizada
RQI: Índice de calidad del yacimiento

2.4 Contenido Orgánico Total (TOC) y Maduración Térmica

2.4.1 Contenido orgánico total (TOC). Entre los métodos usados para medir el TOC tenemos:

- Analizadores Elementales (LECO): Es una técnica ASTM que permite la determinación del contenido de carbono y azufre de una muestra, la cual puede contener materiales orgánicos como el carbón, coque y aceites. Este método también llamado de combustión directa, se realiza en muestras secas trituradas que anteriormente son tratadas con ácido clorhídrico a fin de remover cualquier carbonato que pudiera llevar a una medición incorrecta (Jarvie, 1991). La muestra seca es entonces quemada en un analizador de carbono LECO con un acelerador de óxido metálico a 1000 °C. Lo que se busca es que el CO₂ generado durante la combustión pueda ser analizado usando ya sea un detector termal de conductividad (TDC) o un detector infrarrojo (IR).
- Registros Geofísicos: En general, para estimar el contenido de TOC en las rocas madre, se hace uso de una sonda combinada, la cual integra registros de porosidad y de resistividad (Passey et al., 1990).

Hay que tener siempre en cuenta que la relación empírica entre TOC y delta Log R (medida de separación entre los registros) depende de la maduración y como esta no es constante en toda la extensión del yacimiento, debe ser calibrada para diferentes intervalos de roca. A la hora de comparar este método con la selección discreta de muestras de TOC, este método tiene un ventaja, y es que provee un perfil de TOC con la profundidad, el cual permite un análisis más detallado de cómo varía la riqueza en una roca madre¹⁷.

Otro método para determinar el TOC en sitio a partir de registros es el Density-TOC, este método consiste en la correlación de la densidad de la roca (ρ_b) y el contenido de TOC. Una vez que un valor de TOC confiable ha sido obtenido, el contenido de gas adsorbido puede entonces ser calculado mediante el uso de las isotermas de adsorción de Langmuir¹⁸.

¹⁷Abrams Michael A., Richardson Allan, Manzano-Kareah Kim, D. Kesler Christopher, "Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)" Instituto de Energía y Geociencias (EGI), Universidad de Utah, Vol. 1, Primer Reporte, Diciembre 2007 a Febrero 2009. p. 85.

¹⁸ Glorioso Juan C., Rattia Aquiles, Repsol, (2012) "Unconventional Reservoir: Basin Petrophysical Concepts for Shale Gas" SPE paper 153004. p. 21.

A continuación se mostraran algunas correlaciones que se derivan a partir de Registros:

TOC a partir de datos de kerógeno:

$$TOC = \frac{Vol_{ker} * \rho_{ker}}{\rho_b * K} \quad (28)$$

Dónde:

TOC: Carbono orgánico total (Lbf/lbf)
Vol_{ker}: Volumen de kerógeno (vol/vol)
 ρ_{ker} : Densidad del kerogeno (g/cc)
 ρ_b : Densidad de la formación (g/cc)
K: Factor de conversión (~1.2)

Método de Passey:

$$TOC(w\%) = \Delta LogR * 10^{2.297 - 0.1688 * LOM} \quad (29)$$

$$\Delta LogR = Log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + [P * (\Delta t - \Delta t_{baseline})] \quad (30)$$

Dónde:

TOC: carbono orgánico total (w%)
P: Ciclo de resistividad logarítmica sobre el ciclo de tiempo de transición. Normalmente igual a 0.02

TOC a partir de lecturas de registros Density-NMR:

$$TOC(w\%) = (\phi_D - \phi_{NMR}) * \left(\frac{\rho_{ker}}{\rho_b} \right) \quad (31)$$

Dónde:

TOC: Carbono orgánico total (w%)
 ϕ_D : Porosidad density (dec)
 ϕ_{NMR} : Porosidad- resonancia magnética
 ρ_{ker} : Densidad del kerogeno (g/cc)
 ρ_b : Densidad de la formación (g/cc)

Método de Schmoker:

$$TOC = \frac{154.497}{\rho_b} - 57.261 \quad (32)$$

Dónde:

TOC: Reportado en %wt

ρ_b : Densidad de la formación (g/cc)

Por otro lado, si el valor de TOC es conocido, el porcentaje del volumen de kerógeno puede ser calculado usando las siguientes correlaciones:

$$Ker(vol\%) = TOC(w\%) * f \quad (33)$$

Donde f ~2-2.5

$$Ker(vol\%) = \left[\frac{(1-\phi) * \rho_{ma}}{\rho_{ker} * C_{ker}} \right] * TOC(wt\%) \quad (34)$$

- **Análisis Rock-Eval:** Un análisis típico Rock-Eval II implica el calentamiento de una muestra de roca pulverizada, a 300 °C durante 3 minutos en una atmósfera de helio. Durante esta etapa hidrocarburos de origen natural (libres y adsorbidos) son liberados. La siguiente etapa consiste en una etapa de calentamiento que llevará el sistema hasta los 600 °C pero que para alcanzar esta temperatura se usa una tasa de aumento constante de 25°C / min, etapa durante la cual ocurrirá la descomposición del kerógeno. La etapa final incluye la oxidación y la combustión de la materia orgánica residual a 600°C. La cantidad de hidrocarburo volatilizado a 300°C y desarrollado del kerógeno desde los 300°C a los 600°C es determinado cuantitativamente por un detector de ionización de llama, y grabado como los picos S1 y S2 respectivamente. La temperatura máxima medida del pico S2 es referida como Tmáx. La cantidad de CO₂ orgánico generado desde los 300 °C a los 390°C, determinado por un

detector de conductividad térmica, comprende el pico S3. El porcentaje de carbón en el CO₂ formado durante la oxidación a 600°C y en los picos de hidrocarburo S1 y S2 es usado para definir el TOC expresado como un porcentaje en peso¹⁹ (Figura 6).

Según Peter (1986), la determinación de la calidad de la materia orgánica está basada en el cálculo de los índices de hidrogeno y oxígeno.

$$\textit{Indice de Hidrogeno (HI)} = \left(\frac{S2}{TOC} * 100 \right) \quad \textbf{(35)}$$

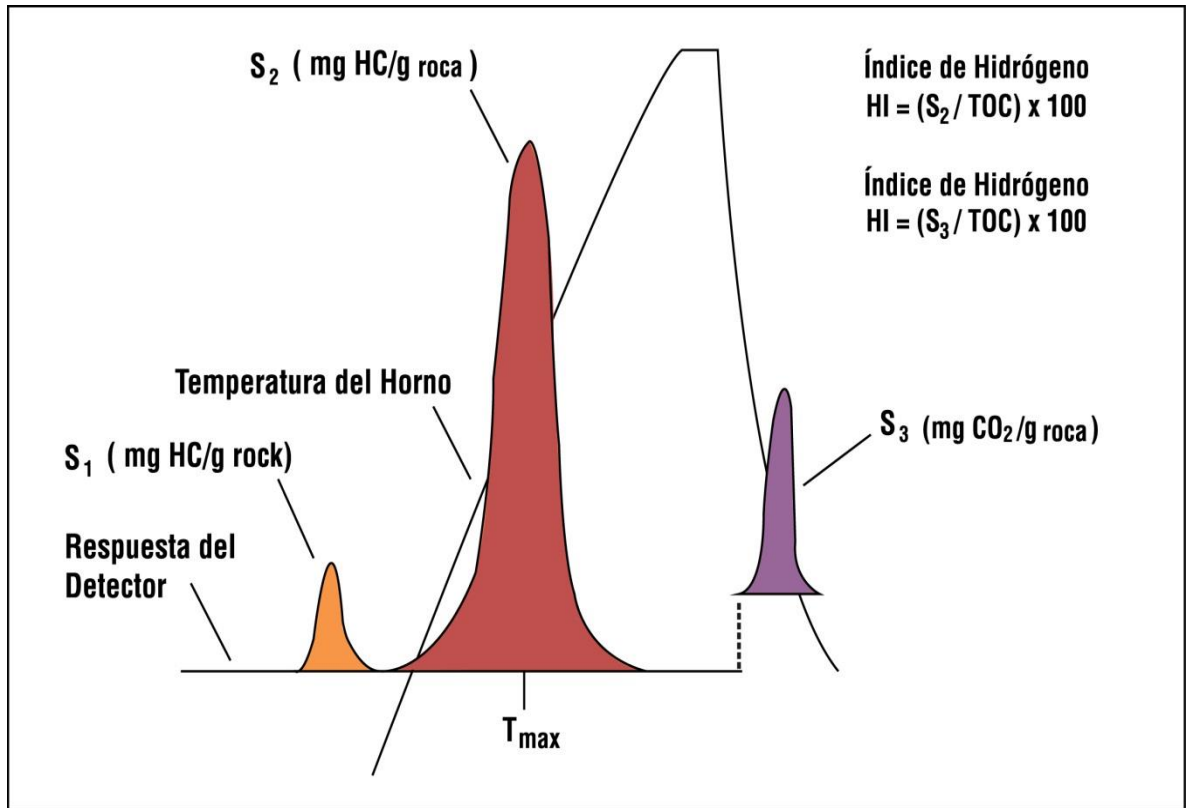
$$\textit{Indice de Oxigeno (OI)} = \left(\frac{S3}{TOC} * 100 \right) \quad \textbf{(36)}$$

Un pseudo diagrama de Van krevelen (Figura 7) que consiste en la gráfica del índice de hidrógeno contra el índice de oxígeno, es usado comúnmente cuando se quiere determinar el tipo de kerogeno (Tipo I, II o III) y el nivel de maduración de la roca madre, ya que las rocas inmaduras tienen un elevado valor de índice de hidrógeno y oxígeno, y un valor bajo al aumentar la maduración.

Para tener buenas prácticas, valores de TOC > 0.5 wt% son recomendados. Al usar muestras con menos de 0.5 %wt, estas se ven afectadas por la adsorción de compuestos orgánicos generados en la matriz mineral lo que causa un reducción en los valores obtenidos en el índice de hidrógeno y en el pico S2.

¹⁹ Abrams, Richardson, Manzano-Kareah, D. Kesler. Op. cit., p.87.

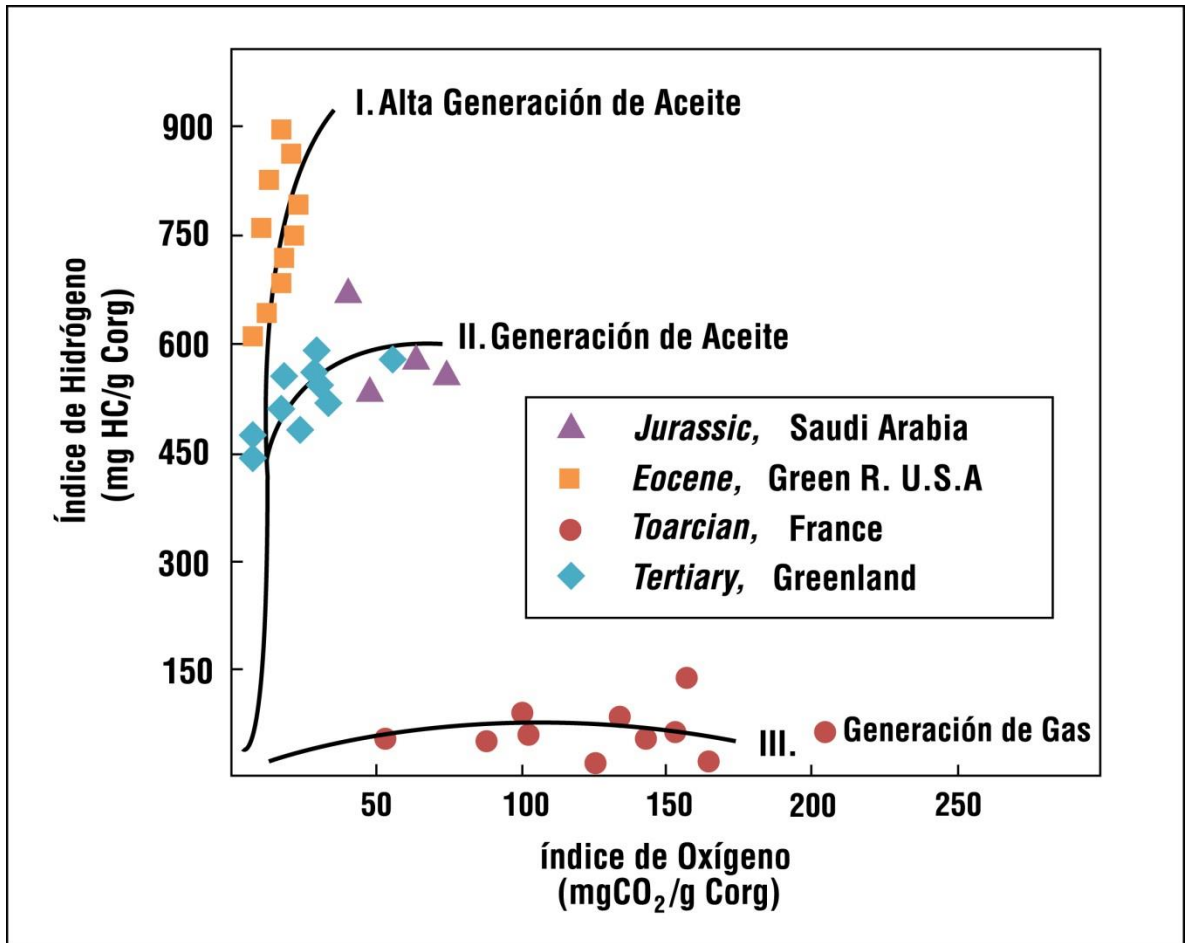
Figura 6: Programa esquemático mostrando la evolución de los componentes orgánicos de una muestra de roca durante la pirolisis.



Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)*. (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

Análisis de Kerógeno Visual (VKA): Este método provee otra manera de evaluar el tipo de kerógeno mediante la examinación visual de la materia orgánica diseminada insoluble en ácidos no oxidantes, bases y solventes orgánicos. La clasificación de la materia orgánica incluye dos tipos principales, la materia orgánica sapropélica y la materia orgánica húmica.

Figura 7: Diagrama de Van Krevelen modificado usado para determinar la maduración en diferentes muestras de roca



Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)*. (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

2.4.2 Maduración de la roca madre

- Reflectancia de la vitrinita (Ro): Esta técnica se fundamenta principalmente en considerar que la reflectividad de la vitrinita (Ro), cambia con el incremento de la temperatura como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4: Interpretación de la maduración termal a partir de valores de Ro

Maduración Termal	Ro
Inmadura	<0.6%
Ventana de Aceite	0.6 - 1.1%
Ventana de Gas Húmedo	1.1 - 1.4%
Ventana de Gas Seco	1.4 - ~3.2%
Destrucción del gas	>~3.2%

Tomado de: Glorioso Juan C., Rattia Aquiles, Repsol, (2012) “Unconventional Reservoir: Basin Petrophysical Concepts for Shale Gas” SPE paper 153004

Por otro lado, la materia orgánica rica en hidrogeno (kerógeno tipo I y tipo II) están asociadas a bajos valores de reflectancia de vitrinita en comparación con la materia orgánica rica en oxígeno (kerógeno tipo III y carbones) a la misma maduración.

Las mediciones de la reflectancia de vitrinita (Ro) presentan problemas como los mostrados en la Tabla 5 y siempre deben compararse con algún otro parámetro de maduración como por ejemplo la Temperatura máxima Rock Eval.

- Temperatura Máxima Rock Eval: El parámetro de maduración termal de la pirolisis Rock Eval está basado en la temperatura a la cual la máxima cantidad de pirolización (S2) es generada del kerógeno en una muestra de roca. El inicio y el final de la ventana de generación del aceite aproximadamente corresponden a valores de temperatura máxima Rock Eval (T_{máx.}) entre 435 °C y 470°C. Esta prueba no es recomendada para muestras que presenten altos niveles de maduración (Ro > 1.5%) ya que los resultados no son confiables²⁰.
- Indicadores de Alteración Termal (TAI): Esta técnica se basa en los cambios de color de la materia orgánica con el incremento de la maduración (Figura 8) y su aplicación no es confiable para medidas de Ro por debajo de aproximadamente 2.4% ni para medidas por encima de 3.1%.

²⁰ *Ibíd.*, p. 92.













Tabla 5: Problemas que afectan la determinación del valor de Ro

Problema	Efecto sobre el Ro
Recortes someros de la perforación	Bajo
Vitrinita pobremente pulida	Bajo
Contaminación del lodo (ej. Aditivos de lignita)	Bajo (usualmente)
Oxidación (> 150° C) o vitrinita reciclada	Alto (usualmente)
Variaciones naturales de la reflexión en los subgrupos de la vitrinita	Alto o bajo
Errores estadísticos (Número de mediciones insuficientes)	Alto o bajo
Identificación incorrecta de macerales (ej. Bitumen solido)	Alto o bajo

Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS). (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.*

Existe otra escala óptica de maduración que incluye el índice de alteración de los conodontos (CAI) y el índice de transmisión de color (TCI). Todas estas técnicas tienen en común que son rápidas y económicas, además de que otorgan no solo información acerca de la maduración termal sino que también permiten obtener alguna información de la edad de la materia orgánica.

Figura 8: Escala estándar TAI

MADURACIÓN	COLOR	TAI = 1-5	REFLECTANCIA DE LA VITRINITA	
INMADURO		1	0.5%	
		1 -		
		2 -		
		2		
FASE DE MADURACIÓN PRINCIPAL DE GENERACIÓN DE LÍQUIDOS		2 +		
		3 -		
		3		
		3 -		
GAS SECO O ESTÉRIL		4 -		1.3 %
		4		
		4		
		(5)		

Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS).* (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

2.5 Presión capilar

Una de las técnicas utilizadas para medir la presión capilar es la inyección capilar de mercurio (MICP). Este método consiste básicamente en la inyección de mercurio en las muestras gracias a la aplicación de una presión externa, la cual será suministrada gradualmente lo que permitirá el aumento de esta. La intrusión de mercurio en la muestra es registrada para cada aumento de presión y usada para generar una curva de presión capilar. Luego de alcanzar la presión máxima, la

presión es gradualmente liberada y la salida de Hg es entonces registrada como una función de la presión²¹.

2.6 Contenido de gas

El contenido de gas generalmente se obtiene a partir de un Canister de des-adsorción, por lo que a continuación describiremos brevemente el procedimiento que involucra esta prueba²²:

- Se utilizan corazones o recortes frescos.
- La muestra es insertada en una manga de plástico y ubicada en el Canister de des-adsorción con peso conocido.
- El Canister llenado se pesa y se pone en un baño de agua o aceite a temperaturas del yacimiento.
- El Canister está conectado a un aparato de desplazamiento volumétrico y volumen de gas des-adsorbido es medido como una función del tiempo.
- Las medidas se detienen cuando el volumen de gas des-adsorbido es menor que 10 cm³/día por 5 días consecutivos.
- Para la determinación del gas residual la muestra es triturada al final de las mediciones de des-adsorción, midiendo así el volumen de gas liberado a temperatura de yacimiento. Esto puede tomar una hora o más para shales.

Si se requiere un informe más detallado de esta prueba, éste se puede encontrar en McLennan et al. (1995).

Correlaciones para el Contenido de Gas²³

- Gas libre: El gas libre puede calcularse con la ecuación de In Mayor et al. (2003) que se muestra a continuación:

²¹ V. Kale Sagar, S. Rai Chandra, Sondergeld Carl H., SPE; Mewbourne School of Petroleum & Geological Engineering, University of Oklahoma, (2010) " Petrophysical Characterization of Barnett Shale" SPE paper 131770. p. 4.

²² Abrams Michael A., Richardson Allan, Manzano-Kareah Kim, D. Kesler Christopher, "Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)" Instituto de Energía y Geociencias (EGI), Universidad de Utah, Vol. 1, Primer Reporte, Diciembre 2007 a Febrero 2009. p. 98.

²³ *Ibíd.*, p. 98-107.

$$G_{cf} = \frac{[32.0368\phi(1-S_w)]}{\rho_{ave}B_g} \quad (37)$$

Dónde:

G_{cf} : Contenido de gas libre, $\frac{scf}{ton}$

ϕ : Macroporosidad, fracción de volumen total

S_w : Saturación de agua en la macroporosidad, fracción de vol. macro

ρ_{ave} : Densidad total promedio, $\frac{g}{cm^3}$

B_g : Factor volumetrico del gas, $\frac{volumen\ en\ yacimiento}{Volumen\ en\ superficie}$

- Gas en solución: El gas puede estar disuelto tanto en el bitumen como en el agua. Para calcular el gas disuelto en el agua se utiliza la siguiente ecuación:

$$G_{cD} = \frac{[5.706\phi S_w R_{sw}]}{\rho_{ave}B_w} \quad (38)$$

Dónde:

G_{cD} : Contenido de gas en solución, $\frac{scf}{ton}$

R_{sw} : Relación de gas y agua en solución, $\frac{scf}{STB}$

ϕ : Macroporosidad, fracción volumen

S_w : Saturación de agua en la macroporosidad, fracción de vol. macro

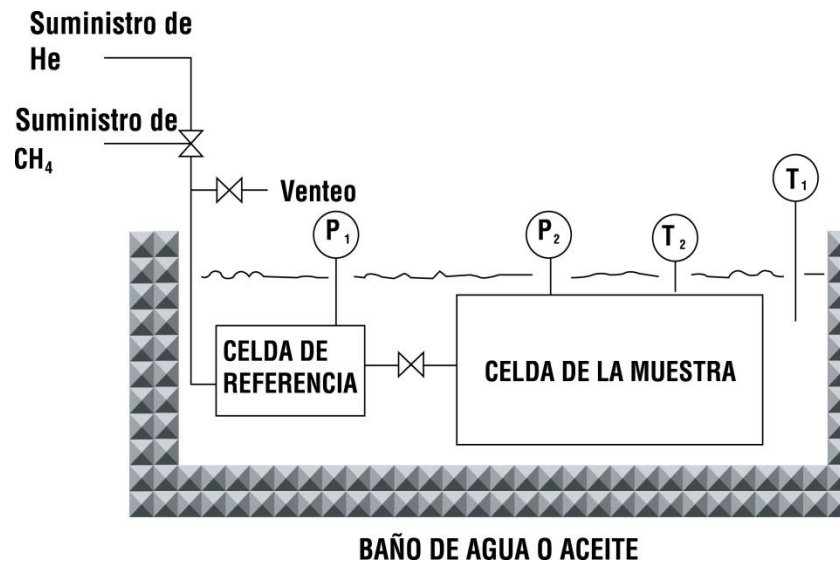
ρ_{ave} : Densidad total promedio, $\frac{g}{cm^3}$

B_g : Factor volumétrico del agua, $\frac{volumen\ en\ yacimiento}{Volumen\ en\ superficie}$

- Gas adsorbido: Las isothermas de adsorción permiten la determinación del volumen de gas adsorbido dentro de la muestra a diferentes presiones, manteniendo una temperatura constante la cual debería ser igual a la de yacimiento.

Para obtener estas isotermas en laboratorio, principalmente se tiene un dispositivo basado en la ley de Boyle (Figura 9), que contiene una celda de referencia con un volumen de gas conocido, el cual será inyectado en otra celda que contiene la muestra triturada. Al iniciar la prueba, se llena la celda de referencia a una presión mayor que la presión final establecida. Luego, la válvula entre la celda de referencia y la celda de la muestra se abre hasta que se alcance un equilibrio en la celda de la muestra, donde este equilibrio representa la condición a la cual la muestra no puede adsorber más gas a esa presión. Este procedimiento se repite a diferentes presiones y se registra las cantidades de gas adsorbido en la celda de muestra para los diferentes cambios de presión.

Figura 9: Diagrama simplificado del equipo de adsorción



Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)*. (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

Los resultados de la prueba son graficados, pero para facilitar la obtención de estas isotermas se buscan modelos matemáticos que representen o se ajusten a las isotermas obtenidas en laboratorio. Por lo tanto, para el caso de yacimientos tipo shale se implementa la isoterma de adsorción Tipo I o Tipo Langmuir (Ecuación 39), la cual presenta inicialmente un incremento de la adsorción a bajas presiones, para

luego comportarse de forma casi horizontal a medida que la presión aumenta (Figura 10). Esta isoterma de adsorción Tipo I posee las siguientes suposiciones²⁴:

- Las moléculas se adsorben en un número fijo de sitios localizados bien definidos.
- Cada sitio puede retener una molécula adsorbida
- Todos los sitios son energéticamente equivalentes
- No hay interacción entre las moléculas adsorbidas en los sitios vecinos.

$$G_c = V_L * \frac{P}{P+P_L} \quad (39)$$

Dónde:

G_c : Capacidad de almacenamiento de gas, $\frac{scf}{ton}$

V_L : Capacidad de Langmuir, $\frac{scf}{ton}$

P : Presión, psia

P_L : Presión de Langmuir, psia

De la ecuación anterior, el término V_L representa el máximo volumen por muestra en peso de la fase de gas adsorbida, y el término P_L representa la presión a la cual la capacidad de almacenamiento de la muestra es igual a la mitad de la capacidad de almacenamiento de Langmuir.

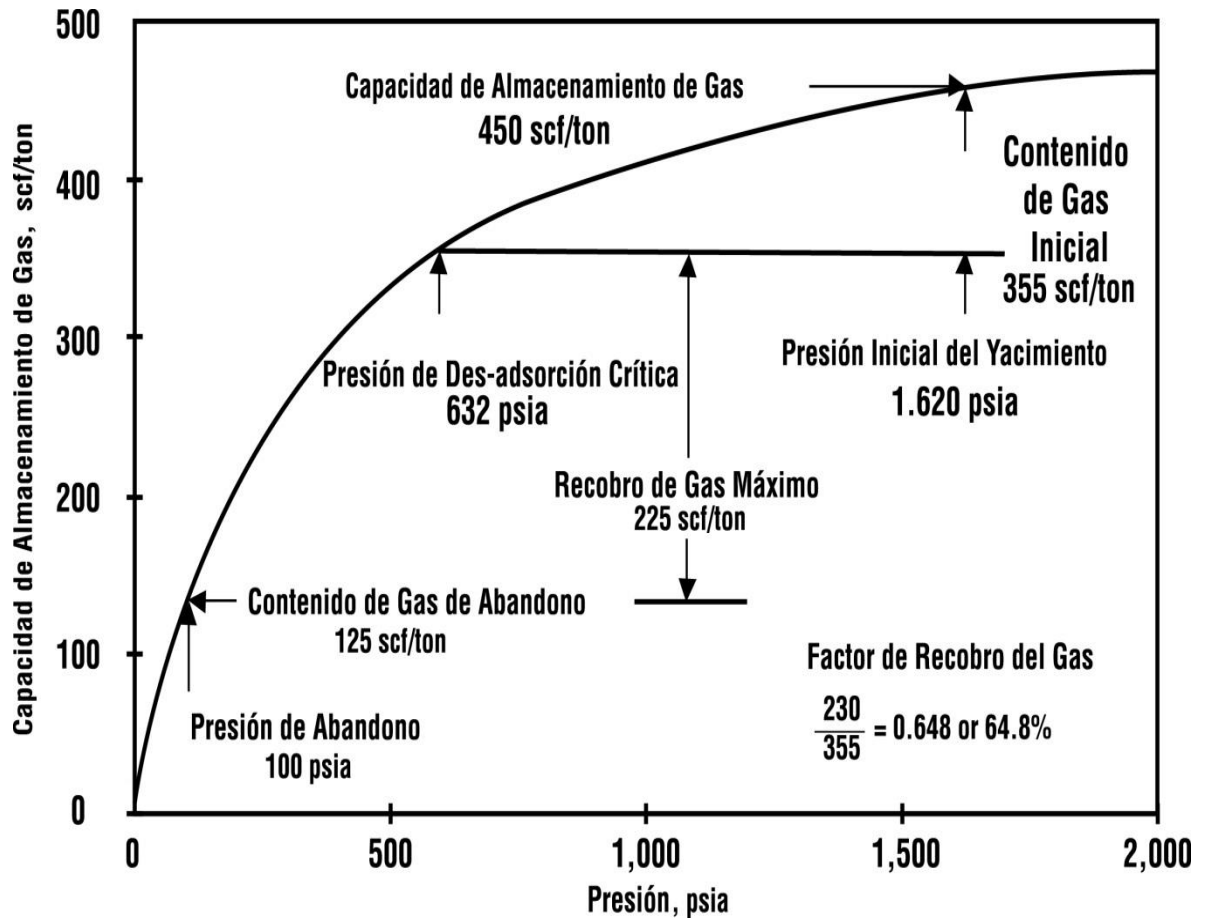
A su vez, la ecuación de Langmuir puede ser linealizada de la siguiente manera:

$$\frac{P}{G_S} = \frac{1}{G_L} * P + \frac{P_L}{G_L} \quad (40)$$

Por lo tanto, con una isoterma de Langmuir linealizada, se puede determinar G_L a partir de la pendiente y P_L a partir del intercepto.

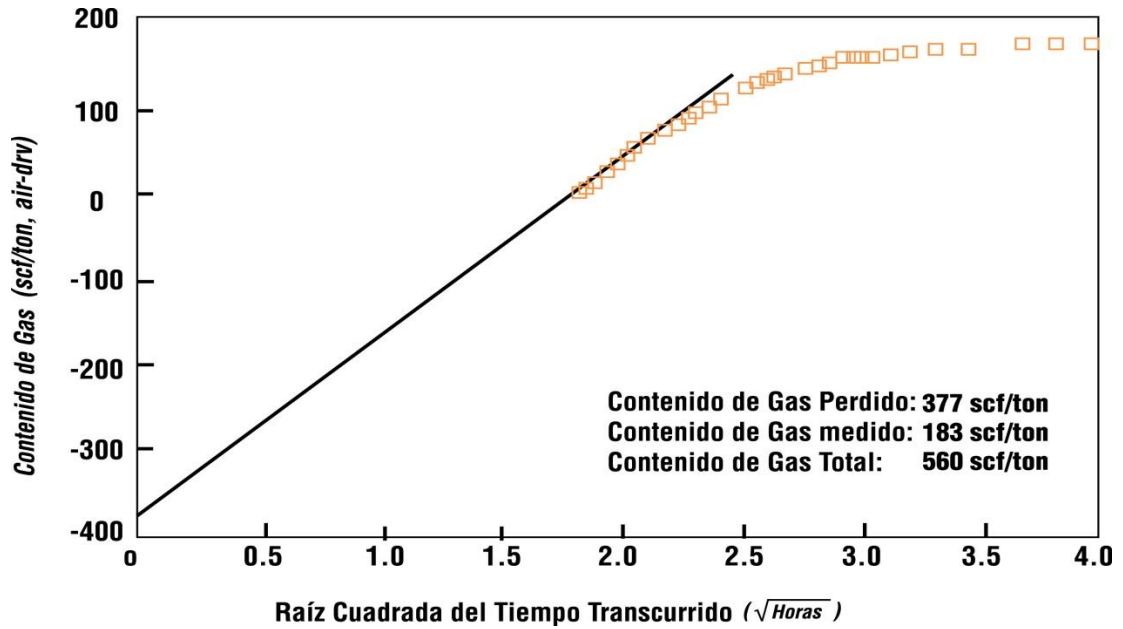
²⁴ Abrams et Richardson, Manzano-Kareah, D. Kesler. Op. cit, p. 106.

Figura 10: Ejemplo de isoterma de adsorción



Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)*. (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

Figura 11: Ejemplo de la gráfica del método directo



Tomado de: ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. *Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS)*. (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

Corrección del Gas Adsorbido

A fin de obtener una medición más confiable del contenido de gas adsorbido, este se puede corregir respecto a la Temperatura y el TOC a partir de registros siguiendo los siguientes pasos:

- Corrección con temperatura para el gas adsorbido:

$$V_{lt} = 10^{[-c3*(T+c4)]} \quad (41)$$

$$P_{lt} = 10^{[-c7*(P+c8)]} \quad (42)$$

$$c4 = \text{Log}V_l + (c3 * T_i) \quad (43)$$

$$c8 = \text{Log}P_l + (c7 * T_i) \quad (44)$$

Dónde:

V_{lt} : Volumen de Langmuir a temperatura de yacimiento (scf/ton)

P_{lt} : Presión de Langmuir a temperatura de yacimiento (psia)

c_3 : 0.0027

c_7 : 0.005

T : Temperatura de yacimiento (°C)

T_i : Temperatura de la isoterma de Langmuir (°C)

- Corrección con TOC para el gas adsorbido:

$$V_{lc} = V_{lt} * \frac{TOC_{Log}}{TOC_{iso}} \quad (45)$$

Dónde:

V_{lc} : Volumen de Langmuir con TOC corregido a temperatura de yacimiento (scf/ton)

TOC_{Log} : Nivel de TOC establecido por registros (w%)

TOC_{iso} : Nivel de TOC utilizado para medir las isotermas de Langmuir (w%)

- Gas adsorbido con corrección de temperatura y TOC:

$$G_c = \frac{V_{lc} * P}{P + P_{lt}} \quad (46)$$

2.7 Mineralogía y Propiedades Mecánicas

Para la determinación de la mineralogía en shales se presentan las siguientes técnicas desarrolladas en laboratorio²⁵:

- La difracción de rayos X (XRD por sus siglas en inglés)
- Fluorescencia de rayos X (XRF por sus siglas en inglés)
- Microscopia electrónica de barrido - espectrometría dispersiva de energía (SEM-EDS por sus siglas en inglés)

²⁵ Glorioso Juan C., Rattia Aquiles, Repsol, (2012) "Unconventional Reservoir: Basin Petrophysical Concepts for Shale Gas" SPE paper 153004. p. 16.

- Espectroscopio de transformación infrarroja de Fourier- difusión de la Reflectancia infrarroja de la transformación de Fourier (FT-IRR-DRFT-IR por sus siglas en inglés).
- Espectroscopio de ionización de ruptura laser (LIBS por sus siglas en inglés).
- Analizador elemental (EA por sus siglas en inglés)

Por otro lado, es importante nombrar los registros que pueden ser útiles en la obtención de información geo-mecánica como:

- Registro de dipolo sónico
- Registro de densidad
- Registro litológico
- Análisis de imagen de pozo

2.8 Consideraciones para Registros de un Yacimiento tipo Shale

2.8.1 Resistividad. Las rocas tipo shale pueden contener un porcentaje variable de arcillas (entre 30 y 70%) y se sabe que entre mayor sea el % de arcilla, menor será la resistividad de la roca. Sin embargo, hay que siempre tener en cuenta que la propiedad que más afecta la resistividad de la roca es la capacidad de intercambio de cationes (CEC) la cual varía dependiendo del tipo de arcilla y de la heterogeneidad de las capas; a mayor CEC, menor es la resistividad de la roca. Los intervalos que son considerados acumulaciones potenciales de shale gas son más resistivos que las capas adyacentes ricas en arcillas, las cuales reportan niveles muy bajos de kerógeno o están libres de éste.

2.8.2 Gamma Ray natural y espectral. En los shales gas, la radioactividad natural anormalmente alta es causa de la presencia de concentraciones de uranio o iones de este. Debido a esto, se recomienda usar una herramienta de gamma ray espectral para evaluar tales formaciones.

Se cree que la illita, micas y feldespatos son los principales contribuidores del potasio; los minerales de arcillas detríticas y las micas son los principales contribuidores de torio; y los iones de uranio son los principales contribuidores del uranio en las formaciones de shale. El aporte a la radiación de otras sustancias como la montmorillonita, clorita y kaolinita es menos significativo que los que aportan las sustancias mencionadas anteriormente.

2.8.3 Registro Density y el Factor Fotoeléctrico. Tanto el kerógeno como el gas tienen baja densidad y bajo efecto fotoeléctrico. La densidad de la matriz del kerógeno es también muy pequeña, lo que la hace similar a la densidad del agua; es por esta razón que si el volumen de kerógeno no se estima de manera adecuada, los cálculos de porosidad subsecuentes serán sobreestimados.

Para este tipo de registros, la profundidad de invasión del lodo filtrado y el tipo de fluido invasor deben conocerse ya que pueden existir cambios en la formación cercana a la cara del pozo.

2.8.4 Sónico. Un gran volumen ya sea de kerógeno o gas incrementa el tiempo de tránsito compresional (Δt_c). Como resultado, las estimaciones de porosidad mediante este registro se exageran cuando el gas y el kerógeno están presentes y no es posible contrarrestar su efecto. Un ejemplo de este tipo de registro es el $\Delta \log R$ planteado por Passey (2010), el cual se es usado para detectar áreas productivas potenciales y estimar el TOC.

2.8.5 Neutrón compensado. El índice de hidrógeno, específicamente, es aquel parámetro que influye en este registro, ya que se ve afectado por el hidrógeno presente en la materia orgánica, en las arcillas, en el agua y en los hidrocarburos.

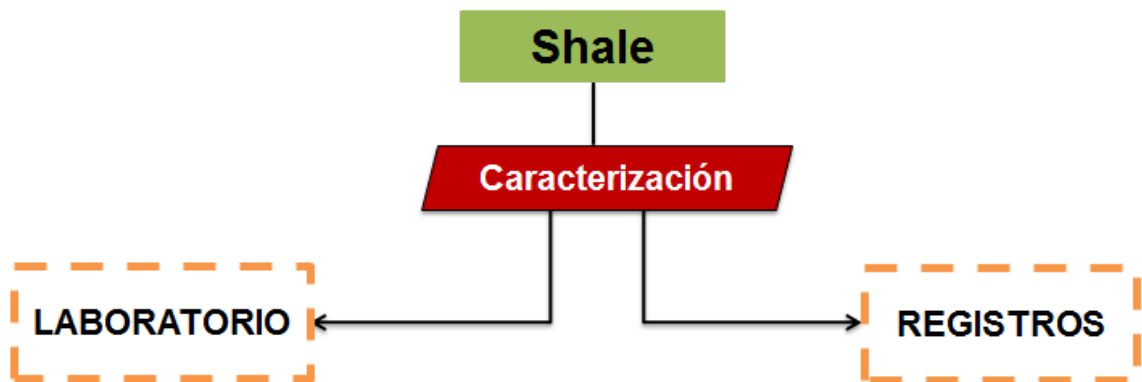
Además, los registros combinados de densidad neutrón son de uso limitado al gas y al kerógeno debido al fuerte impacto de las arcillas, las cuales incrementan la porosidad neutrón, debido a la presencia de calcita, la cual tiende a reducir la porosidad neutrón de los shale gas, y debido a la presencia de dolomita, las cuales generan resultados de registros complejos.

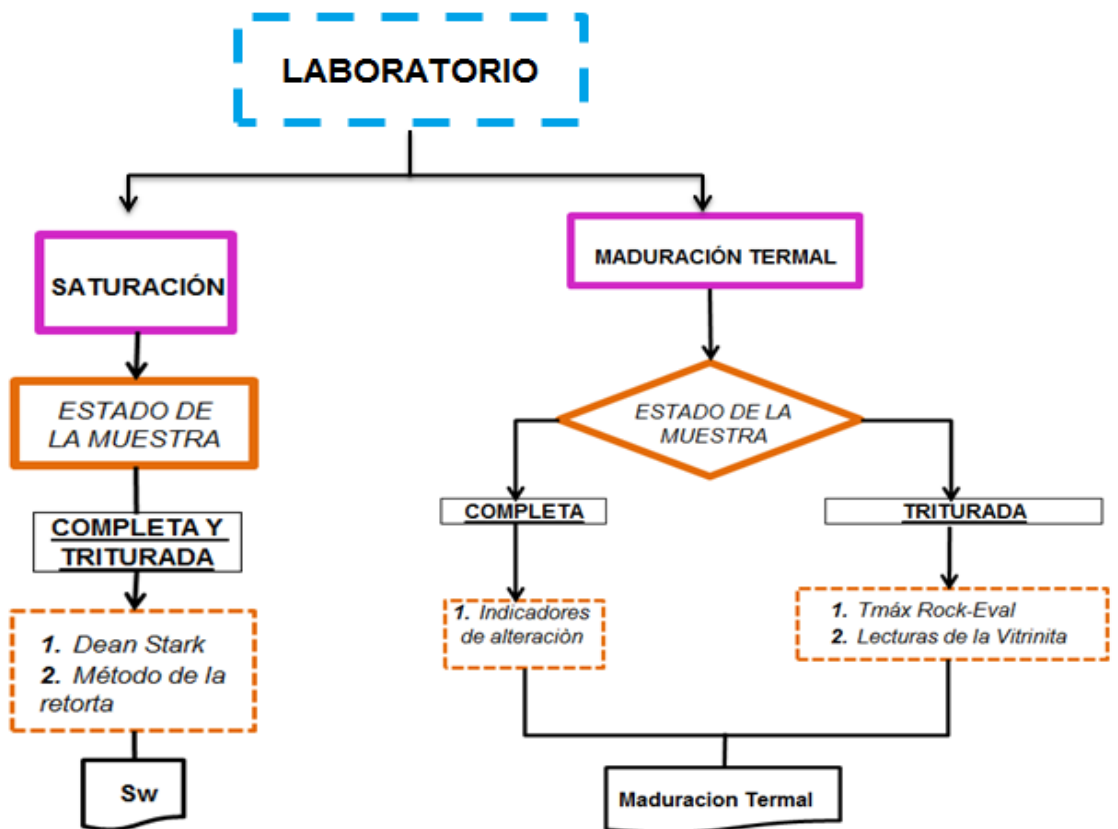
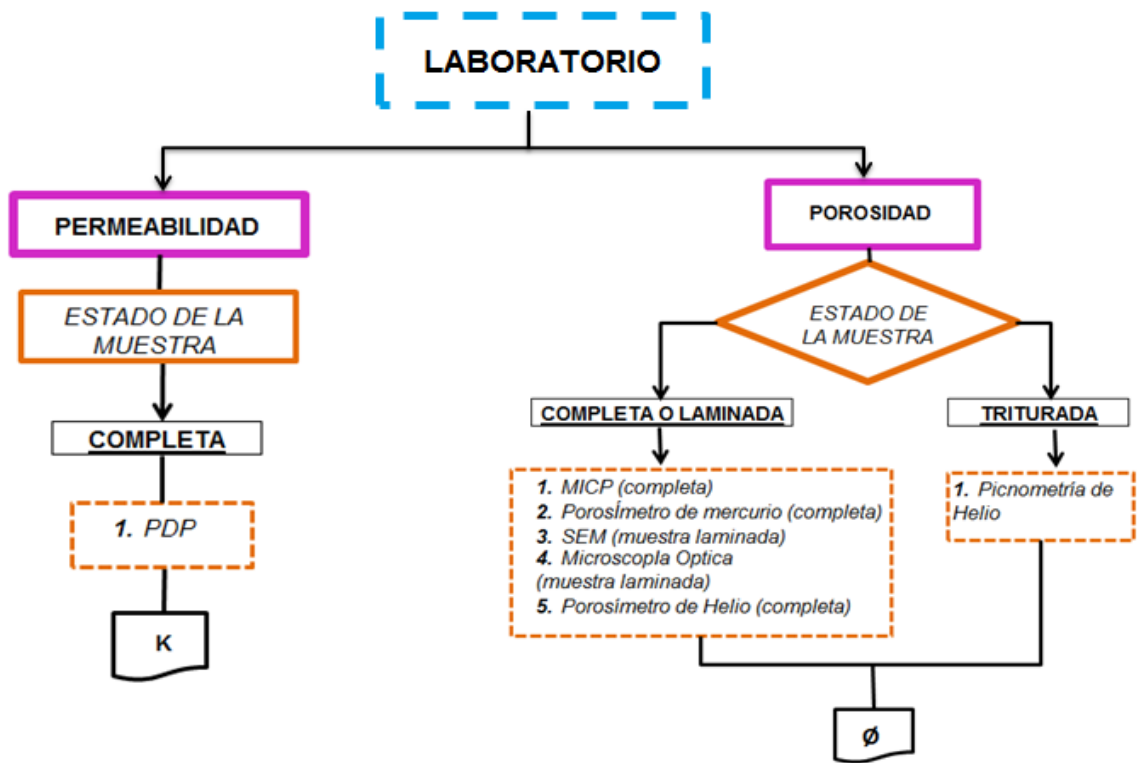
Esta técnica es una de las menos utilizadas en la evaluación de contenido de orgánicos y potencial de producción de shale gas.

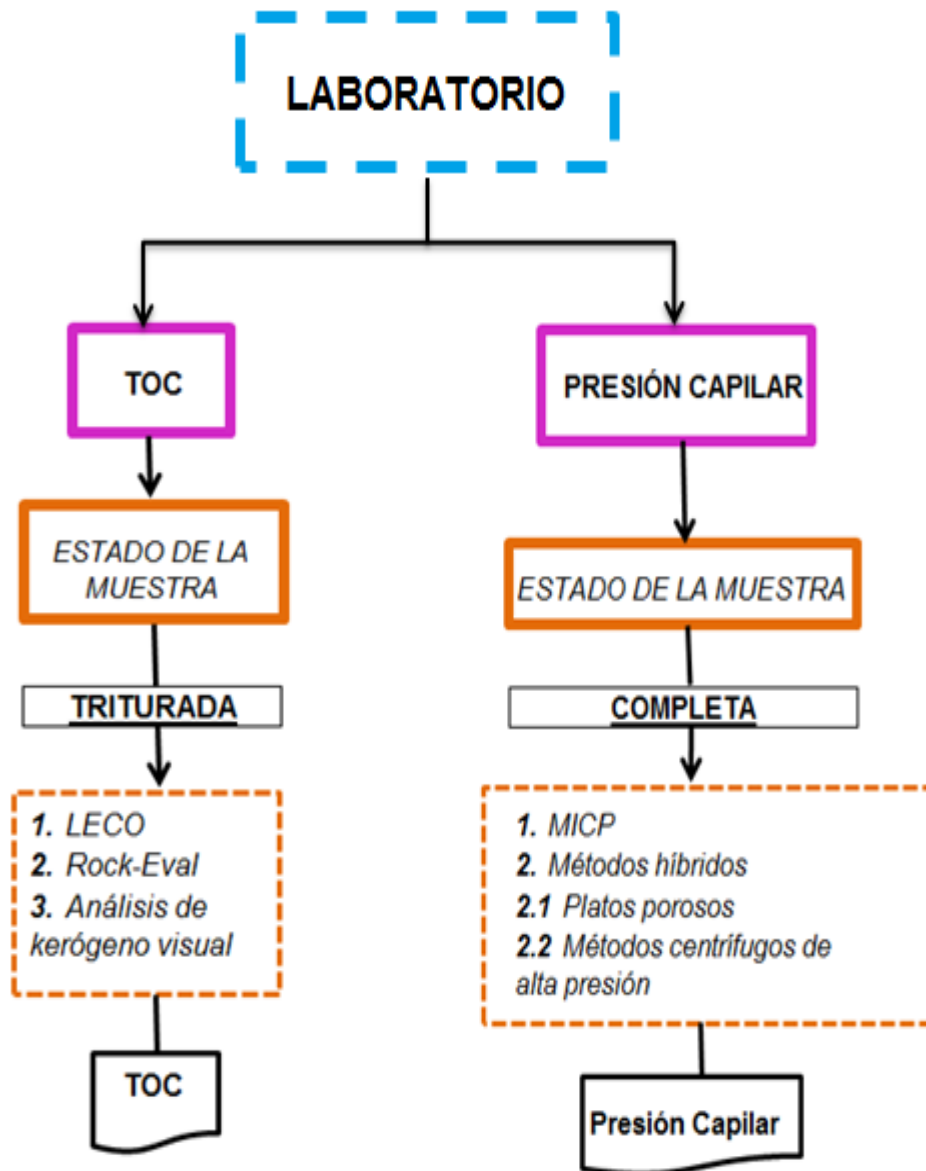
2.8.6 Resonancia Magnética (NMR). Las técnicas de resonancia magnética nuclear son muy útiles para la determinación de la porosidad en yacimientos no convencionales ya que estas no dependen de las características de la matriz en la ausencia de minerales paramagnéticos. En estos registros se deben tener en cuenta factores críticos como el diámetro del pozo, la buena forma de este, y se debe conocer la profundidad de invasión del filtrado de lodo y el tipo de fluido de invasión.

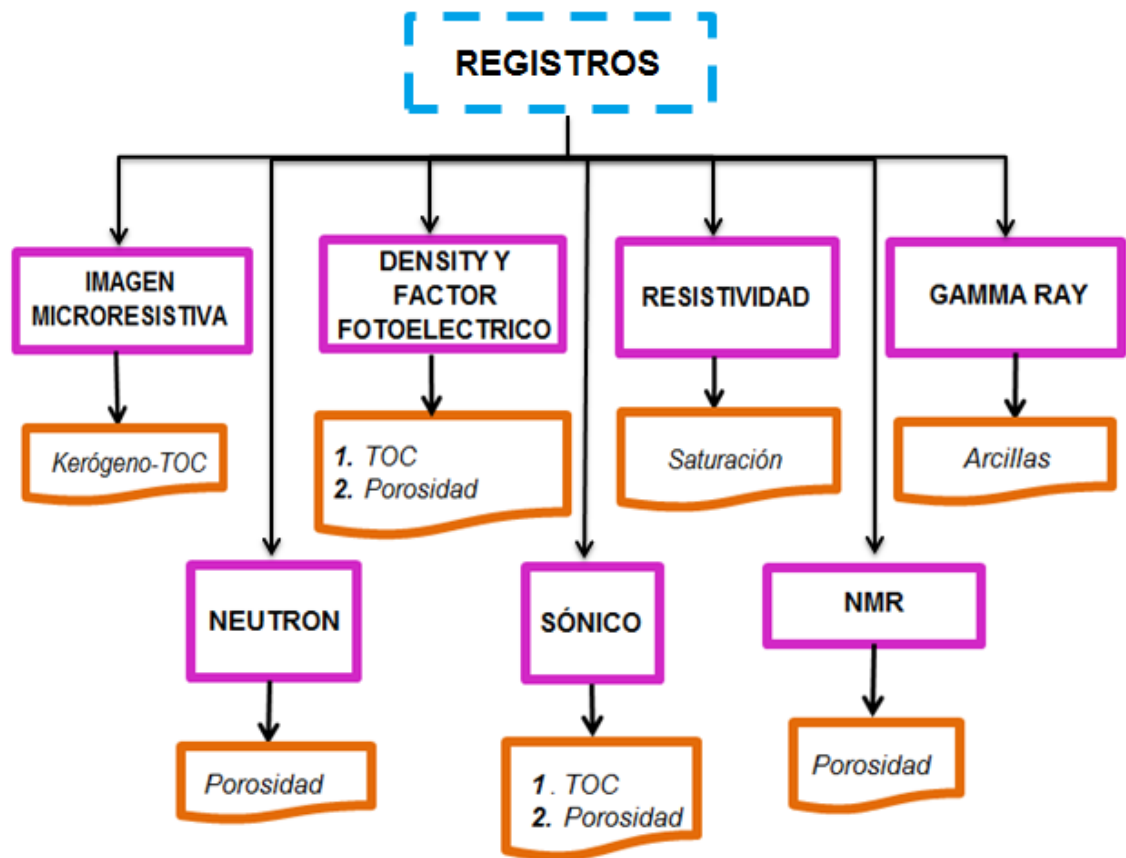
2.8.7 Imagen Microresistiva. Esta técnica utiliza los colores que generan las áreas de kerógeno a través de imágenes microresistivas, donde en un área con alto contenido de kerógeno y un lodo base agua los colores tienden a ser claros, y para áreas adyacentes de lutitas con bajo contenido de kerógeno los colores son más oscuros. Para lodos base aceite esta técnica no se ve afectada, suponiendo que la invasión no es muy profunda y que no hay fracturas naturales. Esta técnica también depende del diámetro del pozo y la buena forma de las paredes de este, y se debe conocer con anterioridad la profundidad de la invasión del filtrado de lodo y el tipo de fluido de invasión.

2.9 Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de shale gas









3. METANO ASOCIADO A MANTOS DE CARBÓN

3.1 Definiciones

Una característica del gas obtenido de los carbones es que este presenta un contenido inicialmente mayor de metano en comparación al gas que se obtiene de los yacimientos convencionales. En los yacimientos de carbón, el etano y los componentes pesados están adsorbidos más fuertemente, por esto, la producción inicial de gas será casi que 100% metano, mientras que la aparición de componentes más pesados se dará con el tiempo. El gas obtenido de un yacimiento de carbón, presenta generalmente una gran calidad (producción de un gas sin o con una porción muy pequeña de contaminantes), lo que permite que este sea adecuado para una conexión directa en las tuberías de gas natural.

3.2 Rango del Carbón

El rango del carbón es una medida tanto de la calidad como de la maduración térmica de la materia orgánica. Esto quiere decir que el rango está dominado fuertemente por la temperatura así como también por el tipo de organismos que fueron depositados, sabiendo que, para este tipo de yacimientos en los que se espera una excesiva producción de metano, predominan macerales como la vitrinita. La Sociedad Americana para la Prueba de Materiales (ASTM) por sus siglas en inglés, estandarizó el rango dado para los carbones en la Norma ASTM D388-88, según la cual, el rango del carbón se divide en 4 clases principales que son: ligniítico, sub-bituminoso, bituminoso y antracítico, los cuales a su vez se dividen en 13 grupos (Tabla 6).

El rango tiene la característica de que puede variar tanto lateral como verticalmente dentro de una capa y además, también varía de capa a capa dentro de un grupo de carbón dado²⁶.

²⁶Olszewski, A.J. and Schraufnagel, R.A.: "Development of Formation Evaluation Technology for Coalbed Methane Development," Quarterly Review of Methane from Coalseams Technology (October 1992) 10, No. 1, 27-35.

Tabla 6: Clasificación ASTM de los carbones según su rango

Clase	Grupo	Abreviación
Antracítico	<i>Meta-Antracita</i>	ma
	<i>Antracita</i>	an
	<i>Semi-Antracita</i>	sa
Bituminoso	<i>Volátiles Bajos</i>	lvb
	<i>Volátiles Medios</i>	mvb
	<i>Volátiles Altos A</i>	hvAb
	<i>Volátiles Altos B</i>	hvBb
	<i>Volátiles Altos C</i>	hvCb
Sub-Bituminoso	<i>Sub-Bituminoso A</i>	subA
	<i>Sub-Bituminoso B</i>	subB
	<i>Sub-Bituminoso C</i>	subC
Lignítico	<i>Lignita A</i>	ligA
	<i>Lignita B</i>	ligB

Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

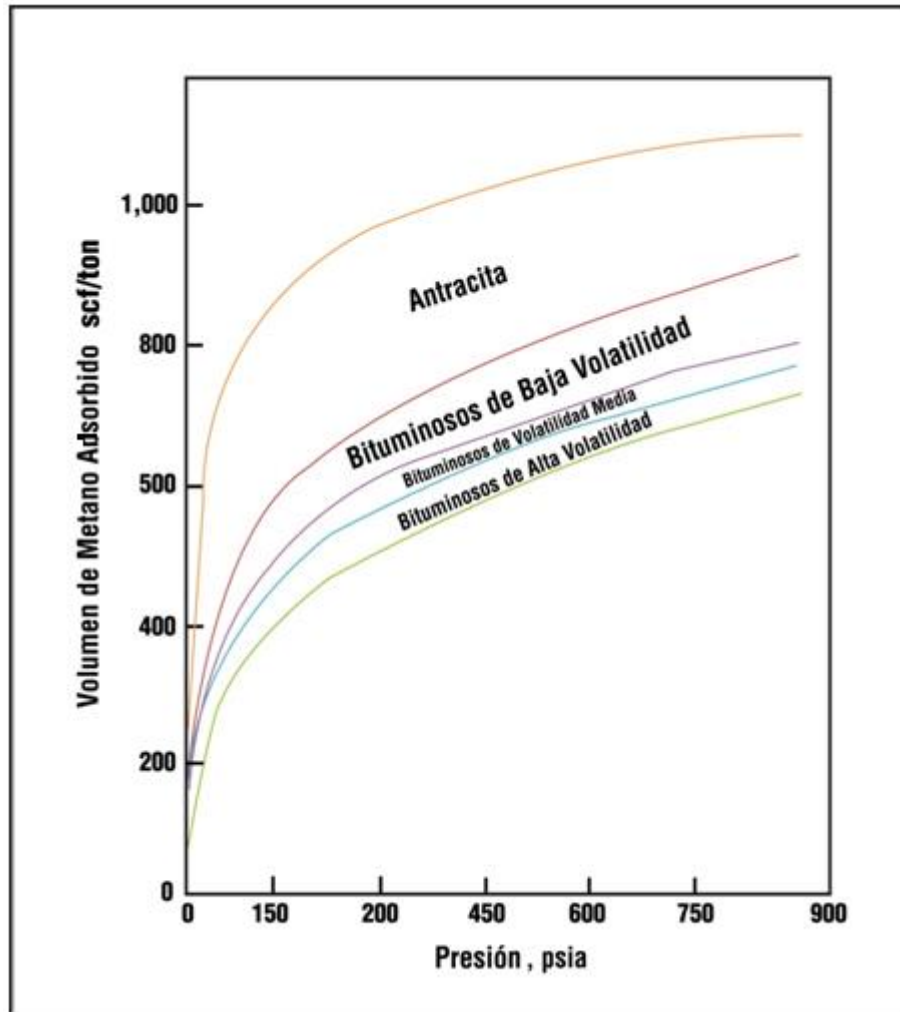
Diferentes parámetros físicos como el sistema de cleats, tamaño de los pozos, contenido de humedad, entre otros, varían de un rango a otro. El sistema de cleats varía con el rango en parte debido a que la fragilidad del carbón se incrementa con el rango. Por ejemplo, en la lignita, no se desarrollan fracturas debido a que este tiene un bajo rango y a estas condiciones el carbón tiende a ser dúctil. El sistema de cleats alcanza su máximo desarrollo en las clases comprendidas entre hvAb y lvb; debido a que en este rango el carbón se vuelve friable y se desintegra fácilmente²⁷. Cuando el proceso de maduración sobrepasa este rango y avanza al rango de antracita, los cleats se cierran, posiblemente por reacciones moleculares de entrecruzamiento que arman un puente a través de la fractura dejándolas

²⁷ [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf> .p. 118.

selladas^{28, 29}. La porosidad se mueve desde un valor mínimo en los carbones de clase Ivb (bituminoso de baja volatilidad) hasta un máximo cuando se mueve en el rango de las antracitas, es debido a esto, que los carbones pertenecientes al rango antracita tienen la mayor capacidad de adsorción de metano (Figura 12).

Figura 12: Volumen de Gas adsorbido en los carbones maduros



Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

²⁸ Levine, J.R.: *Coal Petrology with Application to Coalbed Methane R & D*, Short Course, Tuscaloosa, Alabama (September 1990).

²⁹ Levine, J.R.: *Coal Petrology with Application to Coalbed Methane R & D*, Short Course, Tuscaloosa, Alabama (September 1990).

Al igual que con las propiedades anteriores, el contenido de humedad varía ampliamente de un rango a otro y está contenido en los microporos de la matriz de la roca. A medida que el rango aumenta, la cantidad de agua atrapada dentro de la matriz disminuye, esto se debe a que a poca profundidad, los microporos son más grandes y este ambiente favorece a los carbones de menor rango. La humedad almacenada en los microporos del carbón no es la única que se presenta en ellos, pues otro tipo de humedad la cual es retenida en los cleats o en las fisuras denominada humedad libre, adherida, neta o superficial puede estar presente en los macroporos del sistema de carbón.

Los carbones más buscados por la industria petrolera como prospectos para un yacimiento de CBM son los de la clase bituminosa ya que los carbones que están en este rango son los que presentan las mejores propiedades. Específicamente, los carbones del grupo de alta volatilidad A (hvAb) son los mejores de la clase bituminosa, pues a este punto, se ha dado la mayor generación de gas gracias al proceso de maduración, además que se han mejorado las capacidades de retención sin mencionar que tanto las propiedades físicas como las mecánicas del carbón como roca yacimiento son óptimas. A la hora de designar el rango, múltiples propiedades podrían ser usadas, pero es un hecho que entre todas estas, las principales son el contenido de carbón, el contenido de hidrógeno o la materia volátil.

Una manera común caracterizar el rango de los carbones de la clase bituminosa y antracita, es mediante la utilización de la reflectancia a la vitrinita, en donde se aprovechan las propiedades ópticas de este material las cuales cambian con la maduración. Los valores de reflectancia a la vitrinita aumentan con la maduración debido a la liberación de los grupos alifáticos como volátiles, o a la conversión de estos en aromáticos a partir de la aromatización de la estructura molecular del carbón, proceso que ocurre especialmente en el rango bituminoso³⁰.

Las ventajas que presenta la selección de la vitrinita para la determinación del rango de los carbones bituminosos son: (1) incremento estable de la reflectancia a la vitrinita con el rango; (2) independencia de la composición o la homogeneidad de la medición de reflectancia; (3) Independencia del tamaño de la muestra; y (4) mínimos efectos de oxidación³¹.

Si se requiere hacer mediciones en carbones maduros los cuales son de alto rango, unas buenas variables a considerar son la reflectancia a la vitrinita, contenido de carbono fijo y el porcentaje de la materia volátil. Por otra parte, el contenido de

³⁰ [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf>, p. 110.

³¹ Levine, J.R.: *Coal Petrology with Application to Coalbed Methane R & D, Short Course*, Tuscaloosa, Alabama (September 1990).

humedad en los rangos más bajos cambia de manera constante en las etapas tempranas de maduración por lo que es un indicador confiable de los carbones del grupo lignita y sub-bituminoso. También, los valores de poder calorífico pueden ser usados para distinguir los carbones de rango bajo³².

En América, la ASTM (ASTM D388-88), establece el porcentaje de carbono fijo y el porcentaje de materia volátil en base seca y libre de ceniza como los estándares para la determinación del rango en los carbones de clase hvAb o superior. Por otro lado en Europa la designación del rango puede usar el porcentaje de carbón en el análisis elemental de una base seca libre de ceniza en lugar del porcentaje de carbono fijo³³ (Tabla 7).

Tabla 7: *Parámetros e intervalos usados para la determinación del rango del carbón.*

Rango	Reflectancia Máxima (%) [*]	Materia Volátil (%)	Carbón Fijo (% daf) ^{**}	Contenido de carbón (% daf) ^{***}
an	>3	2 a 8 ^{**}	>92	>92
sa	2.05 a 3.00	8 a 14 ^{**}	86 a 92	91 a 92
lvb	1.50 a 2.05	14 a 22 ^{**}	78 a 86	89 a 91
mvb	1.10 a 1.50	22 a 31 ^{**}	69 a 78	86 a 89
hvAb	0.71 a 1.10	>31 ^{**} 31 a 39 ^{***}	<69	81 a 86
hvBb	0.57 a 0.71	39 a 42 ^{***}		76 a 81
hvCb	0.47 a 0.57	42 a 47 ^{***}		66 a 76
sub	<0.47	>47 ^{***}		<66
<p style="text-align: center;">* Davis.³² ** ASTM D-388-88 (Análisis de proximidad) ***Stach.²¹</p>				

Tomado y modificado de: *Halliburton, Coalbed Methane: Principles and Practices, 2007*

³² Rightmire, C.T.: "Coalbed Methane Resource," *Coalbed Methane Resources of the United States, American Association of Petroleum Geologists Studies (1984) No. 17, 3*

³³ Stach, E. et al.: *Textbook of Coal Petrology, third edition, Borntraeger, Stuttgart and Berlin, Germany (1982) 42.*

3.3 Grupos Funcionales

Los grupos funcionales y las familias orgánicas de los carbones juegan un papel muy importante debido a que influyen en factores como³⁴:

- El contenido de gas retenido en el carbón
- Los volátiles generados durante la carbonización
- El tamaño, espaciado, y distribución de los microporos
- La tendencia del cambio estructural con respecto a la maduración
- La oxidación o hinchamiento de la matriz debido a la adsorción
- Cleats y fracturas

Por lo tanto, es útil nombrar estos grupos funcionales, lo cuales son los mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8: Grupos funcionales del oxígeno en los carbones

Grupo Funcional	Estructura
Phenolic	-OH
Methoxyl	-OCH ₃
Carboxyl	-COOH
Carbonyl	-C=O
Oxígeno Residual	Éter, estructuras de anillo

Tomado de: Halliburton, Coalbed Methane: Principles and Practices, 2007

3.4 Propiedades Físicas de la Roca

A diferencia de las formaciones de gas y aceite convencionales, los yacimientos de CBM son formaciones orgánicas, las cuales pueden contener alrededor de 10-30% de cenizas inorgánicas. Los carbones de rango óptimo para el metano son aquellos

³⁴ [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf> p. 101.

que son frágiles y friables con bajos valores de módulo de Young y altos coeficientes de Poisson. El carbón usualmente tiene baja permeabilidad y depende de fracturas naturales que actúan como conductores del gas y del líquido. Sin fracturamiento hidráulico, estos carbones de baja permeabilidad son usualmente no productores comercialmente. La permeabilidad depende de los esfuerzos, por lo que valores pequeños de permeabilidad se obtienen rápidamente con la profundidad en la ausencia de fuerzas tectónicas inusuales.

3.5 Sistemas de cleats y fracturas naturales

Tanto los sistemas de cleats y las fracturas naturales determinan las propiedades mecánicas y la permeabilidad en un carbón, lo que las convierte en factores importantes para determinar su viabilidad y adecuado desarrollo. Estos sistemas de fracturas naturales pueden ocurrir por la contracción de la matriz debido a la deshidratación y des-volatilización durante la carbonificación, o por fuerzas tectónicas y compactación. Por lo tanto, se pueden generar carbones totalmente fracturados que incluyen los siguientes tipos de fracturas naturales³⁵:

Face Cleats o primarios: Son fisuras ortogonales continuas en los carbones, más largas y con aperturas más amplias a los cleats secundarios que se encuentran aproximadamente perpendiculares a ellos. Estos cleats se forman antes que los cleats secundarios, y proporcionan una permeabilidad direccional hacia su orientación lo que genera una permeabilidad anisotrópica, por lo que, el flujo de metano hacia el pozo depende de este tipo de cleats.

Butt Cleats o secundarios: De los cleats secundarios también depende el flujo de metano hacia el pozo, ya que generan permeabilidad a una magnitud menor que los cleats primarios.

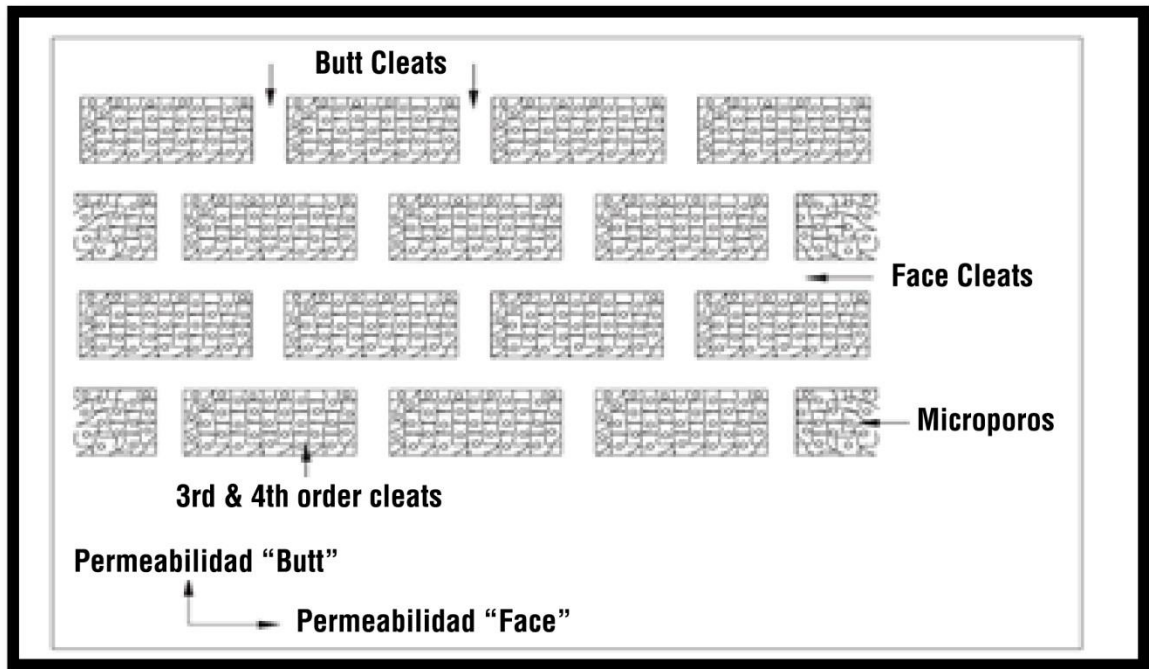
Cleats terciarios y de cuarto orden: Se desarrollan después de los cleats primarios y secundarios, por lo que ellos terminan estando contenidos en estos, y se caracterizan por encontrarse a unos 45° de los mismos. Estos cleats ayudan a aumentar la permeabilidad en el carbón.

Juntas: Las juntas se originan después de los cleats primarios de forma paralela a estos y bastantes separadas en la formación. Pueden ocurrir de forma vertical, atravesando capas inorgánicas y los límites de la roca, por lo que contribuyen a mejorar la permeabilidad vertical del carbón.

³⁵ [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf> .p. 128.

Figura 13: Sistemas de cleats en una matriz de carbón



Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

A su vez las frecuencias de los cleats dependen del mecanismo que los genera y su alta variabilidad depende de factores como³⁶:

- Litotipos y tipos de macerales,
- Espesor del carbón/ intercapas inorgánicas
- Rango
- Profundidad actual e histórica
- Reflectancia a la vitrinita (R_o), donde en un estudio realizado por Law se obtuvo una relación exponencial entre el espaciado de los cleats primarios y secundarios con la reflectancia a la vitrinita, cuya relación está representada por las siguientes formulas descrita por Law (Ecuaciones 47 y 48)

$$C_f = 0.473 e^{0.917/R_o} \quad (47)$$

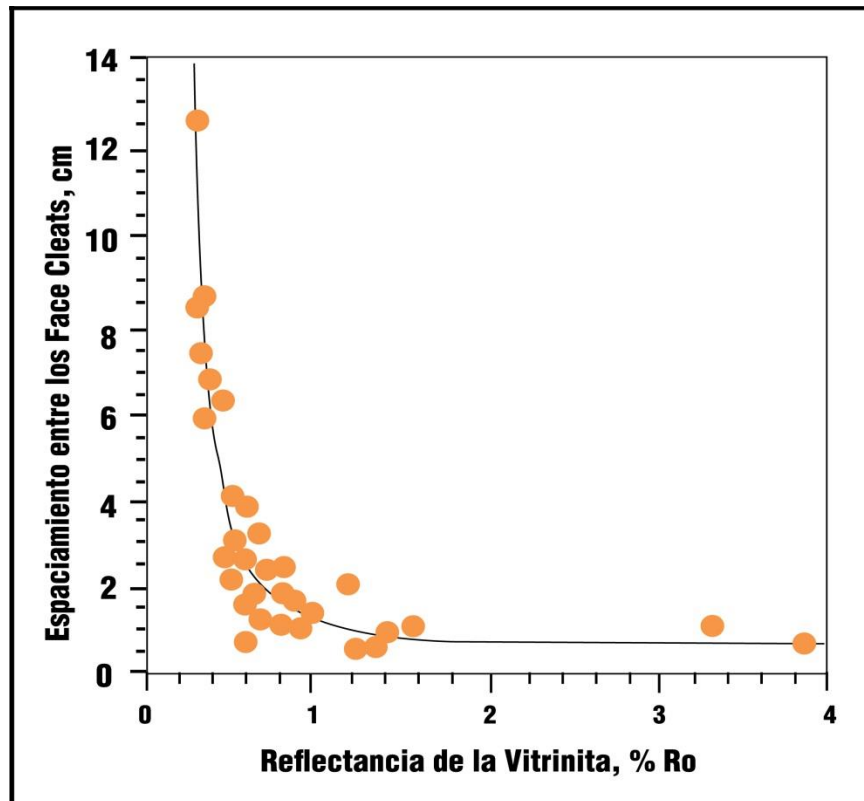
³⁶ *Ibíd.*, p. 130.

Dónde:

C_f : Espaciamiento entre los face cleats, cm (Figura 14)

R_o : % de Reflectancia a la vitrinita aleatoria

Figura 14: Frecuencia de los Face Cleats



Tomado de: Halliburton, Coalbed Methane: Principles and Practices, 2007

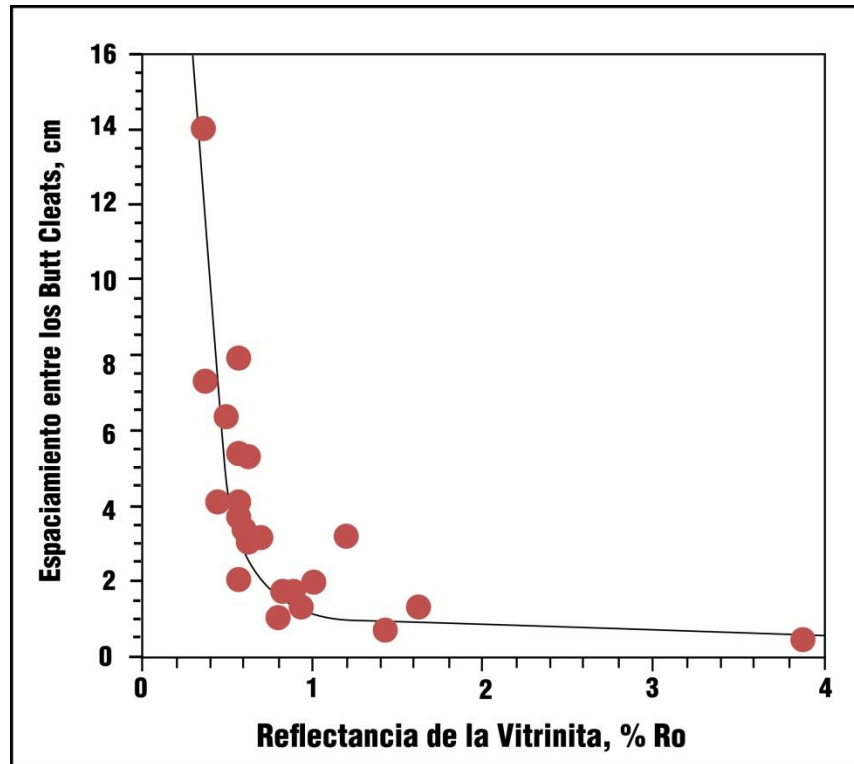
$$C_b = 0.568 e^{1.065/R_o} \quad (48)$$

Dónde:

C_b : Espaciamiento entre los butt cleats, cm (Figura 15)

R_o : % de Reflectancia a la vitrinita aleatoria

Figura 15: Frecuencia de los butt cleats



Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

3.6 Producción de Agua en los CBM

El agua almacenada en las fracturas de los carbones tiende a producirse en las etapas tempranas de la producción de este; debido a que el yacimiento debe remover esta agua antes de permitir que el gas adsorbido pueda salir, es por esto que, es Normal en este tipo de yacimientos tener una producción con grandes cantidades de agua el primer y segundo año, las cuales al llegar a este punto serán mínimas por el resto de la vida productiva del pozo que puede llegar a ser de hasta 20 años. La cantidad de agua tendrá un impacto no solo cuando esta se esté produciendo, sino que además, controla los fenómenos de entregabilidad cuando el agua satura los macro y micro poros de la roca, controlando qué tanto gas sale des-adsorbido y que tan fácil será para éste moverse, ya que tendrá que compartir la misma ruta que sigue el agua cuando se inicie la explotación del manto de carbón.

3.7 Reflectancia a la vitrinita

Como se mencionó anteriormente, debido al alto contenido de vitrinita que se espera tener en los carbones, se hace indispensable una adecuada medición de este parámetro. A la hora de observar los macerales en los carbones puede usarse un microscopio aunque en los carbones la vitrinita puede ser observada sin necesidad del uso de este instrumento. Las muestras son sometidas a un haz vertical de luz incidente de típicamente 546 nm a fin de determinar el estado de la maduración, que es obtenida a partir de la cantidad de luz reflejada de la muestra^{37 38}. La luz reflejada se mide a partir de la superficie de una muestra de carbón pulida sumergida en un aceite estándar con un índice de refracción específico, el cual típicamente es de 1.518 a 23°C, a fin de mejorar el contraste de la imagen³⁹.

Ahora bien, de manera empírica, la reflectancia de la vitrinita (R_o) puede ser determinada a partir de la siguiente ecuación:

$$R_o = \frac{[(n-no)^2 + n^2k^2]}{[(n+no)^2 + n^2k^2]} \quad (49)$$

Dónde:

R_o : Reflectancia de la vitrinita bajo aceite

no : Índice de refracción del aceite

n : Índice de refracción del maceral

k : Índice de absorción del maceral

Tanto las mediciones como la preparación de las muestras que serán usadas para determinar la reflectancia a la vitrinita se encuentran estandarizadas por Normas ASTM; estas Normas estandarizan todo el proceso, desde el procedimiento para la medición en el laboratorio (ASTM D2798) así como también las prácticas recomendadas a la hora de preparar la muestra de carbón para los análisis microscópicos por la luz reflejada (ASTM D2797). Todas las muestras que son preparadas siguiendo la Norma ASTM D2797 son usadas tanto para la determinación microscópica de la reflectancia de los componentes orgánicos en un

³⁷ Levine, J.R.: Coal Petrology with Application to Coalbed Methane R & D, Short Course, Tuscaloosa, Alabama (September 1990)

³⁸ Coal Geology and Coal Technology, C.R. Ward (ed.), Blackwell Scientific Publications, Australia (1984).p. 345.

³⁹ [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf>.p. 114.

espécimen pulido de carbón (ASTM D1798) como también para calcular el porcentaje en volumen de componentes físicos del carbón (ASTM D2799).

3.8 Análisis de Proximidad

El carbón generalmente contiene consigo, a parte de su contenido orgánico, porcentajes composicionales de ceniza, carbón fijo, materia volátil y humedad, donde un carbón debe contener por lo menos un 50 % de su peso o un 70% de su volumen en materia carbónica⁴⁰.

A la hora de determinar los diferentes porcentajes composicionales presentes en un análisis de proximidad, es necesario obtener la densidad de la matriz del carbón, la cual puede ser calculada usando datos de registros mediante la siguiente ecuación⁴¹:

$$\rho_{Mcarbón} = (1.19 * V_{lignita}) + (1.34 * V_{bituminoso}) + (1.47 * V_{antracita}) \quad (50)$$

Dónde:

$V_{lignita}$ = Volumen de Lignita

$V_{bituminoso}$ = Volumen de carbón bituminoso

$V_{antracita}$ = Volumen de antracita

Este tipo de análisis composicional se realizan en laboratorio siguiendo los lineamientos de la norma ASTM D-3172 como se menciona brevemente a continuación:

Contenido de ceniza: la ceniza es aquella materia mineral (minerales arcillosos, carbonatados, sulfúricos, y silíceos) que queda después de la degradación termal por combustión (ASTM D-3174) en una muestra pequeña (1-2 gramos) de carbón a una temperatura de 725 +/- 25 °C. Un incremento del contenido de ceniza representa una disminución de la cantidad de metano que puede ser adsorbido, así como también representa problemas en el fracturamiento del carbón, convirtiéndose así en no solo una limitante para la formación de sistemas de cleats y del contenido de gas en el carbón, sino también en una limitante de los parámetros más

⁴⁰ *Ibíd.*, p. 103.

⁴¹ Tomado de: <https://www.spec2000.net/01-index.htm> , consultado el 28 de Enero del 2016

importantes para la comerciabilidad del carbón, que son la permeabilidad y la capacidad de adsorción de gas⁴².

$$V_{ash} = \frac{(\rho - \rho_{Mcarbón})}{(2.5 - \rho_{Mcarbón})} \quad (51)$$

$$V_{ash} = 0.65 * (\rho - 1) \quad (52)$$

Contenido de humedad: el contenido de humedad es determinado siguiendo la Norma ASTM D-3173 a través del calentamiento por una hora de una pequeña muestra a condiciones de vacío o en una atmosfera de nitrógeno a 107 +- 4°C, reportando el porcentaje del peso perdido de la muestra como el contenido de la humedad. Este contenido afecta la capacidad de adsorción del metano en el carbón.

$$V_{wtr} = 0.461 - V_{ash} \quad (53)$$

Contenido de materia volátil: el contenido de materia volátil se rige por la norma ASTM D-3175 a través de la descomposición termal sin oxidación de una muestra triturada por 7 minutos a una temperatura de 950 +- 20°C en un horno amortiguador.

$$V_{volatil} = 1 - V_{ash} - V_{fcarb} - V_{wtr} \quad (54)$$

Contenido de Carbón fijo: este valor incrementa con la maduración hasta que se alcanza un grafito de 100% carbón y se determina a partir del contenido de ceniza, materia volátil y humedad de la siguiente forma:

$$V_{fcarb} = 0.512 * (1 - V_{ash}) \quad (55)$$

$$\% \text{ Carbon Fijo} = 100 - (\% \text{Ceniza} + \% \text{Humedad} + \% \text{Materia Volatil}) \quad (56)$$

⁴² [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf/>.p. 114.

Todos los resultados de los análisis de proximidad son reportados en fracción en peso o porcentaje. Para convertir las fracciones en volumen de los análisis de registros a fracción en peso, se usan las siguientes correlaciones⁴³:

$$WTash = Vash * \rho_{ash} \quad (57)$$

$$WTfcarb = Vfcarb * \rho_{fcarb} \quad (58)$$

$$WTwtr = Vwtr * \rho_{wtr} \quad (59)$$

$$WTvolatil = Vvolatil * \rho_{volatil} \quad (60)$$

$$WTcarbón = WTash + WTfcarb + WTwtr + WTvolatil \quad (61)$$

Las fracciones másicas son obtenidas por las siguientes correlaciones:

$$Wash = \frac{WTash}{WTcarbón} \quad (62)$$

$$Wfcarb = \frac{WTfcarb}{WTcarbón} \quad (63)$$

$$Wwtr = \frac{WTwtr}{WTcarbón} \quad (64)$$

$$Wvolatil = \frac{WTvolatil}{WTcarbón} \quad (65)$$

El porcentaje en peso es usualmente usado en los reportes:

$$WT\%ash = 100 * WTash \quad (66)$$

$$WT\%fcarb = 100 * WTfcarb \quad (67)$$

$$WT\%wtr = 100 * WTwtr \quad (68)$$

$$WT\%volatil = 100 * WTvolatil \quad (69)$$

Dónde:

ρ = Densidad del carbón leída del registro, g/cc

$\rho_{Mcarbón}$ = Densidad de la matriz del carbón, g/cc

ρ_{xxx} = Densidad de un componente X, g/cc

V_{xxx} = Fracción en volumen de un componente X, f

WT_{xxx} = Peso de un componente X, g

W_{xxx} = Fracción másica de un componente X, f

$WT\%_{xxx}$ = Porcentaje en peso de un componente X, %

⁴³ Tomado de: <https://www.spec2000.net/01-index.htm> , consultado el 28 de Enero del 2016

3.9 Parámetros para la Caracterización

Para la correcta evaluación y análisis de un CBM, es necesario tener en cuenta las siguientes propiedades:

- Permeabilidad
- Porosidad
- Contenido de gas y Fenómenos de adsorción

3.9.1 Permeabilidad. La permeabilidad es una propiedad petrofísica crítica para los carbones ya que determina la viabilidad económica de los mismos. Esta propiedad depende de la red de fracturas naturales que existen en los carbones así como también de su frecuencia, sus interconexiones, la dirección, las saturaciones de agua, profundidad, el grado de apertura de las fisuras, la contracción de la matriz después de la des-adsorción, y los esfuerzos in-situ del yacimiento. A su vez la determinación de la permeabilidad efectiva tiende a ser compleja debido al cambio de la permeabilidad relativa al gas con el contenido de agua.

Un yacimiento de carbón profundo puede traer consigo una mayor cantidad de gas, ya que de acuerdo con las isotermas de Langmuir, el gas adsorbido aumenta con la presión, además que a grandes profundidades se promueven las condiciones de maduración y por consiguiente la generación de metano y la progresión del rango. Sin embargo, el efecto de la profundidad en la permeabilidad es contrario, ya que ésta disminuye con el aumento de la profundidad y de la presión, por lo que debe existir un equilibrio entre estas variables ya que puede convertir el fracturamiento hidráulico en un proceso inefectivo.

Por otro lado, cuando la presión declina en un yacimiento de carbón debido a la producción de agua y gas, la permeabilidad cambia debido a tres mecanismos:

Efecto Klinkenberg: El efecto Klinkenberg consiste en el deslizamiento del gas a condiciones de baja presión que se encuentra más cerca a las paredes de las fracturas y el cual se asumía se encontraba estancado y sin movimiento antes de la caída de presión por suposición de la Ley de Darcy, la cual describe el flujo del gas a través de los cleats.

Este efecto se presenta de igual manera para los yacimientos convencionales, sin embargo debido a las bajas presiones que se presentan en los yacimientos de carbón, sobre todo a las condiciones de abandono, hacen que este efecto sea más importante para los yacimientos de carbón. A continuación se presentara la ecuación de corrección de la permeabilidad por el efecto Klinkenberg⁴⁴:

⁴⁴ Halliburton. *Op. cit.*, p. 218.

$$K = K_{\infty} \left(1 + \frac{b}{p} \right) \quad (70)$$

Dónde:

K : Permeabilidad corregida
 K_{∞} : Permeabilidad a alta presión
 b : Factor de deslizamiento
 P : Presión promedio

Por lo tanto el efecto Klinkenberg junto con el alto contenido de gas des-adsorbido y producido a bajas presiones de acuerdo con las isothermas de Langmuir, dan soporte a la idea de extender el proceso de producción hasta la presión de abandono.

Contracción de la matriz: La contracción de la matriz se debe a que las moléculas de gas que se encontraban adsorbidas en las paredes del carbón, las cuales ejercían cierta presión que mantenía la matriz expandida, son liberadas al momento de la des-adsorción lo que hace que esta presión extra desaparezca permitiendo a la matriz contraerse. Este efecto causa un agrandamiento del espacio adyacente al cleat y se incrementa con la des-adsorción del adsorbato que tenga más afinidad con el carbón. Para el caso de la contracción de la matriz por la des-adsorción del metano, esta se presenta en una mayor proporción en los períodos de vida finales del pozo, debido a que la mayoría del metano ha sido des-adsorbido y a que en este punto de la isoterma de Langmuir, mayor cantidad de metano es des-adsorbido por unida de caída de presión.

Por lo tanto, el efecto de contracción de la matriz incrementa la tasa de producción debido al aumento de la permeabilidad por el aumento del espacio del cleat.

Esfuerzo efectivo: El esfuerzo efectivo incrementa al aumentar la producción de agua debido a que la presión en los cleats disminuye, lo que hace que se ejerza un esfuerzo que tiende a cerrarlos y por lo tanto a reducir la permeabilidad.

A fin de modelar este fenómeno, Harpalani desarrolló la siguiente ecuación:

$$K = A + \frac{B}{P} + CP^2 \quad (71)$$

Dónde:

K : Permeabilidad efectiva
 A, B, C : Constantes

P : Presión de operación

Cuando la ecuación anterior es modelada para bajas presiones, donde $\frac{B}{P} \gg CP^2$, se reduce a la ecuación de Klinkenberg, y para altas presiones de cleats, donde el término CP^2 es dominante en la ecuación, el esfuerzo efectivo es significativo.

Por otro lado, la permeabilidad efectiva al metano en el yacimiento es muy sensible en el período de flujo bifásico, después del período de producción de agua, ya que a medida que se extrae el agua empieza la des-adsorción del gas y por lo tanto, la permeabilidad relativa al agua decrece rápidamente hasta alcanzar una saturación de agua inmóvil o irreducible, mientras que la permeabilidad relativa al gas aumenta hasta que la saturación de agua declina.

3.9.1.1 Cleats y su efecto en la permeabilidad. Tanto los face cleats (primarios) como los butt cleat (secundarios), que son perpendiculares entre ellos, y las fracturas naturales denominadas cleats terciarios, contribuyen a la permeabilidad en el sistema de CBM. Un incremento en la cantidad de cleats por unidad de volumen mejora la permeabilidad, esto se debe a que al estar mucho más cerca uno del otro, la distancia que debe recorrer el fluido es mucho menor lo cual favorece a la producción, de la misma manera en que la apertura y continuidad de los cleats impactan también la permeabilidad.

Aun cuando se podría pensar que más cleats son un indicativo de algo bueno, cuando la cantidad de estos es demasiado grande, el carbón es mucho más friable llevando a que sea susceptible a daños mientras se realiza la perforación, completamiento, fracturamiento hidráulico, incluso, será un problema cuando se estén llevando a cabo las operaciones de corazonamiento. Por otro lado, el sistema de cleats es una función de la acción tectónica histórica y de su timing, el rango, el contenido de maceral y el contenido de materia mineral.

A la hora de perforar un pozo o realizar una estimulación mediante fracturamiento hidráulico, debe considerarse con mucho cuidado la dirección de los cleats, ya que si los pozos se ubican perpendicularmente al plano de los face cleats, se interceptarán la mayor cantidad de juntas y por lo tanto, se aumentará el área de drenaje. Rightmire, CT (1984) enuncia en su trabajo que “los pozos perforados perpendicularmente a los face cleats reportan una producción de 2.5 a 10 veces mayor de metano”, esto debería ser razón más que suficiente para buscar que el pozo sea perforado de esta manera, sin mencionar que los pozos perforados perpendicularmente a los planos de estratificación son llevados a cabo mucho más fácilmente y se evitan problemas operacionales como derrumbes y pegas.

3.9.2 Porosidad. La porosidad en los carbones está regida por un sistema dual. Los macroporos, que se encuentran dentro de los cleats y las fracturas, son los que permiten el paso de los fluidos como el agua y el metano. La macroporosidad no tiene un gran aporte en el almacenamiento del metano, pero si permite el almacenamiento de fluidos como el agua, gases libres, además de aquellos fluidos absorbidos en el agua, aunque, principalmente este tipo de porosidad determina la capacidad de almacenamiento de agua que tiene el carbón. Menos del 10% del gas en sitio de un manto de carbono se encuentra en los cleats. La porosidad de los macroporos del sistema de cleat se considera que varía generalmente entre 1 y 5%⁴⁵.

Por otro lado, la microporosidad se refiere a los capilares y cavidades de tamaño molecular que se encuentran en la matriz de la roca y en los cuales el gas es adsorbido y almacenado. En el caso de los carbones, a este tipo de porosidad es a la que se le debe la gran capacidad de almacenamiento que presenta este tipo de yacimientos, pues, adicionándole el fenómeno de adsorción, la cantidad de gas que puede almacenarse en comparación a un yacimiento convencional a las mismas condiciones es colosal. Gray, I (1987) estima que el 98% del metano en los carbones se encuentra adsorbido en los microporos⁴⁶.

En los carbones, la difusión del gas a través de los microporos se da por la combinación de tres mecanismos:

- Bulk Diffusion
- Difusión Tipo Knudsen
- Difusión Superficial

Por un lado, la difusión tipo Knudsen se refiere al movimiento molecular del gas a través de los capilares cuando las paredes están más cerca que la trayectoria media libre de las moléculas del metano, es decir, si el radio del poro es muy pequeño, las colisiones ocurrirán principalmente entre las moléculas y las paredes del poro y no entre las propias moléculas. La difusión superficial se refiere al movimiento del pseudo-líquido a lo largo de las paredes capilares que se encuentra adsorbido en la superficie. Por último, la difusión Bulk, es la difusión que se da por el gradiente de concentración del gas metano des-adsorbido cuando la trayectoria libre media de las moléculas del metano está más cerca que las paredes, esto quiere decir que las colisiones ocurren entre moléculas del gas⁴⁷.

Luego que el proceso de difusión ocurre, ya sea por un mecanismo en particular o por la acción combinada de ellos, el transporte del gas y el agua al pozo se realiza a través del flujo de estos fluidos por las redes de fracturas o cleats, proceso que se

⁴⁵ *Ibíd.*, p. 231.

⁴⁶ *Ibíd.*, p. 168.

⁴⁷ *Ibíd.*, p. 153.

rige por la ley de Darcy. Tan pronto el pozo es perforado, el primer fluido que sale a ocupar la zona de cleats es el agua. A medida que el agua es producida, el flujo de gas empieza a aparecer, presentándose un flujo bifásico; es básico saber que entre más agua se produce más agua estará presente en las corrientes de producción. Con la disminución de la cantidad de agua dentro de los cleats, caídas de presión dentro del sistema del carbón empiezan a presentarse lo que permite la des-adsorción del gas que en cierto momento ocupará los cleats a medida que la saturación de agua disminuye. Luego de un tiempo, a través de los cleats solo se presentará un flujo de gas acompañado de pequeñas cantidades de agua, volviéndose entonces a tener un sistema caracterizado por un flujo monofásico. Llegados a este punto el yacimiento de carbón se comportará entonces como un yacimiento convencional de gas seco⁴⁸.

3.9.3 Adsorción. Este fenómeno representa el principal mecanismo de almacenamiento en los carbones, en donde, el gas en lugar de ocupar el espacio vacío como gas libre, es retenido en el carbón y ocupa los microporos que este tiene mediante el proceso de adsorción. Gracias a que el carbón tiene unas grandes áreas superficiales dentro de sus microporos, además de la gran cercanía entre una molécula de metano y otra dentro de las superficies sólidas internas, una increíblemente grande cantidad de gas puede ser almacenado en estos. Tiene que ser claro que, el fenómeno de adsorción en los carbones es el que permite almacenar cantidades exorbitantes de gas, aun cuando estos yacimientos tienen como característica porosidades menores al 5% donde 2.5% es un valor típico.

Los fenómenos de adsorción del gas pueden ser divididos en 5 tipos de isothermas, los cuales fueron categorizados por Brunauer en 1938. Como tal, una isoterma hace referencia a un volumen de gas que se encuentra adsorbido en una estructura sólida (matriz del carbón, matriz del shale...etc) que depende de las condiciones de presión, así como también de la temperatura del medio a un momento específico, del tipo de gas y por supuesto del tipo de material que servirá como lugar de almacenamiento. Al igual que con el gas obtenido de los shales, la adsorción del gas en los carbones se rige por una curva de Langmuir tipo I, ya que esta modela el comportamiento del gas acertadamente por lo que este modelo es usado sin excepciones. A bajas presiones, el gas puede ser adsorbido o des-adsorbido de la matriz si es sometida a pequeñas caídas de presión, esto se debe a que la capacidad de adsorción aumenta con la profundidad o con la cabeza hidrostática de agua y las presiones bajas son una característica de poco enterramiento o baja profundidad.

Para los carbones al igual que con yacimientos tipo shale, que tan rápido se da la caída de presión determinará cuál va a ser el factor de recobro final del proyecto.

⁴⁸ *Ibíd.*, p. 240.

La isoterma de Langmuir en los carbones puede ser expresada de la siguiente forma:

$$G_s = V_L [1 - (a + W_c)] \left[\frac{bP}{1+bP} \right] \quad (72)$$

Dónde:

G_s : Capacidad de almacenamiento de gas, scf/ton

V_L : Volumen de Langmuir, scf/ton

A : Contenido de cenizas, fracción en peso

W_c : Contenido de humedad, fracción en peso

B : Constante de Langmuir, psi^{-1}

P : Presión, psia

O sin tener en cuenta las correcciones por el contenido de ceniza y humedad:

$$C_m = \frac{V_L P}{P_L + P} (0.031 \rho_B) \quad (73)$$

Dónde:

C_m : Concentración de gas en la matriz

V_L : Volumen de Langmuir, scf/ton

P : Presión, psia

P_L : Constante de presión de Langmuir, psia

ρ_B : Densidad bulk, g/cm^3

A condiciones de laboratorio donde bajas presiones pueden ser alcanzadas, se puede definir una zona de baja presión conocida como la región de la ley de Henry⁴⁹, la cual es calculada con la siguiente ecuación que se obtiene a partir de la modificación de la ecuación estándar de Langmuir⁵⁰:

$$V = V_{max} * B * P \quad (74)$$

⁴⁹ Yang, R.T.: *Gas Separation by Adsorption Process*, Butterworth Publishers, Boston (1987). p. 14.

⁵⁰[Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf>.p.147.

En la Ecuación anterior $V_{max} * B$ es una constante y la ecuación puede ser re-escrita como:

$$V = CH * P \quad (75)$$

Esta zona tiene especial relevancia debido a que en ella, la des-adsorción del gas se incrementa rápidamente. Tanto así, que una mayor cantidad de gas puede ser liberada a estas bajas presiones en comparación a la cantidad liberada a la presión inicial registrada para el proyecto de CBM.

3.9.4 Contenido de Gas. A diferencia de los los yacimientos convencionales y algunos no convencionales como los shales y las arenas tipo tight donde el contenido de gas puede ser obtenido a partir de registros geofísicos, en los yacimientos de carbón, las técnicas convencionales de registros no permiten determinar si el carbón contiene gas metano. Si bien, los registros permiten localizar la zona donde el carbón se encuentra, el cual pudo en algún momento estar saturado por gas y haber actuado como roca yacimiento, es imposible saber si éste se encuentra actualmente saturado ya que el gas pudo haberse des-adsorbido y migrado a alguna arenisca porosa cercana o simplemente migrado hasta superficie donde se mezclaría con la atmósfera y se perdería. Para determinar la cantidad de gas, es necesario realizar cálculos volumétricos, los cuales se basan en datos obtenidos a partir de análisis de núcleos.

Tanto en los yacimientos convencionales como en los carbones, el contenido de gas puede incrementarse con la profundidad, con la diferencia que en los yacimientos de carbón, el aumento de profundidad significa un aumento del contenido de gas debido al efecto positivo de la presión en el gas adsorbido.

En los carbones la cantidad de gas adsorbido depende de:

- Profundidad
- Contenido de Ceniza
- Rango del Carbón
- Historial de enterramiento
- Composición Química del carbón
- Temperatura
- Gas perdido a través del tiempo geológico

4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS TIPO CBM

4.1 Permeabilidad

Para la determinación de la permeabilidad a través de la red de fracturas en el carbón, se han aplicado métodos de fotografías satelitales y aéreas los cuales permiten definir la tendencia direccional de la permeabilidad, sin embargo, no se han desarrollado correlaciones generales aceptables para ello.

Por otro lado, los análisis realizados en laboratorio a partir de núcleos para obtener esta propiedad en este tipo de yacimientos presentan problemas debido a que esta propiedad depende de los esfuerzos in situ, por lo que estos análisis no representarían un valor aproximado de la permeabilidad en un carbón. A su vez, la permeabilidad obtenida de análisis de laboratorio depende del tamaño de la muestra por lo que el valor obtenido en estos casos siempre será menor que los realizados en campo, en un factor de más o menos 10 veces menor⁵¹, ya que los pequeños núcleos pueden no representar adecuadamente las fracturas o juntas presentes en el carbón, además si el núcleo sufre daños también dificultaría la reproducción de los esfuerzos de la formación en el laboratorio.

Por lo tanto se recomienda que la determinación de la permeabilidad se realice a partir del historial de producción o a partir de pruebas de presión como las mencionadas a continuación⁵²:

Drillstem Test (DST): La prueba DST realizada en carbones es igual a la realizada para yacimientos convencionales y son desarrolladas a hueco abierto durante las actividades de perforación, debido a que en estas condiciones el carbón está menos dañado; sin embargo, no son usualmente utilizadas por problemas de seguridad, altos costos, y por su radio de investigación reducido.

Slug Test: Los yacimientos de carbón presentan una presión hidrostática de agua por encima de la formación la cual es mayor que el nivel de equilibrio, por lo que la tasa de agua que entra a la formación, es medida manteniendo deltas de presión por debajo de las de fractura. El Slug Test permite así determinar la permeabilidad y la presión inicial de la formación través de correlaciones desarrolladas, además, si se tiene información de la relación porosidad-compresibilidad se puede determinar también el daño a la formación. La siguiente ecuación permite el cálculo

⁵¹ [Citado en 2007] Disponible en

<http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf/>. p. 196.

⁵² *Ibíd.*, p. 197.

de la permeabilidad absoluta y es desarrollada a partir de curvas tipo para realizar la determinación de la permeabilidad⁵³:

$$K = \frac{5.68 \cdot 10^4 \mu D_c^2}{\rho_{wf} h t^*} \quad (76)$$

Dónde:

K : Permeabilidad, md

μ : Viscosidad del fluido de prueba, cp

D_c : Diámetro de casing, ft

ρ_{wf} : Densidad del fluido de prueba, lb/ft³

h : Espesor neto, ft

t^* : Tiempo obtenido de curvas tipo, hr

Las ventajas de esta prueba consisten en la ejecución simple, los costos bajos, no requiere de mecanismos de control de tasa de flujo y puede ser desarrollado si el pozo está sub-presionado. Por otro lado, en las desventajas se tiene que para bajas permeabilidades los tiempos de pruebas pueden llegar a ser muy largos, el radio de investigación es relativamente pequeño y puede obtener resultados erróneos si hay saturaciones de gas.

Pruebas de Inyección Falloff (IFT): Estas pruebas se dividen en 3 tipos, los cuales son:

- Tank Test: Las ventajas de este método es que se realiza bajo condiciones de prueba de una sola fase, no necesita curvas de permeabilidad relativa, y poseen costos bajos. No obstante, también presenta desventajas tales como la necesidad de una buena comunicación entre el pozo y la formación, el limitado radio de investigación para el banco de agua creado y los largos períodos de tiempo requeridos para crear un banco de agua idóneo para evitar el flujo bifásico.
- Pruebas de inyección de falloff a presiones menores que la de fractura (BFP-IFT): Este método se caracteriza por utilizar tasas de agua bajas para evitar la formación de fracturas, teniendo en cuenta que se debe contar con un período de cierre de por lo menos 4 veces mayor al período de inyección, donde la presión de este período es requerida para determinar la permeabilidad, presión de poro y daño.

⁵³ *Ibíd.*, p. 201.

Las ventajas de este método es que se realizan bajo condiciones de prueba de una sola fase, no necesita curvas de permeabilidad relativa y conducen a una única solución si se realiza apropiadamente. Sin embargo, presenta desventajas tales como el bombeo del fluido a presiones por debajo de la presión de fractura, la necesidad de una buena comunicación entre el pozo y la formación, la inestabilidad de la presión antes de la prueba, y no es aplicable para permeabilidades muy bajas ya que resultaría complicado el bombeo por debajo de las presiones de fractura.

- *Pruebas de inyección de diagnóstico de fractura (DFIT):* Este método puede ser aplicado si en la prueba BFP-IFT se excede la presión de fractura, ya que puede ser utilizado tanto para formaciones fracturadas o no fracturadas.

Las ventajas de este método es que posee un bajo costo y requiere de tiempos cortos, no necesita una buena comunicación entre el pozo y la formación, puede determinar valores únicos de permeabilidad y presión de poro y es la única prueba en carbones donde la presión de cierre puede ser determinada en conjunto con la presión de poro y la permeabilidad. A su vez las desventajas que presenta son el no poder obtener valores de daño a la vez de que el resultado se puede ver afectado por el flujo pseudo-radial no detectado durante el cierre.

Pruebas Buildup (PBU): La PBU para carbones se realiza cuando la presión del yacimiento es lo suficientemente alta para poder obtener valores adecuados de permeabilidad, daño y presión promedio del yacimiento.

La ventaja de este método es que permite la determinación de las propiedades con una saturación de gas inicial, y su desventaja es que requiere de curvas de permeabilidad relativa debido al flujo bifásico.

Pruebas de Interferencia Multi-Pozo: Para el caso de los carbones, estas pruebas pueden requerir de solo dos pozos de observación presentes en la dirección de los face y butt cleats para así determinar la magnitud de la tendencia de baja y alta permeabilidad. Estas pruebas se llevan a cabo para la determinación de las propiedades inter-pozo como la permeabilidad y el producto de la porosidad con la compresibilidad ayudando así a entender la heterogeneidad de un yacimiento de carbón con el grado de conectividad⁵⁴.

Las ventajas que abarcan las pruebas de interferencia multi-pozo son el entendimiento de la magnitud y la orientación de la permeabilidad en las direcciones de los cleats, además que permite entender la heterogeneidad de los yacimientos de carbón. Por otra parte, entre sus desventajas se cuentan los

⁵⁴ *Ibíd.*, p. 213.

altos costos y las limitaciones a los pequeños gradientes de saturación para el caso de condiciones de dos fases en el yacimiento.

4.2 Porosidad

Para poder medir el sistema de porosidad dual (microporos y macroporos) en un carbón, se recomienda utilizar la inyección de helio en vez de mercurio en las pruebas de laboratorio debido a que este puede acceder tanto a los microporos como a los macroporos y cleats, mientras que el mercurio solo accede al sistema macroporoso y a los cleats.

Ahora bien, el tamaño de los poros no es uniforme y su distribución cambia con la reorientación molecular al variar el rango. A su vez, el modelo desarrollado por Zwieterin y van Krevelen sugiere que los diámetros dependen a su vez de la temperatura de fluctuación, ya que la matriz a una temperatura de laboratorio por debajo de 77°K se puede contraer y restringir la entrada del helio, metano y nitrógeno a los microporos del carbón.

El sistema de poros también se puede ver afectado por consecuencia de la expansión de la matriz del carbón debido a la adsorción del CO₂ o de otras sustancias que tienen fuertes afinidades a la adsorción.

4.3 Adsorción

Debido a que los parámetros en el campo varían mucho, será necesario el uso de múltiples muestras de núcleos para establecer unas isothermas de adsorción representativas.

Métodos gravimétricos, cromatográficos o volumétricos pueden ser usados para medir la adsorción y desorción del gas en el carbón, pero el método volumétrico es el más usado. El procedimiento volumétrico mide la presión y el volumen de una celda de referencia y de prueba que se mantiene a temperatura constante (Ley de Boyle) y que contiene los granos de la muestra de carbón. Este proceso fue descrito anteriormente para los shales, pues el equipo usado para medir las isothermas en los shales y en los yacimientos de carbón es el mismo.

4.4 Contenido de Gas

La determinación del contenido de gas en los carbones se realiza a través de pruebas de laboratorio a partir de núcleos, ya que la estimación de este parámetro por medio de registros no está disponible hasta ahora sin la calibración de los

registros a partir de previos análisis de núcleos. A su vez, en las pruebas de laboratorio se pueden presentar problemas a raíz de la presencia no uniforme de cenizas por lo que se deben realizar análisis a un número suficiente de muestras para obtener un contenido representativo de la misma.

El procedimiento para analizar los núcleos para determinar el contenido de gas en los mantos de carbón involucra los siguientes pasos:

- Remover núcleos del manto de carbón con equipo de corazonamiento convencional
- Transportar los núcleos rápidamente a la superficie. Registrar el tiempo de tránsito
- Colocar los núcleos en el canister inmediatamente después de que alcanzan la superficie
- Medir el gas des-adsorbido como una función del tiempo en el canister sellado a temperatura de yacimiento.
- Calcular gas perdido
- Determinar el metano residual en el carbón a presión atmosférica después de triturar el carbón
- Analizar la humedad, ceniza y masa del carbón en el canister

Al igual que con los shales, el contenido total del gas es la suma del gas residual, gas des-adsorbido en el canister y el gas perdido.

Teniendo en cuenta que la cantidad de gas des-adsorbido (gas medido) depende de la temperatura, puede ser calculado con la siguiente ecuación:

$$\frac{V}{V_t} = \frac{6}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{Dt}{r_p^2}} \quad (77)$$

Dónde:

V_t : Volumen total de gas adsorbido

V : Volumen de gas adsorbido a cualquier tiempo, t

D : Coeficiente de difusión

r_p : Radio de partícula

t : Tiempo

4.4.1 Cálculo del contenido de gas a partir de registros. A continuación se presentarán una serie de ecuaciones que permiten el cálculo del contenido de gas para los mantos de carbón.

Es necesario tener en cuenta que cada uno de los autores que se presentarán a continuación usa gran variedad de unidades de medición así que es recomendable recurrir a los papers originales para tener claridad sobre las unidades adecuadas a utilizar.

➤ Máxima capacidad de almacenamiento⁵⁵

$$C1 = 0.21258 * T_f^{0.5} \quad (78)$$

$$C2 = 2.82873 - 0.00268 * T_f \quad (79)$$

$$C3 = (0.00259 * T_f) + 0.50899 \quad (80)$$

$$C4 = (0.00402 * T_f) + 2.20342 \quad (81)$$

$$G_{max} = 10^{[(C1 * \text{Log}(\frac{Wf_{carb}}{Wwtr})) + C2]} \quad (82)$$

$$Pr = 10^{[(C3 * \text{Log}(\frac{Wf_{carb}}{Wwtr})) + C4]} \quad (83)$$

Dónde:

G_{max} = Volumen de gas a presión infinita, ft³/ton

Pr = Presión de Langmuir, a la cual el contenido de gas de la muestra es ½ de G_{max} , atm

T_f = Temperatura, °C

Wf_{carb} = Fracción másica del carbón fijo, f

$Wwtr$ = Fracción másica de humedad, f

➤ Contenido de Gas a partir de la ecuación de Mullen

La ecuación es basada a partir de información promedio en nuevo México (Cuenca San Juan)

$$G_c = 1053 - (542 * \rho_{\text{Carbón}}) \quad (84)$$

⁵⁵ Tomado de: <https://www.spec2000.net/01-index.htm> , consultado el 28 de Enero del 2016

➤ Contenido de gas a partir de la ecuación de Mavor, Close, McBaner

La ecuación está basada en información promedio en Utah

$$G_c = 601.4 - \left(751.8 * \left(\frac{Wash}{(1-Wwtr)} \right) \right) \quad (85)$$

➤ Contenido de Gas a partir de la ecuación de Kim

$$k_o = 5.6 + \left(0.8 * \left(\frac{Wfcarb}{Wwtr} \right) \right) \quad (86)$$

$$N_o = 0.39 - \left(0.1 * \left(\frac{Wfcarb}{Wwtr} \right) \right) \quad (87)$$

$$G_c = 75 * (1 - Wwtr - Wash) * \left[(K_o * P_f^{N_o}) - (0.14 * T_f) \right] \quad (88)$$

Dónde:

G_c = Gas adsorbido estimado, Scf/Ton

P_f = Presión de formación, atm

T_f = Temperatura de formación, °C

➤ Contenido de Gas a partir de la ecuación modificada de Kim

$$G_c = 75 * (1 - Wwtr - Wash) * \left[\left(K_o * \left(\frac{KG7 * Prof}{100} \right)^{N_o} \right) - \left(0.14 * \left(\frac{KG8 * Prof}{100} \right) \right) + KG9 \right] \quad (89)$$

Dónde:

$KG7$ = Gradiente de presión (atm por 100 m)

$KG8$ = Gradiente de temperatura (°C por 100 m)

$KG9$ = Temperatura de superficie, °C

$Prof$ = Profundidad promedio del yacimiento, m

Valores típicos:

$KG7 = 0.1$

$KG8 = 1.8$

$KG9 = 12$

Esta ecuación usa gradientes locales relacionando Pf y Tf con la profundidad. Los valores medidos son usualmente mejores, pero los valores de los gradientes son útiles cuando no existe información medida. La ecuación de Kim y su modificación darán resultados idénticos si los gradientes coinciden con los valores medidos.⁵⁶

4.5 Registros

A la hora de correr un registro en un yacimiento de carbón, la herramienta utilizada para realizarlos (Wireline Logging) se puede encontrar con irregularidades en la forma del pozo que puede causar lecturas erróneas, debido que la herramienta podría estar leyendo zonas diferentes a las que se quiere estudiar, por lo tanto, las medidas tomadas de los registros deben integrar estas irregularidades en el entorno del pozo y su relación con los dispositivos de medición.

Para un yacimiento de carbón, es aconsejable la corrida de los siguientes registros:

4.5.1 Gamma Ray. El registro Gamma Ray consiste en una herramienta que mide los rayos gamma emitidos por los minerales radioactivos (generalmente minerales como Torio, Potasio y Uranio) presentes en la vecindad del pozo. Por lo tanto, debido a que las arcillas presentan altas cantidades de estos minerales radioactivos, las altas medidas en un Gamma Ray son interpretados como shales y las bajas medidas son interpretadas como yacimientos de carbón (Figura 16), ya que estos poseen bajos contenidos de arcilla aunque en algunos casos puede existir la presencia de Uranio en los carbones debido a que este mineral es altamente soluble y puede ser transportado por el movimiento de aguas subterráneas, generando así resultados mucho más altos (Figura 17). Para la aplicación de este método para yacimientos de carbón se recomienda mejorar la resolución vertical resaltando los detalles del carbón.

4.5.2 Potencial Espontaneo (SP). El registro de potencial espontáneo se encarga de medir la diferencia de potencial generado por la diferencia de salinidad entre el fluido proveniente del pozo y el agua connata del yacimiento, siendo esta fuente de potencial la que más se presenta comúnmente, además de medir el potencial de transmisión entre los fluidos; y por último la invasión electroquímica, la cual se origina generalmente por los carbonatos donde los iones se intercambian entre el yacimiento y los fluidos del pozo.

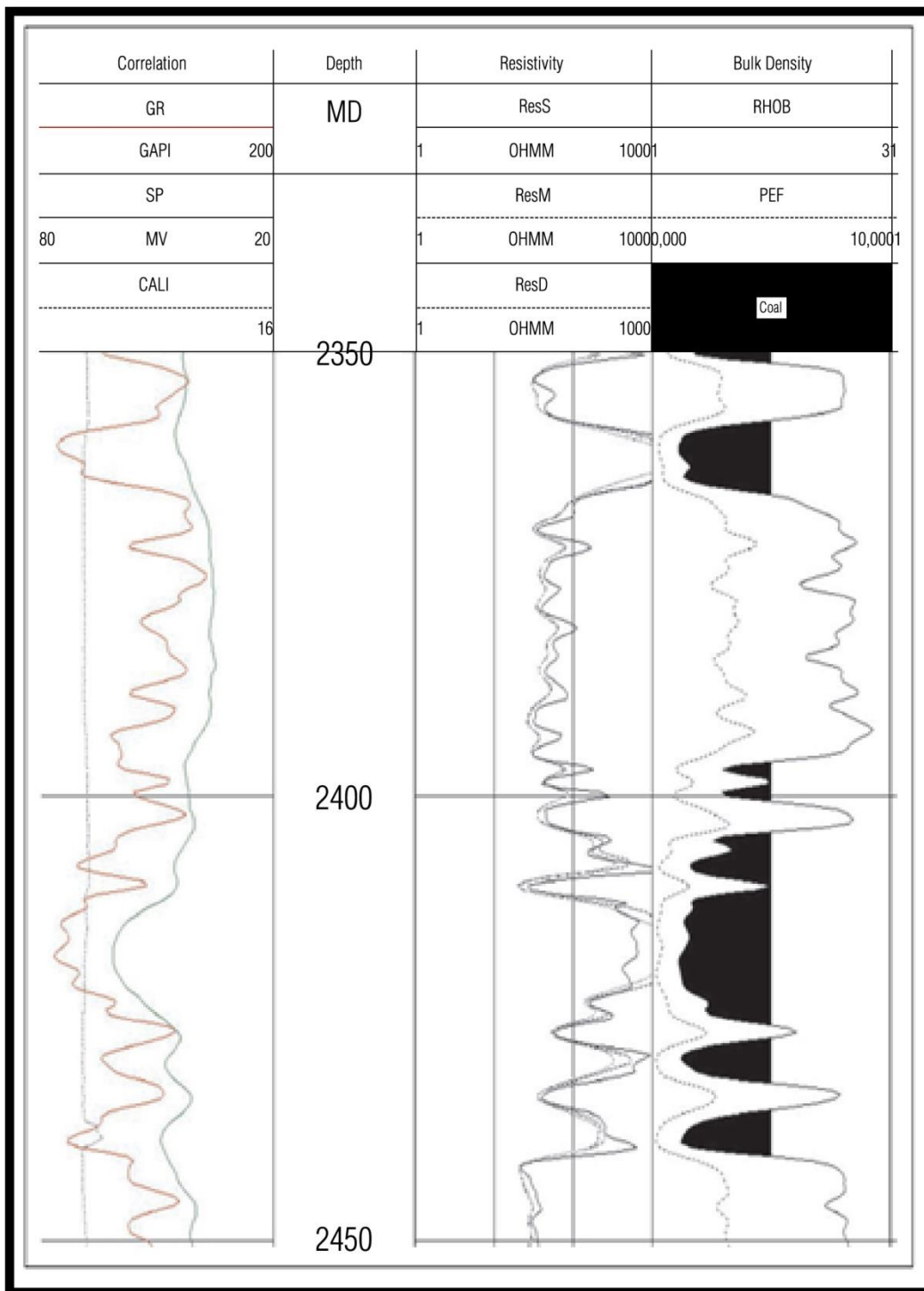
⁵⁶ Ibíd.

4.5.3 Medidas de Resistividad. Las herramientas para las medidas de resistividad se dividen en dos categorías dependiendo de la salinidad del lodo de perforación: para lodos con una salinidad mayor a 30000 ppm se utiliza una herramienta de inducción (la cual es la más utilizada); y para lodos más salados se utiliza la herramienta de laterolog dual⁵⁷.

Por otro lado, las medidas de resistividad en un carbón en su forma más pura exhiben altos valores de resistividad (Figura 16), los cuales se ven reducidos debido a impurezas como las arcillas, la pirita, minerales volcánicos y los cleats llenos de fluido. A su vez otros factores que afectan la resistividad son los shoulder beds (shales), por lo que en estos casos se utilizan tanto herramientas de inducción modernas como herramientas de laterolog dual ya que pueden reducir los efectos de estos, lo cuales disminuyen la resistividad.

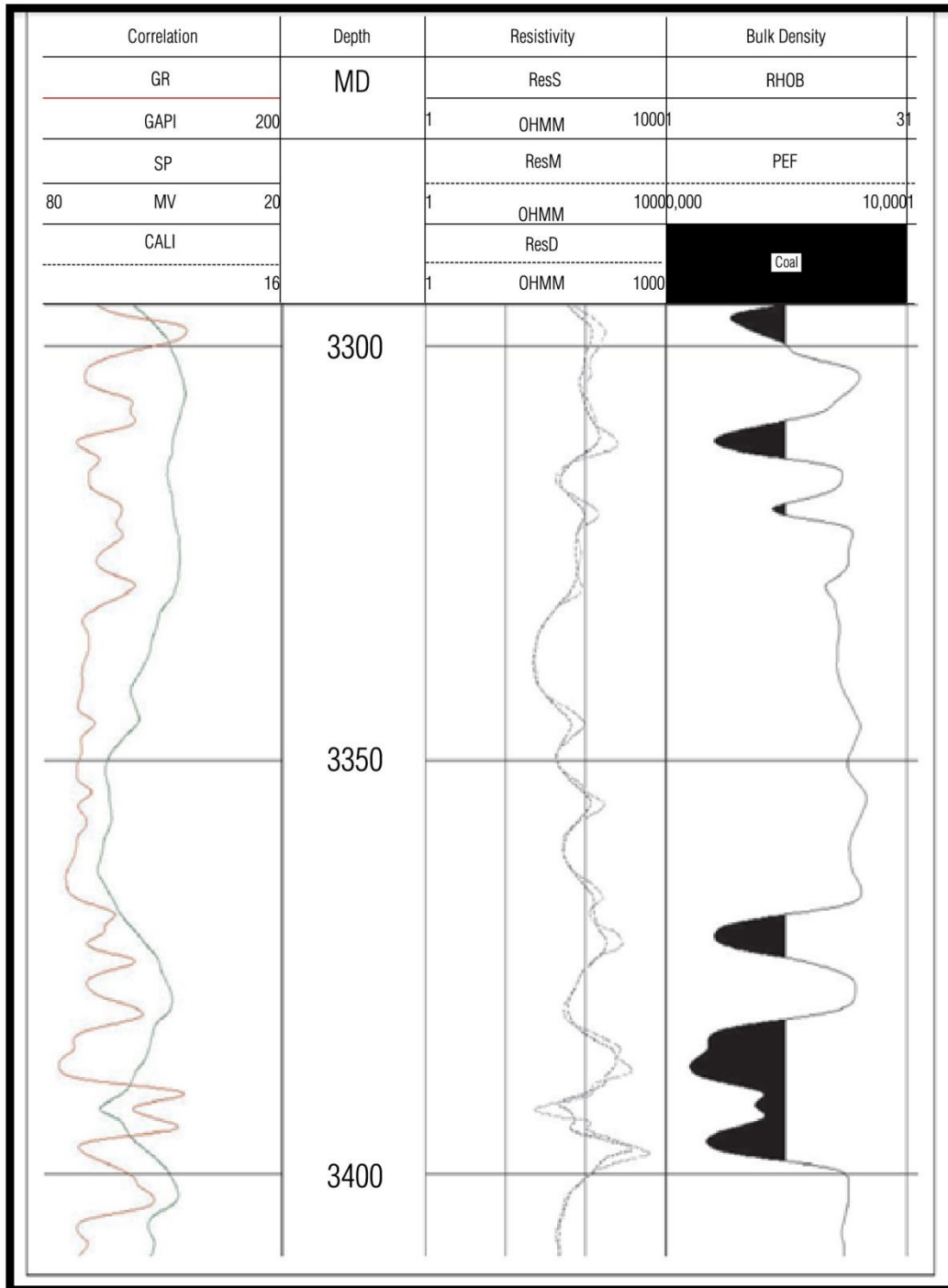
⁵⁷ *Ibíd.*, p. 297 y 298.

Figura 16: Conjunto de registros típicos para un carbón



Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

Figura 17: Gamma Ray para un carbón con presencia de uranio



Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

Para el caso del uso de las herramientas Laterolog dual, para indicar si un carbón es permeable o no, se tiene en cuenta que un carbón permeable se caracteriza por presentar un perfil de invasión típico mientras que el carbón no permeable representa medidas de resistividad altas sin invasión (Figuras 18 y 19).

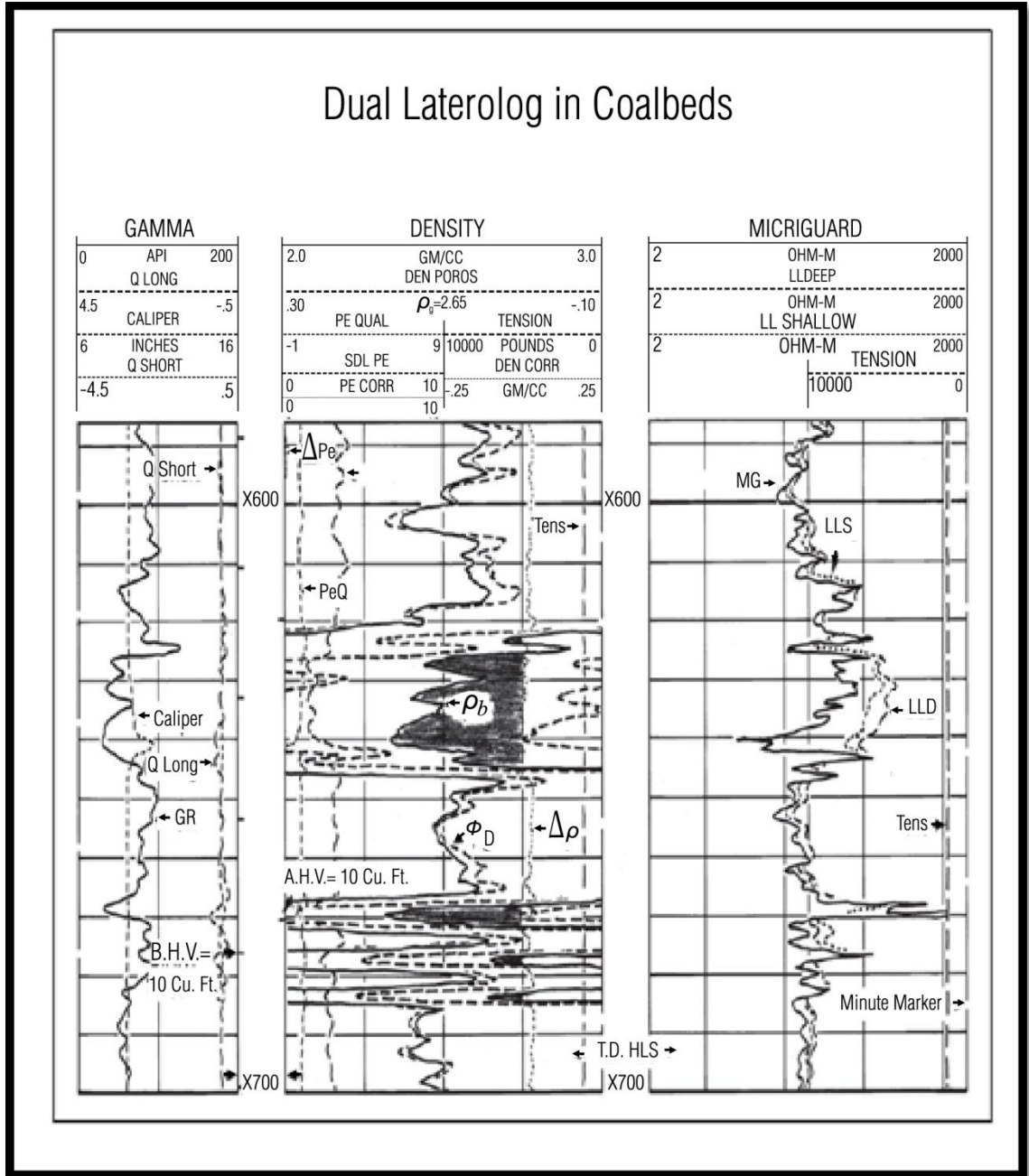
4.5.4 Medidas Micro-Resistivas. Los registros Micro-Resistivos han sido utilizados como un indicador de la retorta del lodo a través de las zonas permeables. Con respecto a los carbones, estos representan un buen indicador de su grado de fracturamiento (Figura 20), por lo tanto, aunque no existe una relación directa de los micro-logs y la permeabilidad, muchos estudios han demostrado que existe una buena correlación entre la distancia de los cleats y la producción.

4.5.5 Mediciones Nucleares. La mayoría de los proyectos de CBM son evaluados mediante el uso de un registro density, debido a que a través de estudios llevados a cabo por Mullen, M.J (1989), (1991), se ha observado una buena correlación entre las mediciones obtenidas a partir de ellos y los análisis de proximidad y de contenido de gas en el carbón. En los registros Density, a fin de que las mediciones sean precisas, se recomienda que haya un buen contacto entre la herramienta y la pared de la cara del pozo.

Este tipo de mediciones permiten identificar adecuadamente un carbón además de que es muy bueno cuando se requiere determinar su litología

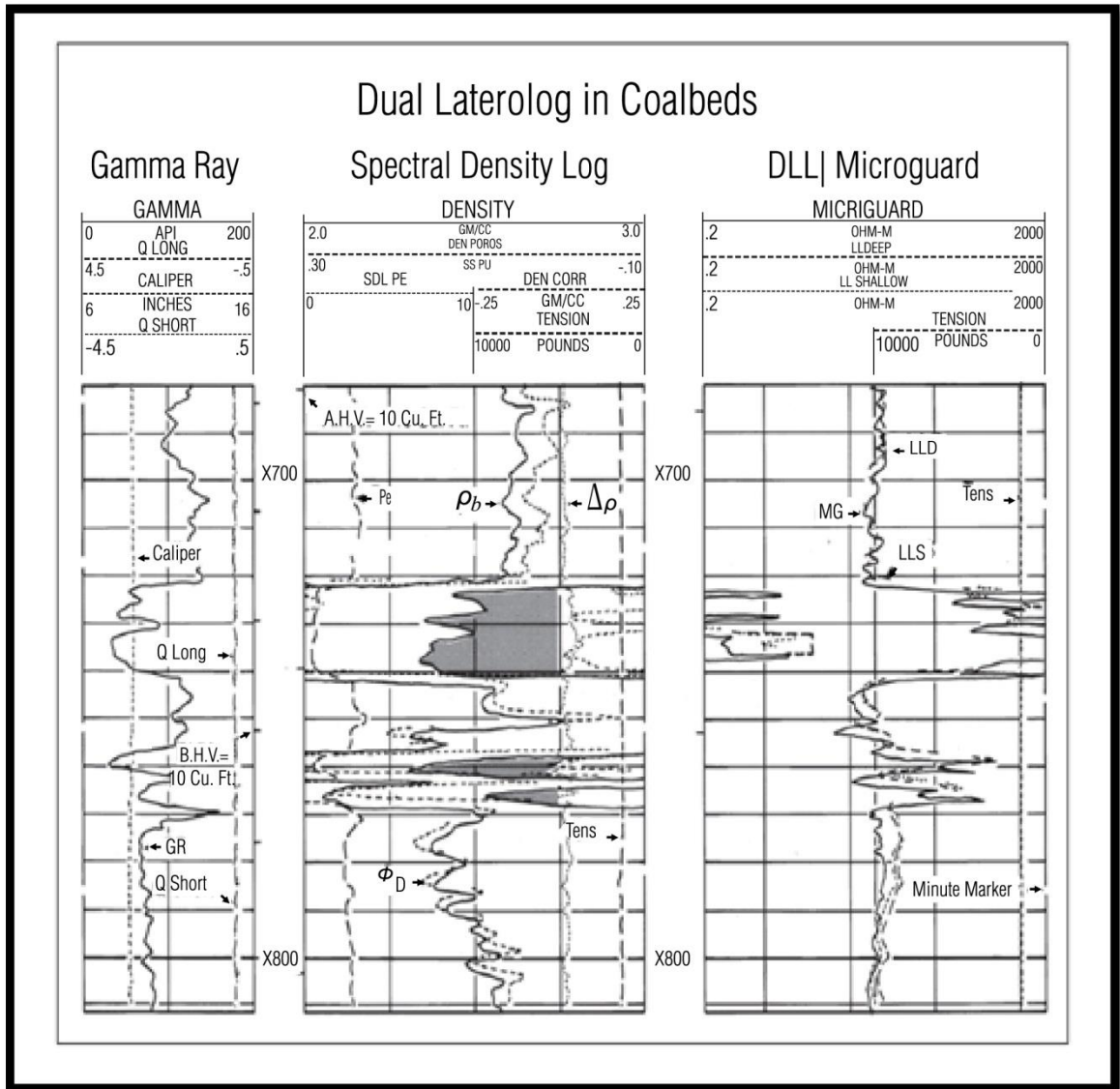
4.5.6 Mediciones Acústicas. Las herramientas acústicas vienen en dos variedades, un mono-polo sónico y un dipolo sónico. El primero es usado típicamente para medir la lentitud de la compresión. Los registros sónicos identifican los carbones gracias a sus grandes tiempos de tránsito, que serán mucho más largos en comparación a cualquier otra formación en el pozo. Esta herramienta puede ser corrida tanto en hueco abierto como en hueco revestido.

Figura 18: Registros resistivos Laterolog Dual para un carbón permeable



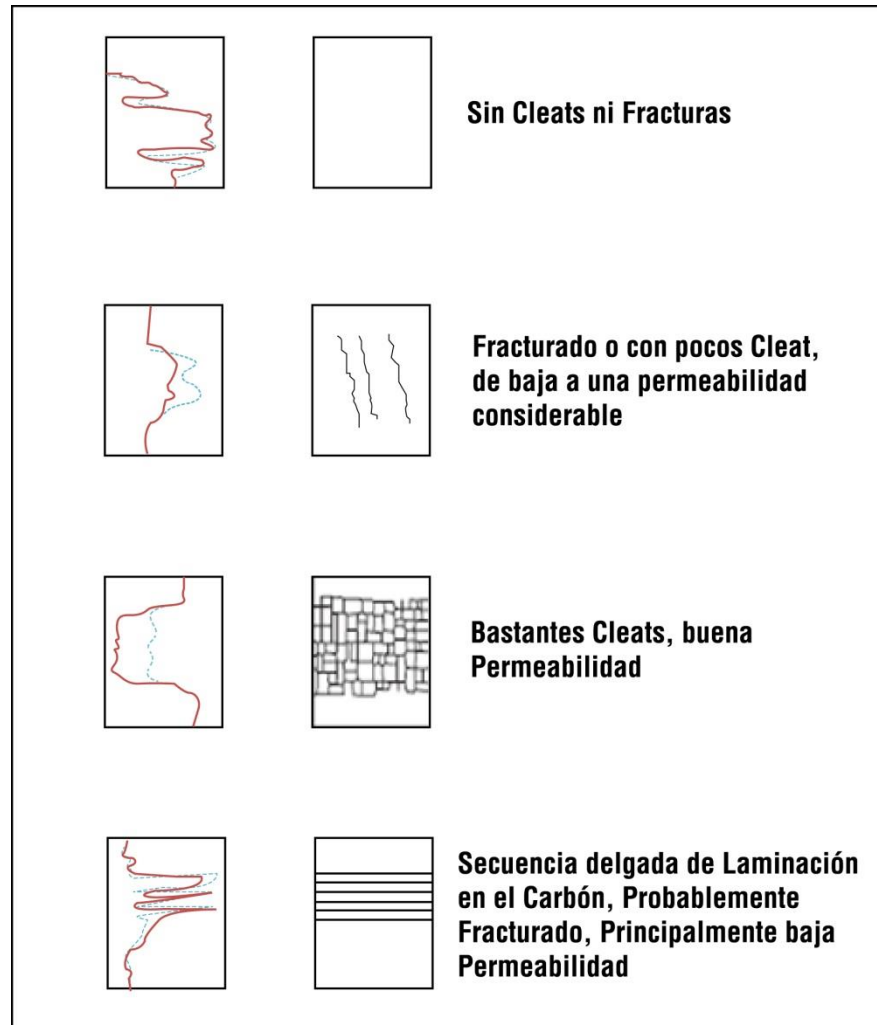
Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

Figura 19: Registros resistivos Laterolog Dual para un carbón impermeable



Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

Figura 20: Respuestas de los registros micro-resistivos asociados a los sistemas de cleats.

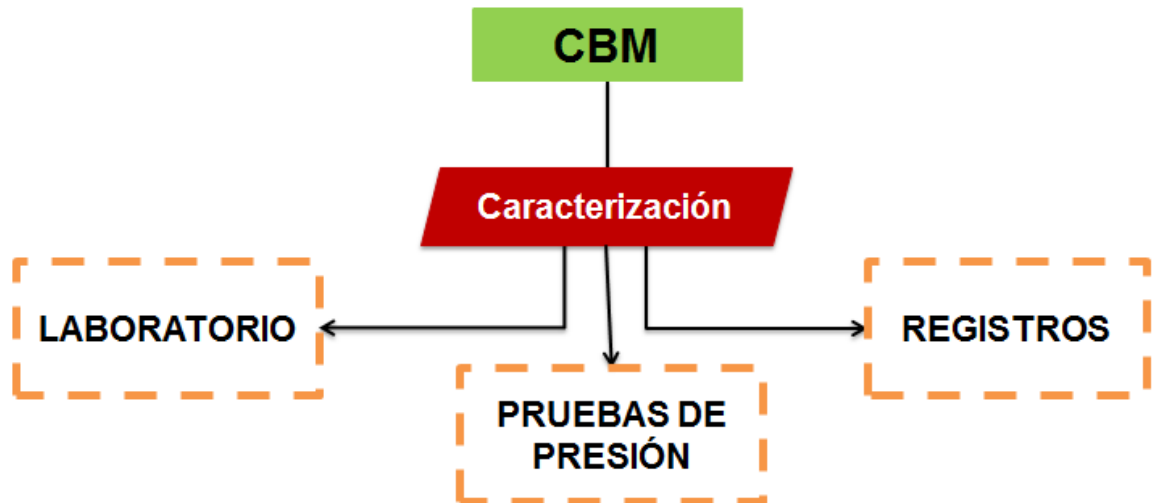


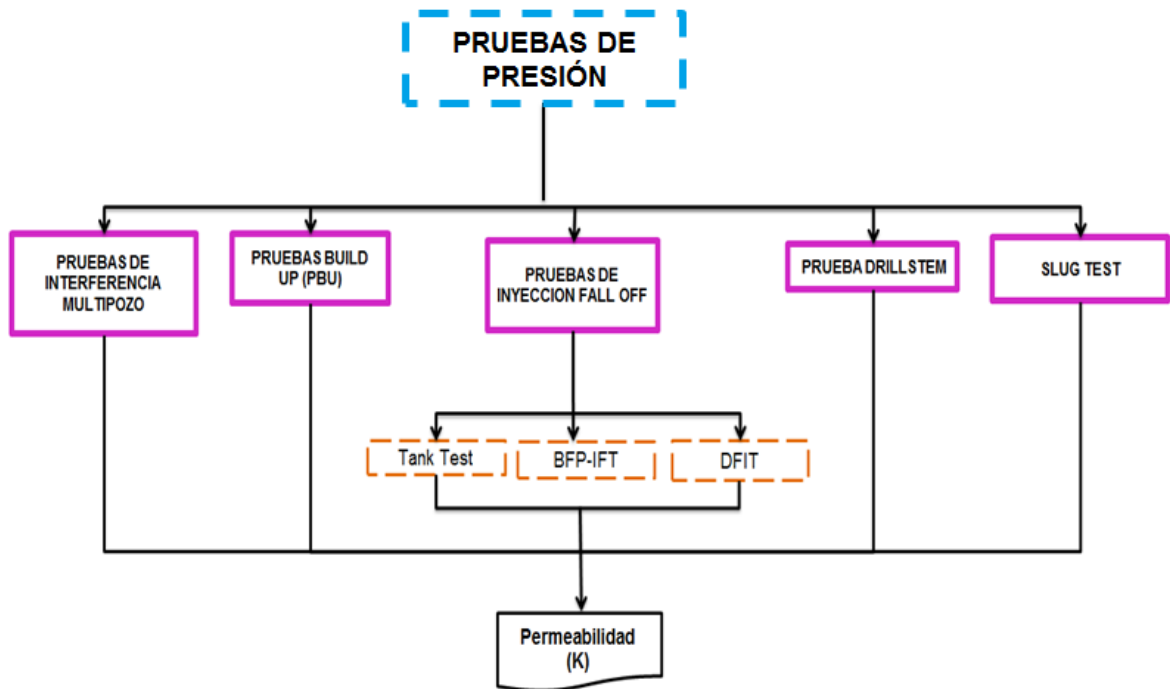
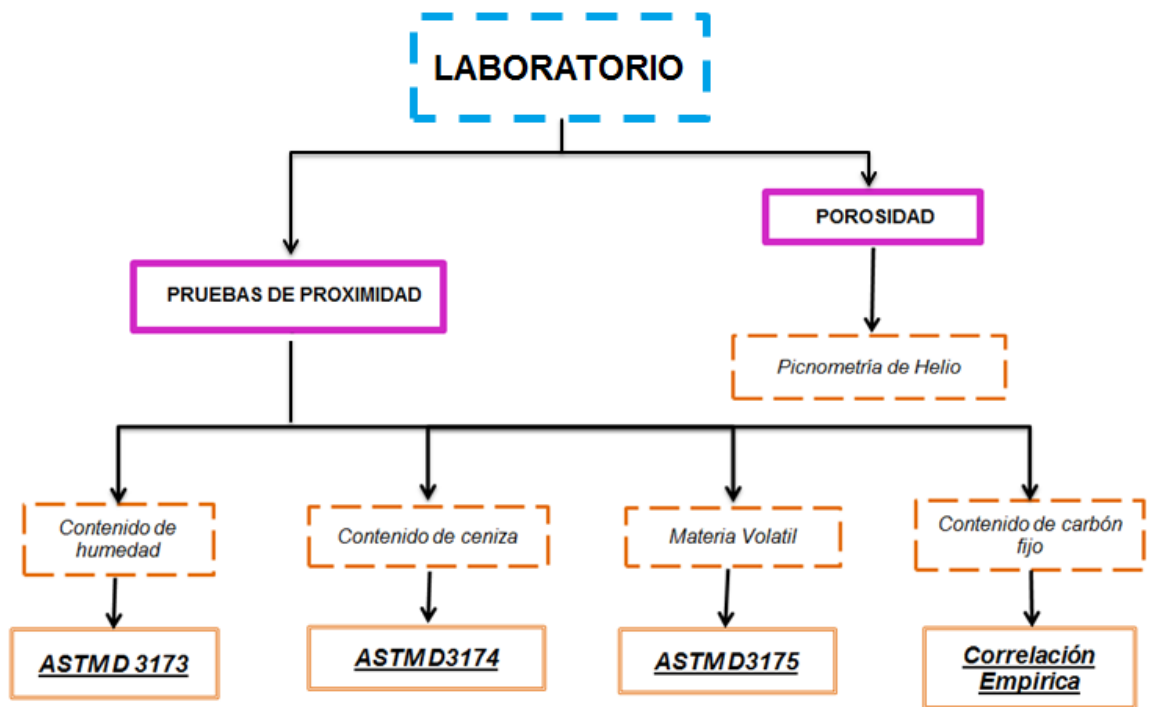
Tomado de: Halliburton, *Coalbed Methane: Principles and Practices*, 2007

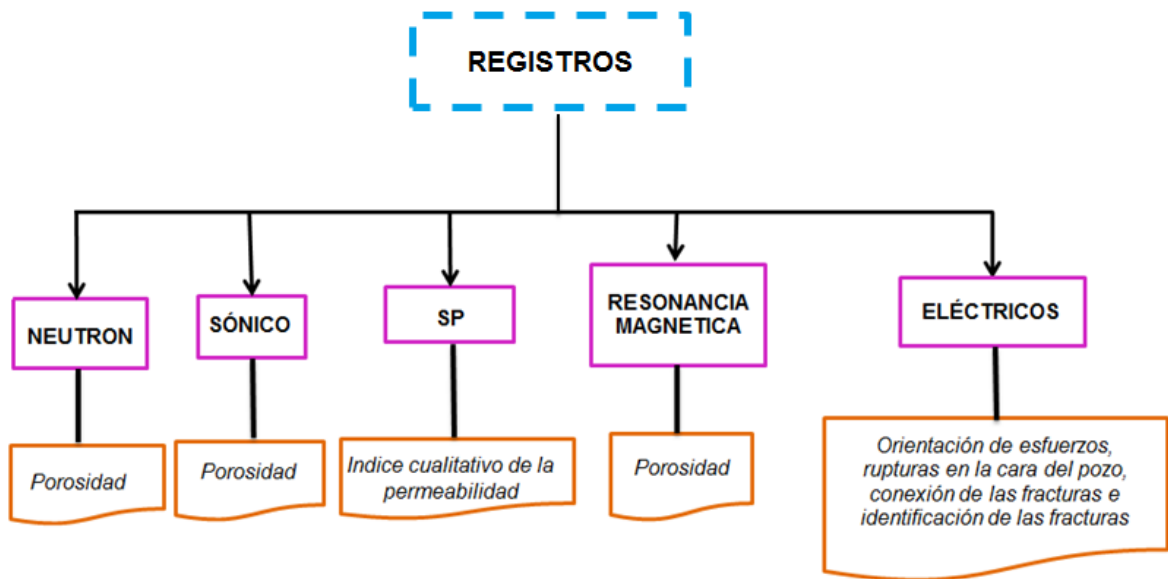
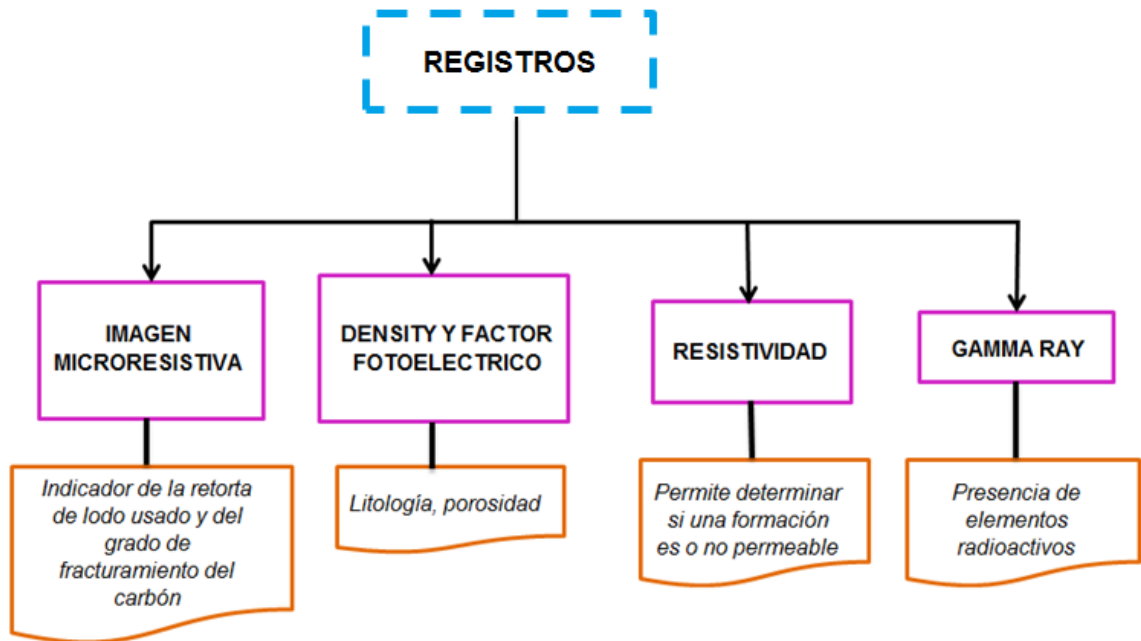
4.5.7 Mediciones de Resonancia Magnética. La herramienta de imágenes de resonancia magnética es un dispositivo que permite la medición de solo el espacio poroso lleno con algún fluido, siendo esta medición dependiente de la litología de la formación. Es por esto, que es el único dispositivo de porosidad que puede medir con exactitud la porosidad en los carbones, la cual corresponde principalmente a la porosidad del sistema de cleats en donde se almacena principalmente agua si el pozo aún no ha sido puesto en producción.

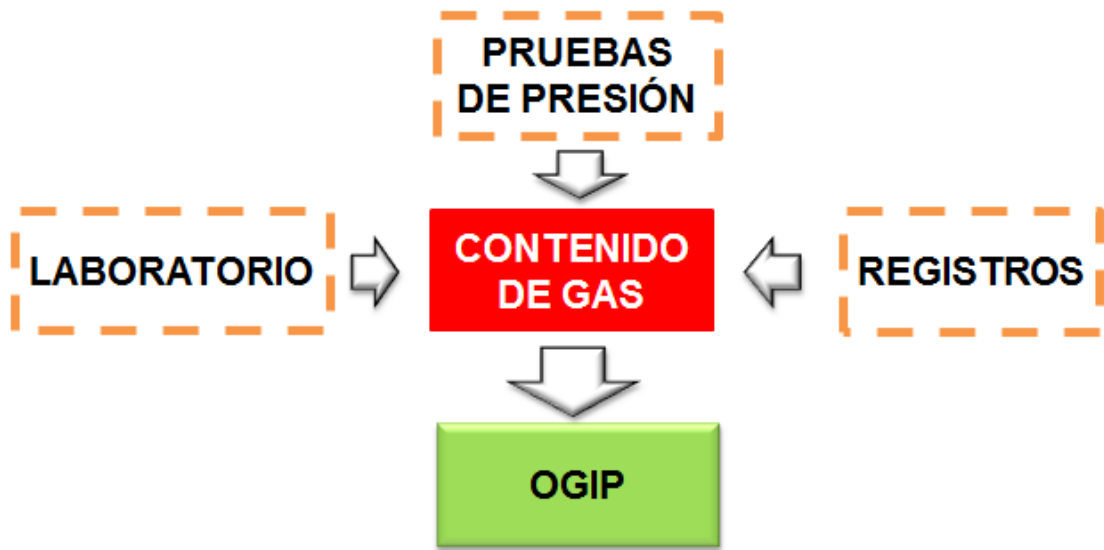
4.5.8 Imágenes Eléctricas. La tecnología de imágenes micro eléctricas permiten a través de micro resistores obtener una imagen representativa del interior de la cara del pozo. Este tipo de registros permite observar la orientación de los esfuerzos actuales, las rupturas en la cara del pozo, identificación y conexión de las fracturas desde los carbones hasta arenas adyacentes, información que es fundamental cuando se tienen pensado desarrollar un play de CBM.

4.6 Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de manto de carbón









5. ARENAS TIPO TIGHT

Las arenas tipo tight se destacan por poseer una alta complejidad y presentar las siguientes características⁵⁸:

- Son arenas de baja porosidad y permeabilidad
 - Tienen presencia de minerales arcillosos como illita, kaolinita y micas en los poros
 - Son heterogéneos en dirección vertical y lateral por lo que requieren el uso de técnicas especiales para producir como⁵⁹:
- Altas densidades de pozo
 - Estimulación
 - Fracturamiento

5.2 Consideraciones del yacimiento⁶⁰

Geología: Los parámetros que se busca determinar al estudiar una formación son el sistema de depositación, las facies genéticas, maduración textural, mineralogía, procesos diagenéticos, cementos, dimensiones del yacimiento y presencia de fracturas naturales.

Continuidad del yacimiento: En los yacimientos de tight gas, la evaluación de parámetros como el área de drenaje resulta una tarea muy difícil, esto se debe a que, pruebas de pozos convencionales no pueden ser utilizadas para esta tarea, ya que se requieren de largos tiempos para alcanzar un flujo radial debido a sus permeabilidades extremadamente bajas. Las pruebas de pozo como tal, ganan especial relevancia a la hora de determinar otros parámetros como la presión inicial (Pi), permeabilidad y daño.

Capas del yacimiento: Un yacimiento de tight puede ser descrito como un sistema de capas. Al igual que como se hace en un yacimiento convencional, es necesario caracterizar todas las capas que se encuentran por encima, dentro y debajo de la zona productora.

⁵⁸ Hamada, G.M., (2008) "Petrophysical properties Evaluation of Tight Gas Sand Reservoirs Using NMR and Conventional Openhole Logs" SPE paper 114254. p. 1.

⁵⁹ Forsyth D. et al, (2011) "Tight gas petrophysical challenges in saudí aramco" SPE paper 149048. p. 2.

⁶⁰ Holditch Stephen A, (2006) "Tight gas sands" SPE paper 103356. p. 90

5.2 Parámetros para la Caracterización

Debido a las técnicas usadas para medir propiedades como la porosidad, permeabilidad, saturación, presión capilar en los shales, pueden ser aplicadas de igual manera en las arenas tipo tight, en esta sección se mostrarán otras correlaciones, técnicas recomendables y condiciones usadas para arenas apretadas diferentes a las explicadas en el capítulo de shales, teniendo en cuenta que hay propiedades que no se evalúan para los dos tipos de yacimientos. Como por ejemplo los fenómenos de adsorción que no aplican para este tipo de acumulaciones.

En particular las propiedades de enfoque para una evaluación efectiva de rocas tight gas son las siguientes⁶¹:

- Porosidad
- Saturación
- Permeabilidad y definición del net pay

5.2.1 Porosidad. La porosidad en los yacimientos tipo tight se dividen en porosidad primaria y secundaria, la porosidad de la matriz detrítica, la microporosidad y la porosidad asociada a fracturas. A su vez, la porosidad efectiva de estos yacimientos es mucho menor que la porosidad total debido a la diagénesis, por lo tanto la magnitud y el tipo de la diagénesis es un factor clave en esta propiedad.

Comúnmente todas las técnicas están asociadas a dos o tres medidas para su determinación como se muestra en la Ecuación 90, donde V_b representa el volumen total de la roca, V_m el volumen de la matriz y V_p el volumen de los poros (Amyx, Bass y Whiting, 1960).

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_p}{V_m + V_p} = \frac{V_b - V_m}{V_b} \quad (90)$$

La determinación de estos volúmenes se realiza por medio de métodos de expansión del gas que utilicen la ley de Boyle ya que son los más precisos para este tipo de yacimientos.

⁶¹ Forsyth et al. *Op. cit.*, p.2.

5.2.2 Saturación. Las medidas de saturación de gas poseen cierto grado de dificultad debido a la baja porosidad de estos yacimientos, lo que genera un mayor tiempo en los análisis de laboratorio y problemas en la calibración.

Por otro lado, la determinación de la saturación de agua irreducible es importante para cualquier formación productora, ya que la calidad de la roca se deteriora al incrementar este valor, que a su vez viene asociado al incremento del contenido de arcillas.

5.2.3 Permeabilidad. En el caso de las arenas tipo tight se presentan fenómenos que conllevan a que la implementación de la ley de Darcy no sea adecuada y por lo tanto, se generen errores significativos en las estimaciones de permeabilidad. Estos fenómenos son:

Deslizamiento del gas⁶²: Este efecto ocurre cuando el radio promedio de las gargantas porales se acerca al tamaño del camino libre medio de las moléculas de gas, lo que causa que la velocidad individual de las moléculas de gas se aceleren o se deslicen cuando contactan la superficie de la roca (Amyx, Bass y Whiting, 1960). Este fenómeno es de gran relevancia en las arenas apretadas caracterizadas por gargantas porales muy pequeñas.

Klinkenberg desarrolló una correlación para determinar la permeabilidad, la cual considera el deslizamiento del gas.

$$k = k^{\infty} (1 + b\sqrt{p}) \quad (91)$$

Donde k^{∞} es la permeabilidad corregida klinkenberg y b es el factor de deslizamiento del gas.

Efecto inercial⁶³: Ocurre a altas tasas de flujo y es el resultado del flujo convectivo a medida que las partículas del fluido se mueven a través de las tortuosas gargantas porales de la roca de diferentes tamaños. A diferencia del flujo Darcy en estado estable, los efectos inerciales se manifiestan por un incremento en el cambio de la presión sin dar a su vez un incremento proporcional de la velocidad del fluido. Este cambio de presión adicional está asociado con la disipación de la energía inercial a

⁶² Rushing J.A. et al, (2008) "Rock typing-keys to understanding productivity in tight gas sands" SPE paper 114164. p. 11.

⁶³ *Ibíd.*, p. 11

medida que las partículas del fluido aceleran mientras pasan por las gargantas porales pequeñas y desaceleran cuando atraviesan grandes áreas.

Diferentes grupos de investigadores (Fancher, et al., 1933; Johnson y Taliaferro, 1938; Green y Duwez, 1951) han concluido que los efectos inerciales pueden llegar a ser modelados utilizando la ecuación desarrollada por Forchheimer (1901).

$$\frac{dp}{dx} = -\frac{\mu}{k}vx + \beta\rho(vx)^2 \quad (92)$$

La ecuación indica que en el flujo de un fluido de una única fase a través de un medio poroso, tanto las fuerzas viscosas como las inerciales contrarrestan la fuerza externa aplicada (Geertsma, 1974). El segundo término de la ecuación que representa las fuerzas inerciales, se vuelve más significativo a medida que la velocidad del fluido se incrementa. Caso contrario al primer término, el cual representa las fuerzas viscosas, que dominan cuando las tasas de flujo son bajas. Si las fuerzas inerciales no fueran tenidas en cuenta, el modelo se regiría bajo la ley de Darcy.

La permeabilidad en rocas de baja porosidad, como lo son los yacimientos tipo tight, presenta una alta dependencia de la presión y los esfuerzos a condiciones in-situ del yacimiento por lo tanto, se ve afectada por la declinación de la presión a medida que se produce el gas, por lo que es importante que en las pruebas de laboratorio se recreen estas condiciones.

Para mejorar la evaluación de la permeabilidad en los yacimientos tipo tight se puede realizar lo siguiente:

Resolución incrementada de las medidas de núcleos de baja permeabilidad:

Inicio de un programa de re-medición en la selección de muestras representativas utilizando la técnica pulse decay la cual es más apropiada para yacimientos de baja calidad.

Mejor categorización de las propiedades del yacimiento utilizando Rock

Typing: La técnica Rock Typing envuelve el agrupamiento específico de rangos, obtenida de la información de registros, dentro de distintas categorías para designar tipos de roca, lo que mejora la consistencia.

6. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LOS YACIMIENTOS TIPO TIGHT

6.1 Porosidad

En el caso de los plugs de tight gas utilizados en la determinación de la porosidad y la permeabilidad, las cuales dependen del esfuerzo neto que experimenta la roca a condiciones de yacimiento, estos deben estar bajo diferentes valores de esfuerzo con el fin de entender el comportamiento a medida que el gas es producido y la presión disminuye, ya que para rocas de baja porosidad este efecto tiene gran repercusión en la permeabilidad⁶⁴.

Ahora bien, los métodos de laboratorio más utilizados, de los cuales se puede derivar la porosidad en las arenas tipo tight, son:

Análisis de difracción de rayos X (XRD): Todos los materiales con una estructura cristalina, especialmente las arcillas y los shales, exhiben un patrón de difracción de rayos X el cual permite identificar la composición de la roca a partir de las características de la energía difractada, de lo cual puede derivarse a su vez la estructura atómica mineral.

Existen dos análisis XRD típicos requeridos en las muestras, las cuales son el de tamaño completo, el cual es preciso para cantidades minerales mayores al 10 por ciento y permite identificar los volúmenes relativos de la estructura primaria de granos, carbonatos y arcillas; por otro lado el de tamaño de las partículas de arcilla, permite evaluar la porción más fina de la muestra, y es recomendada para identificar el tipo y cantidad de los componentes minerales arcillosos⁶⁵. Por lo tanto el volumen de arcillas presente es determinado a partir de una comparación entre los dos análisis.

Microscopía electrónica de barrido (SEM): Este análisis permite la evaluación tanto del sistema de poros y su grado de conectividad como también el sistema de las gargantas porales, contribuyendo a su vez con la información referida a la mineralogía, contenido de arcilla, la cementación y llenado de los poros, identificación de fracturas naturales, las características de la diagénesis y el contenido fósil⁶⁶.

⁶⁴Holditch Stephen A, (2006) "Tight gas sands" SPE paper 103356. p. 89,90.

⁶⁵Rushing J.A. et al, (2008) "Rock typing-keys to understanding productivity in tight gas sands" SPE paper 114164. p10.

⁶⁶Ibid., p. 10.

Medidas de presión capilar por inyección de mercurio: Uno de los métodos de laboratorio utilizados para la determinación de la geometría poral (particularmente el tamaño, distribución y gargantas de poro⁶⁷) es el “*Mercury Injection Capillary Pressure*” de alta presión (0-60000 psi). La tasa de incremento de los valores de presión que se generan con esta prueba puede ser utilizada para la caracterización con respecto al tamaño y distribución (clasificación) de los poros (Rushing, 2008).

Medición de porosidad usando registros: Se ha implementado la combinación de medidas obtenidas de herramientas wireline (registros) para la determinación de la porosidad tales como la densidad total, obtenida de la herramienta de density; el tiempo de viaje sónico, que determina la rigidez y la densidad de la roca; y el índice de hidrógeno de la roca, obtenida a partir de la herramienta de neutrón que responde a los hidrocarburos y al agua presente en el espacio poral. A su vez, se realizan estimaciones del contenido de arcillas presentes, así como también su clasificación en la roca a través del espectroscopio Gamma Ray que mide la proporción Uranio-Potasio-Torio en los minerales.

Por lo general en el conjunto de registros nombrado anteriormente se incluye un registro de resonancia magnética nuclear (NMR) el cual provee una estimación alternativa de la porosidad total y la porosidad relacionada con las arcillas. Así, las medidas obtenidas de esta combinación de registros son entonces evaluadas utilizando una mezcla de reglas o graficas de cruce estándar, permitiendo la estimación de la porosidad para cada herramienta corrida o para la combinación de ellas.

En un yacimiento de tight gas pueden presentarse intervalos de roca convencional, los cuales en este enfoque son evaluados y discriminados para la determinación de la porosidad ya que pueden afectar su valor, así a través de este proceso se obtiene una estimación precisa con un error de aproximadamente +- 5% de la porosidad verdadera⁶⁸.

Aunque la integración de los registros de rutina y el NMR proveen buenas estimaciones de la porosidad en yacimientos tipo tight, existen ciertos factores que afectan esta precisión, algunos de ellos se mencionan a continuación:

- Los resultados de los registros se ven altamente influenciados por las variaciones en la composición de la matriz (tipo y cantidad mineral) debido a que la proporción de la porosidad comparada con la matriz es muy pequeña.
- Las rocas tipo tight tienen un alto grado de sobrecarga diagenética de cementación, mineralización y variabilidad de arcilla.

⁶⁷Ibíd., p. 10.

⁶⁸Forsyth D. et al, (2011) “Tight gas petrophysical challenges in saudí aramco” SPE paper 149048. p.3.

- Cuantificación de los volúmenes de arcilla.
- Las condiciones del pozo y las características del lodo frecuentemente afectan los resultados, particularmente en registros Gamma Ray.

Por lo tanto, para evitar que la estimación de la porosidad se vea afectada y para mejorar su evaluación se han tomado medidas como⁶⁹:

Uso de registros wireline basados en la predicción mineral: Las nuevas herramientas Neutron Induced Elemental Spectroscopy (EST) ofrecen mejorar la cuantificación de los minerales presentes en una formación, así como también las medidas de potasio, aluminio, sulfuro, etc. en la formación.

Uso de registros avanzados de lodo: Desarrollo de técnicas de registros de lodo para obtener información a partir de recortes.

Medidas de gravedad: La medida de la gravedad de la tierra en diferentes puntos de un pozo permite medir directamente la macro-densidad de la formación entre los puntos de medición. A su vez, si la composición mineral es conocida, se puede derivar la porosidad total de la formación.

Sistemas mejorados de lodo: Factores como lo son el lodo y las condiciones del pozo pueden afectar severamente la estimación de la porosidad y la evaluación mineral/arcilla, por lo tanto se han venido utilizando sistemas de lodo de formiato (Formiato de potasio particularmente), el cual invade la formación profundamente e incrementa fuertemente la activación del potasio, el cual es clave para la clasificación de arcillas. Sin embargo, la corrección de este efecto es problemático, particularmente si la respuesta de potasio en la formación es pequeña comparada con el efecto de lodo. En respuesta a esto se han contemplado diferentes sistemas de lodo.

⁶⁹ *Ibíd.*, p. 3

6.1.1 Cálculo de Porosidad a partir de Registros

Porosidad Density-Magnetic Resonance (DMR)

La determinación de la porosidad en las formaciones apretadas tradicionalmente se realiza mediante la implementación ya sea de registros density o de registros neutrón, los cuales después de ser corridos dentro del pozo requieren correcciones, además de que la lectura obtenida es la porosidad total y está influenciada por la litología y los fluidos de la formación.

Por otro lado, los registros NMR proveen lecturas de porosidad que no dependen de la litología e incluye solo los fluidos producibles así como la saturación de agua crítica. Una ventaja que presenta este tipo de registro en comparación a los tradicionales es el hecho de que bajo condiciones de alta heterogeneidad con litología mixta o desconocida, las mediciones de porosidad son altamente confiables^{70,71}.

Freedman et al.(1998) propusieron un método alternativo para determinar tanto la porosidad de la formación corregida como la saturación de agua en la zona lavada, la cual consiste en la combinación de la porosidad leída del registro density y la porosidad NMR⁷².

$$\frac{\varnothing_{\text{CORE}}}{\varnothing_{\text{NMR}}} = A * \frac{\varnothing_{\text{D}}}{\varnothing_{\text{NMR}}} + B \quad (93)$$

Siendo A y B constantes donde

$$A + B = \frac{\alpha}{\beta + \alpha} + \frac{\beta}{\beta + \alpha} = \frac{\beta + \alpha}{\beta + \alpha} = 1 \quad (94)$$

Donde α y β son asumidas como constantes y están dadas por

$$\beta = \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_m - \rho_L} \quad (95)$$

⁷⁰Coates G.R., Menger S., Prammer M, Miller D., (1997) "Applying total and effective NMR porosity to formation evaluation" SPE paper 38736

⁷¹Riviere Ch, Roussel J.C., (1992) "Principle and potential of nuclear magnetic resonance applied to the study of fluids in porous media" Revue IFP, Vol. 47., p. 503-523.

⁷²Gharib M.H., Mahmoud A., Moustafa O., (2008) "Petrophysical Properties evaluation of tight gas sands reservoirs using NMR and conventional openhole logs" SPE paper 114254. p. 2-3.

$$\alpha = (1 - HI_g * P_g) \quad (96)$$

Dónde:

$\emptyset CORE$: Porosidad obtenida del núcleo

$\emptyset D$: Porosidad aparente del registro density

$\emptyset NM$: Porosidad de la herramienta NMR

ρL : Densidad del líquido (agua + filtrado)

ρg : Densidad del gas

ρm : Densidad del lodo

HI_g : Índice de hidrógeno

P_g : $1 - e^{\frac{-W}{T_{1,g}}}$: Factor de polarización

W : Tiempo de espera

$T_{1,g}$: Tiempo de relajación longitudinal del gas

El método DMR tiene la ventaja de evitar el uso de la densidad del fluido y el índice de hidrógeno a condiciones de yacimiento a la hora de realizar la corrección del gas. Otra ventaja es que podemos aumentar la velocidad a la que se realiza el registro ya que no necesitamos una completa polarización para el gas⁷³.

6.2 Saturación

Generalmente el volumen bruto de agua presente en el espacio poroso puede dividirse en el volumen de agua libre (BVW_f) y el volumen de agua en las fronteras o los límites límite (BVW_b), o en sus respectivas fracciones expresadas como saturación de agua libre (S_{wf}) y saturación de agua irreducible (S_{wirr}) como se muestra a continuación:

$$BVW = BVW_b + BVW_f \quad (97)$$

$$S_w = S_{wirr} + S_{wf} \quad (101)$$

Con respecto a las medidas de saturación, estas pueden ser obtenidas a través de información de registros que se basan en la combinación de porosidad y resistividad verdadera de la formación (R_t) en un adecuado modelo, donde el modelo más

⁷³Ibid., p. 3

simple es el desarrollado por Archie, el cual requiere el conocimiento de parámetros de la roca y fluido como: la resistividad del agua (R_w), el factor de litología (m) que representa la tortuosidad de la red poral relacionando la resistividad del agua con la porosidad, y el exponente de saturación (n) que relaciona la resistividad del agua y la saturación de hidrocarburos y del agua en los poros de la formación. A su vez, en la implementación de los registros también pueden utilizarse los datos del registro NMR para derivar la saturación, a través de la determinación de los exponentes m y n (y en algunos casos R_w) frecuentemente a condiciones de yacimiento, así como también se pueden combinar con otra información de hueco abierto para determinar modelos consistentes de porosidad-saturación⁷⁴.

Cuando el gas migra hacia la formación llena de agua, se espera que este ingrese en primera instancia en las zonas de mayor porosidad y permeabilidad ya que requieren de menor presión para romper la tensión superficial de la fase mojante en los poros más grandes, mientras que los poros de menor porosidad y permeabilidad son más difíciles de llenar ya que las gargantas de poro son más pequeñas y la tensión superficial del fluido mojante es consecuentemente mayor⁷⁵.

Para mejorar la evaluación de las saturaciones en yacimientos de tight gas, se pueden tomar las siguientes medidas:

- Incrementar la información de m y n en rocas de baja porosidad y permeabilidad:
- Técnicas de desorción de vapor: (Lord Kelvin) La presión parcial del vapor en el líquido está relacionada a la curvatura de una gota en la interfase vapor-líquido, lo cual a su vez puede estar relacionado a la presión capilar y la saturación de los yacimientos tipo tight. La técnica es simple y utiliza un horno de humedad controlada para variar las presiones capilares para presiones equivalentes en la inyección de mercurio.
- Técnicas digitales: Las técnicas digitales de roca se refieren a micro tomografías de las muestra, utilizando a su vez un modelamiento matemático para derivar varios parámetros petrofísicos a través de la imagen. Esta técnica ofrece una determinación más rápida y no destructiva de m y n . Esta técnica está bajo investigación.

⁷⁴Merker Richard, (2006) "Integrated petrophysical models in tight gas sands" SPWLA-2006-P. p. 1.

⁷⁵Forsyth D. et al, (2011) "Tight gas petrophysical challenges in saudí aramco" SPE paper 149048. p. 5.

- Incrementar la base de datos de las mediciones de presión capilar en ambientes de baja porosidad y permeabilidad
- Registros avanzados de lodo: Es necesaria la implementación de técnicas mejoradas de identificación del gas durante las etapas tempranas de las actividades de perforación.

6.3 Permeabilidad

6.3.1 Determinación de la Permeabilidad Usando NMR. Diferentes técnicas de interpretación permiten el cálculo de la permeabilidad. Una de estas técnicas es la ecuación de Coates (Coates et al, 1999), la cual utiliza los datos suministrados por el NMR para calcular los valores de permeabilidad.

$$K = \left[\left(\frac{\phi}{a} \right)^2 * \frac{FFI}{BVI} \right]^b \quad (98)$$

Dónde:

FF:Índice de fluido libre

BVI:Volumen de fluido de frontera

Los parámetros a y b de la ecuación de Coates se calculan a partir de la comparación de los datos medidos en los núcleos (usando una variedad de valores de permeabilidad) con el FFI/BVI derivado del análisis del espectro T2 de los registros NMR. Otra prueba para medir la permeabilidad en los núcleos es la prueba de Klinkenberg, que permite calcular una permeabilidad corregida de klinkenberg⁷⁶.

⁷⁶ Spain D.R., Liu S., Devier C.A, (2011) "Petrophysical rock typing of tight gas sands-beyond porosity and saturation: example from the cotton valley formation, east Texas" SPE paper 142808. p. 4

6.3.2 Bulk gas- Magnetic Resonance Permeability (KBGMR). En la industria dos modelos son ampliamente usados para calcular la permeabilidad a partir de registros NMR, ellos son el modelo de Kenyon y el modelo de Timer-Coates⁷⁷.

Modelo de Kenyon

$$K = c * (\phi NMR)^a * (T2)^b \quad (99)$$

Modelo de Timer-Coates

$$K = (\phi NMR/c)^a * (BMW/BVI)^b \quad (100)$$

Para ambos casos a, b y c son valores usados para la calibración del modelo.

El modelo de Kenyon por un lado es afectado por el gas y el filtrado de los lodos base aceite. Por otro lado, el modelo de Timer trabaja bien en yacimientos de gas, pero es afectado por la incertidumbre de los valores de corte de BVI (volumen aparente irreducible) y la alteración de la mojabilidad por el filtrado del lodo base aceite. Un caso insatisfactorio al usar el modelo de Timer-Coates, se da cuando éste es usado para calcular la permeabilidad de arenas tight que son heterogéneas y presentan alto contenido de arcillas; esto se debe al efecto de las facies de la roca y la variación significativa de los valores de T2 para la misma facie.

Debido a que ambos métodos bajo ciertas condiciones específicas no arrojan resultados confiables, además de que estos se ven afectados por la presencia de hidrocarburos, el desarrollo de un nuevo modelo para evaluar la permeabilidad es esencial.

A raíz de esto, Hamada et al⁷⁸, desarrollaron una técnica denominada “Bulk Gas Magnetic Resonance Permeability” o KBGMR por sus siglas en inglés, la cual, aún si es nueva, es utilizada única y exclusivamente en yacimientos de gas aprovechando que el volumen de gas de re entrada presente en la zona de nivelación después del cake del lodo es una función de la permeabilidad⁷⁹. En este método, la permeabilidad se deriva a partir de relaciones empíricas entre la porosidad de los registros NMR y los valores promedio de los tiempos de relajación

⁷⁷ Gharib M.H., Mahmoud A., Moustafa O., (2008) “Petrophysical Properties evaluation of tight gas sands reservoirs using NMR and conventional openhole logs” SPE paper 114254. p. 3-4

⁷⁸ Hamada, G.M., Abushanab, M.A., Oraby, M.E., (2008) “New NMR approach evaluates tight gas sand reservoirs”, *Oil & Gas J. June 2. p. 46-53.*

⁷⁹ Moustafa E., Gharib M.H., (2009) “Petrophysical properties determination of tight gas sands from NMR data using artificial neural network” SPE paper 118788. p. 2.

T2. Este modelo puede no ser válido en las zonas de transición (se necesita un mayor estudio) y es afectado por la movilidad del fluido en la zona invadida, especialmente en el caso de que se cambien las propiedades del filtrado del fluido.

Una interpretación estándar del espectro T2 derivado de una muestra de arenisca de Tight Gas, des-saturada y saturada completamente por salmuera es mostrada en la Figura 26.

El área debajo de la curva obtenida de la muestra 100% saturada con salmuera es asociada con la porosidad total y esta es subdividida en dos componentes- el índice de fluido libre (FFI) y Volumen de fluido de frontera (BVI). FFI denota la proporción de porosidad que soportará el flujo; BVI denota la proporción de porosidad que es muy pequeña para apoyar el flujo⁸⁰.

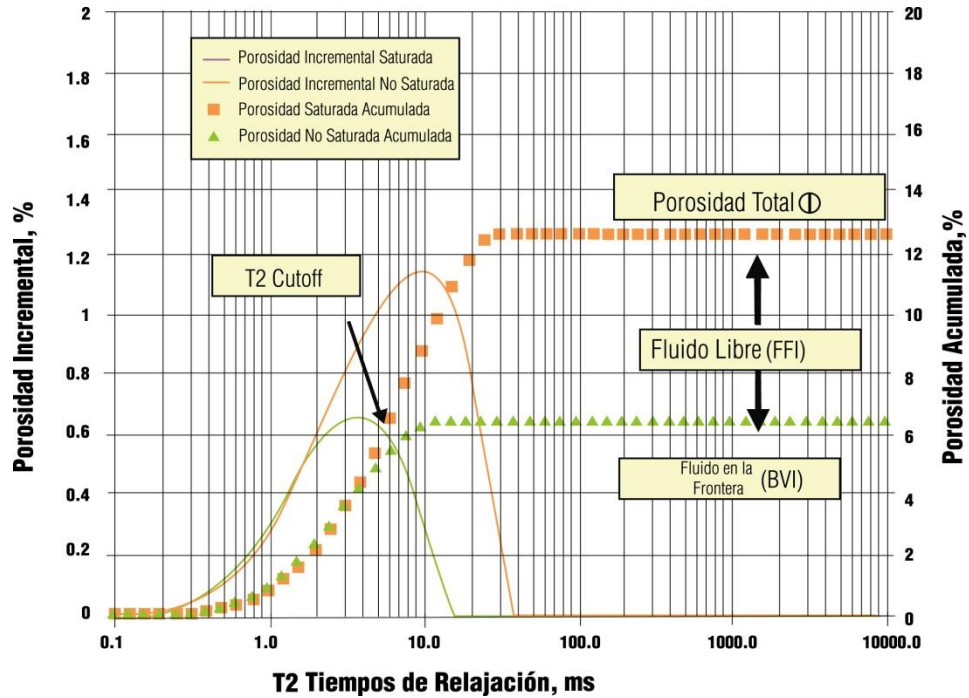
La permeabilidad derivada de la NMR está basada en el volumen total de gas (BG) en la zona de invasión. Esta es la diferencia entre la porosidad DMR (Density magnetic resonance) y la porosidad NMR⁸¹.

$$BG \text{ volume} = \phi_{DMR} - \phi_{NMR} \quad (101)$$

⁸⁰Spain D.R., Liu S., Devier C.A, (2011) "Petrophysical rock typing of tight gas sands-beyond porosity and saturation: example from the cotton valley formation, east Texas" SPE paper 142808. p. 3.

⁸¹Moustafa E., Gharib M.H, (2009)" Petrophysical properties determination of tight gas sands from NMR data using artificial neural network" SPE paper 118788. p. 2.

Figura 21: Espectro estándar T2 derivado de registros NMR



Tomado de: Spain D.R., Liu S., Devier C.A, (2011) "Petrophysical rock typing of tight gas sands-beyond porosity and saturation: example from the cotton valley formation, east Texas" SPE paper 142808

La relación puede ser normalizada dividiendo el volumen de gas por la porosidad total DMR para que sea igual a la saturación de gas en la zona de nivelación (S_{gxo}).

$$S_{gxo} = (\phi_{DMR} - \phi_{NMR}) / \phi_{DMR} \quad (102)$$

$$KBGMR = 0.18 * 10^{6.4 * S_{gxo}} \quad (103)$$

Por otro lado, hay muchos tipos de pruebas de pozo pre fractura a hueco abierto y hueco revestido donde su objetivo principal es estimar la presión inicial del yacimiento así como la permeabilidad. Algunas de las pruebas de hueco abierto más importantes incluyen el DST (DrillStem Test) y las pruebas de formación con wireline como RFT (Prueba de formación de repetición), MDT (Prueba dinámica modular), RCI (Instrumentos de caracterización de yacimientos) y FRA (Analizador de la tasa de formación).

6.4 Registros

A la hora de evaluar un yacimiento de arenas tipo tight, los registros a hueco abierto ofrecen una manera económica y completa para dicha labor. Este tipo de acumulaciones, caracterizadas por su baja permeabilidad y porosidad, requieren de un paquete de registros mínimos que contiene⁸²:

- Registro SP
- Registro Gamma Ray
- Registro Density
- Registro Neutron
- Registro Sónico
- Registro de Inducción Dual

Los registros en general, se aprovechan del hecho de que la permeabilidad de la formación está influenciada por el tamaño, forma y continuidad de los poros, así como también por la porosidad. Como tal, la permeabilidad puede ser determinada a partir de los gradientes de resistividad, los modelos de permeabilidad basados en porosidad y saturación de agua irreducible, el tester de la formación (FT), y los registros NMR⁸³.

6.4.1 Registros NMR. El estudio de los tiempos de relajación que se calculan en este tipo de registro permite determinar otros parámetros petrofísicos como la permeabilidad, presión capilar, la distribución de los tamaños de poro y permite la identificación de hidrocarburos en la zona de estudio.

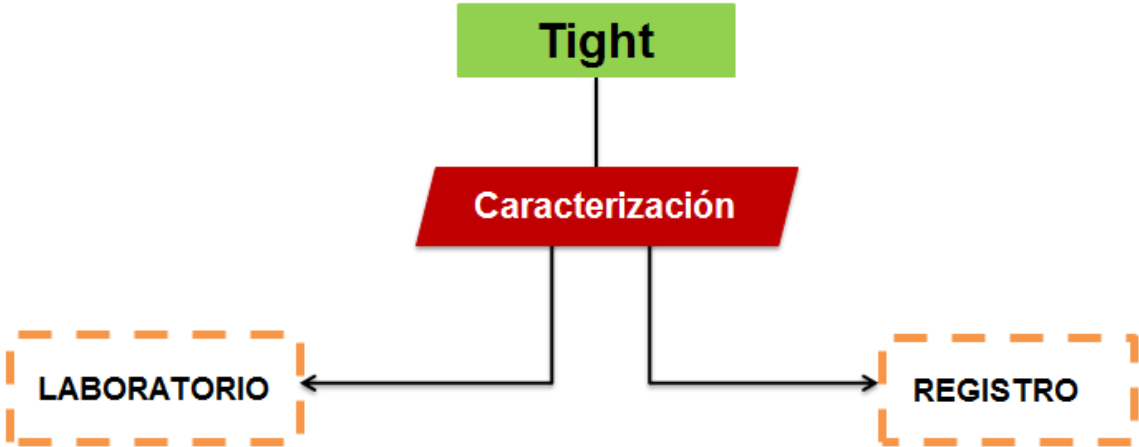
Para los registros NMR, grandes tiempos de relajación típicamente son asociados principalmente con poros grandes y bien conectados. Por el contrario, a cortos tiempos de relajación, los picos tienden a caer, representando cuerpos porosos progresivamente más pequeños. Cuando laminaciones de shale están presentes o cuando la arena está bien cementada, habrán picos menores a tiempos de relajación cortos que están asociados con la micro-porosidad. Frecuentemente, un pico pequeño a grandes tiempos de relajación complica el análisis.⁸⁴

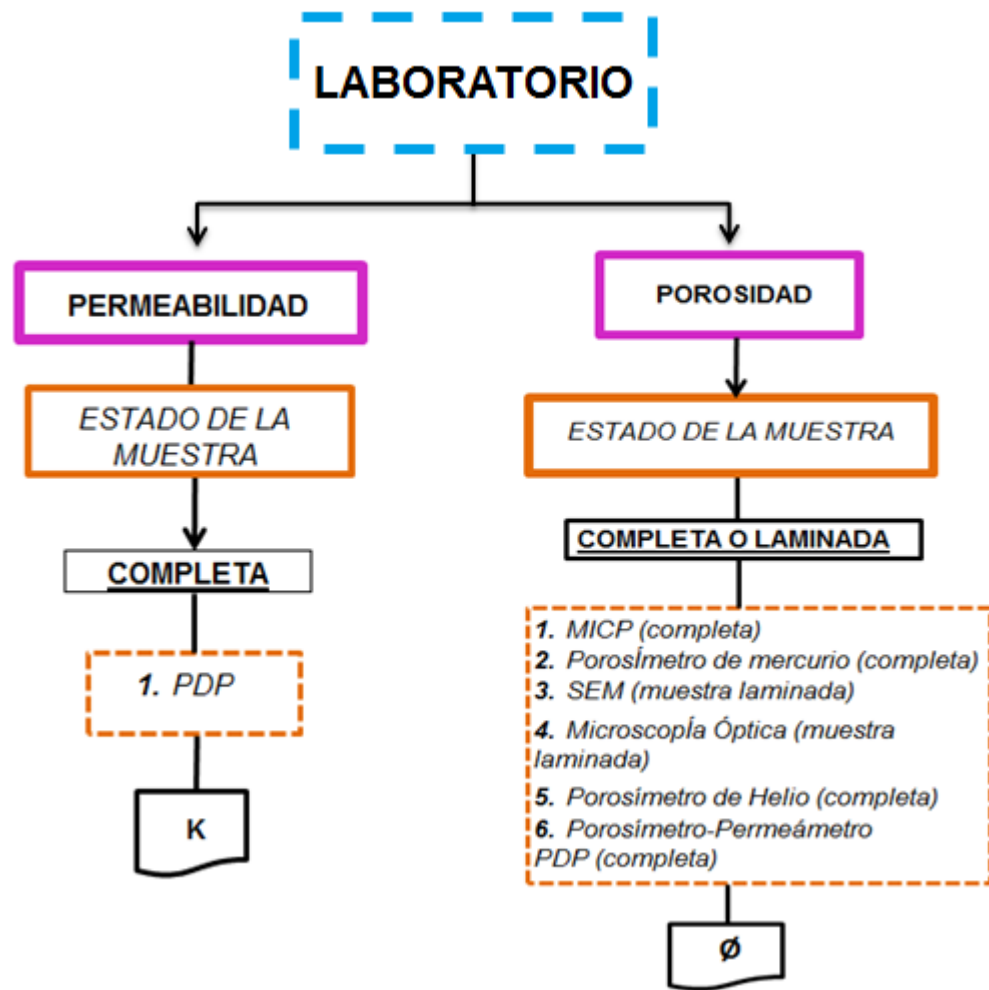
⁸²Holditch Stephen A, (2006) "Tight gas sands" SPE paper 103356. p. 89.

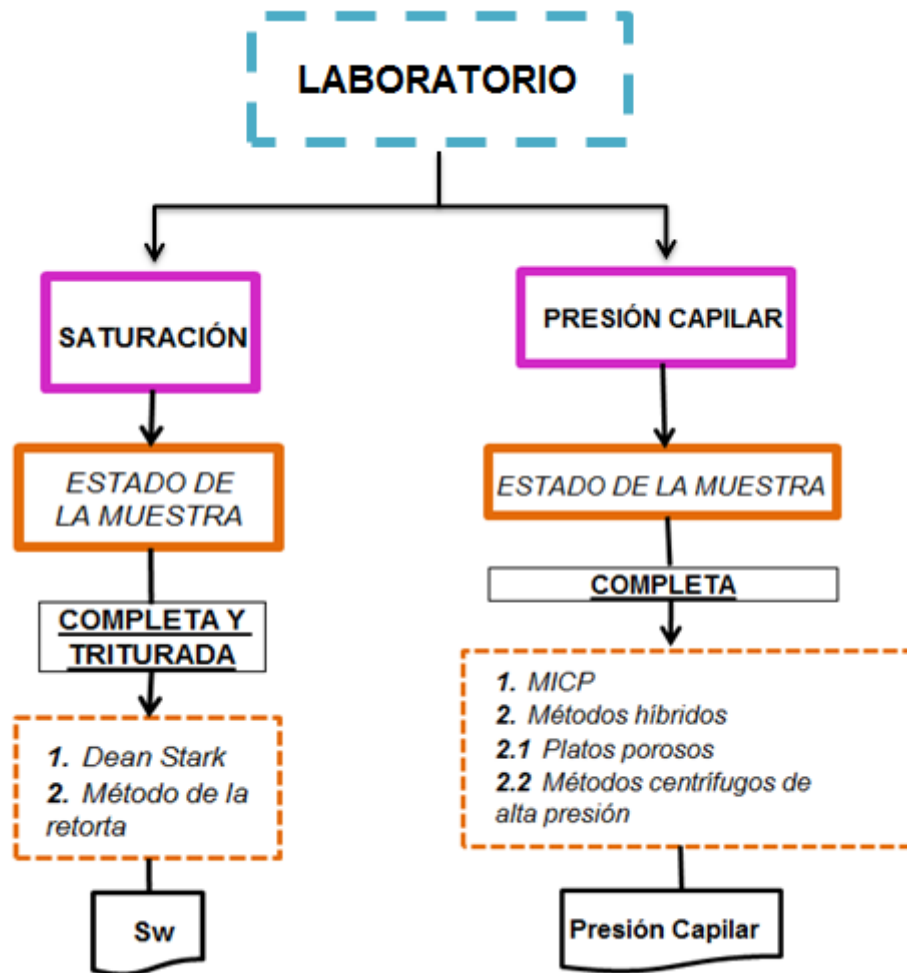
⁸³Moustafa, Gharib. Op. cit., p. 1.

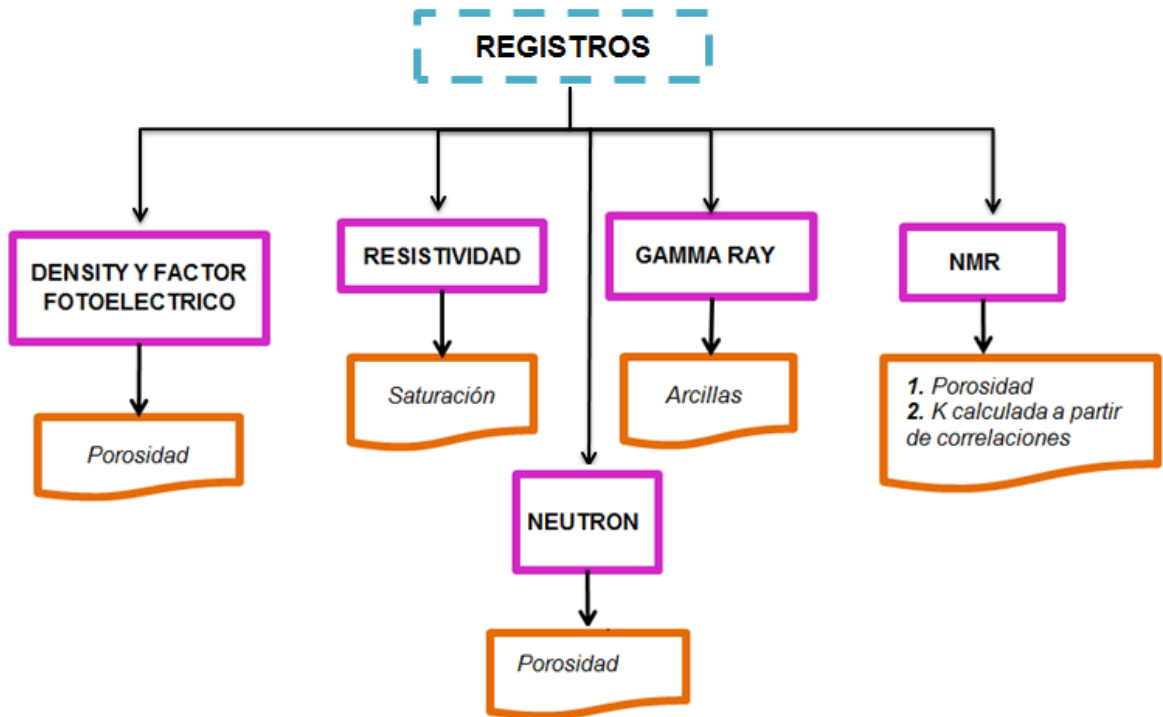
⁸⁴Spain D.R., Liu S., Devier C.A, (2011) "Petrophysical rock typing of tight gas sands-beyond porosity and saturation: example from the cotton valley formation, east Texas" SPE paper 142808. p. 3.

6.5 Diagrama de flujo para la caracterización petrofísica de un yacimiento de arenas apretadas









7. RANGOS DE VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y PETROQUÍMICAS DE LOS YACIMIENTOS TIPO SHALE, CBM, Y TIGHT

7.1 Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas Y Petrofísicas de un Yacimiento Tipo Shale

Tabla 9: Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas y Petroquímicas de un Yacimiento tipo Shale

RANGOS DE VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y GEOQUÍMICAS DE UN CBM	
PROPIEDADES PETROFÍSICAS	RANGO DE VARIACIÓN
<i>Porosidad efectiva</i>	$1\% < \Phi_e < 5\%$
<i>Permeabilidad</i>	$0.1 \text{ md} < K < 100 \text{ md}$
PROPIEDADES GEOQUÍMICAS	RANGO DE VARIACIÓN
<i>TOC</i>	$TOC > 50 \text{ wt}\%$
<i>Maduración</i>	$0.5\% < R_o < 1.6\%$

7.2 Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas y Petroquímicas de un CBM

Tabla 10: Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas y Petroquímicas de un CBM

RANGOS DE VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y GEOQUÍMICAS DE UN SHALE	
PROPIEDADES PETROFÍSICAS	RANGO DE VARIACIÓN
<i>Porosidad efectiva</i>	$1\% < \Phi_e < 6\%$
<i>Permeabilidad</i>	$1 \times 10^{-4} \text{ md} < K < 0.04 \text{ md}$
<i>Saturación de agua inicial</i>	$8\% < S_{wi} < 12\%$
PROPIEDADES GEOQUÍMICAS	RANGO DE VARIACIÓN
<i>TOC</i>	<i>Shales Biogénicos</i> <10 wt%
	<i>Shales Termogénicos</i> >2 wt%
<i>Maduración</i>	$0.55\% < R_o < 1.3\%$

7.3 Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento Tipo Tight

Tabla 11: Rangos de Variación de las Propiedades Petrofísicas de un Yacimiento tipo Tight

RANGOS DE VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE UN TIGHT	
PROPIEDADES PETROFÍSICAS	RANGO DE VARIACIÓN
<i>Porosidad efectiva</i>	$3\% < \Phi_e < 6\%$
<i>Permeabilidad</i>	$1 \times 10^{-3} \text{ md} < K < 1 \times 10^{-1} \text{ md}$
<i>Saturación de agua inicial</i>	$S_{wi} < 50\%$

8. CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y PETROQUÍMICAS NECESARIAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL DE GAS USANDO HERRAMIENTAS SOFTWARE EN EXCEL

En las hojas de cálculo de Excel, se ingresaron algunas fórmulas que nos permiten el cálculo de propiedades petrofísicas y petroquímicas, con el objetivo de calcular los recursos de un yacimiento. Cabe resaltar que las fórmulas utilizadas para el cálculo de determinada propiedad varían según la información disponible del yacimiento y según el autor que las desarrolló, las cuales son nombradas y referenciadas en este libro. A continuación se mostraran imágenes de las hojas de cálculo como muestra del trabajo realizado:

8.1 YACIMIENTOS TIPO SHALE GAS

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following content:

SHALE GAS

FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE GAS

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

CHRISTIAN CAMILO VELASCO MARIN
MARIA CAMILA REY MORÓN

Directora: HELENA MARGARITA RIBÓN BARRIOS, Ingeniera de Petróleos, M.S.c.
Co – Director: ARISTÓBULO BEJARANO, Ingeniero de Petróleos, W., MGT.

CONSTRUIMOS FUTURO

Variables modificables, Variables no modificables, Resultado final- no modificable

CÁLCULO DEL OGIP

$$GIIP_{total} = G_{CT} * \rho * A * h * C$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Contenido de Gas total	G _{CT}	55	sfc/ton
Densidad promedio de la formación en h	ρ	2.2	g/cm ³

SHALE GAS

CONTENIDO DE GAS A PARTIR DE TOC

$$G_c = KG11 * TOC\%$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Rango de factor de conversión del gas desde 5-15, Estándar = 9	KG11	9	-
Carbono organico total	TOC%	3	%
Contenido de gas	G_c	27	Scf/ton

CONTENIDO DE GAS - CORRELACIONES EMPÍRICAS

$$\Delta G_{cm} = \left(203.1 G_{ci} \sqrt{\frac{D}{z}} \sqrt{t} \right) - G_{eL}$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Contenido de gas inicial (o total),	G_{ci}	1	scf/ton

adsorbido

TOC Y KERÓGENO POROSIDAD SATURACIÓN PERMEABILIDAD CONTENIDO DE GAS OGIP

26	Contenido de Gas total	G_{ci}	
27	Densidad promedio de la formacion en h	ρ	

TOC Y KERÓGENO POROSIDAD SATURACIÓN PERMEABILIDAD CONTENIDO DE GAS OGIP

8.2 YACIMIENTO TIPO CBM

Microsoft Excel interface showing the 'FORMULAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL GAS EN SITIO' spreadsheet. The spreadsheet includes the following content:

CBM

FORMULAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL GAS EN SITIO

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

CHRISTIAN CAMILO VELASCO MARIN
MARIA CAMILA REY MORÓN

Directora: Go – Director:

HELENA MARGARITA RIBON BARRIOS Ingeniera de Petróleos, M.Sc. ARISTÓBULO BELJARANO Ingeniero de Petróleos, W., MGT.

Variables modificables Variables no modificables Resultado final- no modificable

GAS EN SITIO

$$GIP_{CBM} = KG6 * Gc * \rho * h * A * 3.281$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Gas adsorbido obtenido de isoterma o análisis del reporte del carbón	Gc	590.15	scf/ton
Densidad de la capa obtenida de registros			

Microsoft Excel interface showing the 'CORRECCIÓN DEL GAS EN SITIO' spreadsheet. The spreadsheet includes the following content:

CORRECCIÓN DEL GAS EN SITIO

Si Gc es una medición actual, las ecuaciones superiores suministrarán resultados razonables. Si Gc es para una muestra seca y libre de ceniza o un valor teórico, el GIP de la ecuación superior debe ser ajustado para representar el carbón actual usando la siguiente correlación:

$$GIP_{CBM} * (1 - V_{ash} - V_{wtr})$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Contenido de ceniza	Vash	0.10	Fracción en volumen
Contenido de humedad	Vwtr	0.37	Fracción en volumen
Gas en sitio	GIPCBM	11.26	Bcf

El gas recuperable puede ser estimado usando la curva de adsorción a presión de abandono (Ga) y reemplazando Gc en la ecuación de GIP por (Gc - Ga)

GAS RECUPERABLE

$$GAS_{Recuperable} = KG6 * (Gc - Ga) * \rho * h * A$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES

Microsoft Excel interface showing a table with the following content:

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR

Microsoft Excel interface showing the bottom navigation bar with the following content:

ESPACIAMIENTO DENSIDAD DE LA MATRIZ CARBÓN PROPIEDADES DEL CARBÓN CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO OGIP

8.3 YACIMIENTOS TIPO TIGHT

TIGHT GAS

FÓRMULA PARA LA DETERMINACIÓN DEL OGIP

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

CHRISTIAN CAMILO VELASCO MARIN
MARIA CAMILA REY MORON

Directora: HELENA MARGARITA RIBON BARRIOS Ingeniera de Petróleos, M.S.c
Co - Director: ARISTÓBULO BEJARANO Ingeniero de Petróleos, W., MGT.

Variables modificables Variables no modificables Resultado final- no modificable

CÁLCULO DEL OGIP - REGISTROS

$$GIIP_{total} = 43560 \cdot A \cdot h \cdot \phi_r \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \left(\frac{1}{Bg}\right) \cdot 10^{-9}$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Area	A	640	Acres

CÁLCULO DEL OGIP - REGISTROS

$$GIIP_{total} = 43560 \cdot A \cdot h \cdot \phi_r \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \left(\frac{1}{Bg}\right) \cdot 10^{-9}$$

VARIABLE	SIMBOLO	VALOR	UNIDADES
Area	A	640	Acres
Profundidad promedio	h	50	ft
Porosidad inicial total	ϕ_r	0.04	fracción
Saturación de agua inicial total	S_{wi}	0.85	fracción
Factor volumétrico de formación inicial	B_g	0.0053	Vol. en yacimiento/Vol. en superficie
Gas inicial total en sitio	GIIP total	1.58	Bcf

37

38

Porosidad Permeabilidad Saturación **OGIP**

lista

9. CONCLUSIONES

La caracterización petrofísica en los yacimientos tipo shale evalúa parámetros petrofísicos y geoquímicos, hallados a partir de análisis de laboratorio y registros.

En los yacimientos tipo Tight se evalúan solamente parámetros petrofísicos para su caracterización, los cuales son obtenidos a partir de pruebas de laboratorio y registros de pozos.

La caracterización petrofísica en yacimientos de metano asociado a mantos de carbón se centra en la determinación del rango del carbón, la porosidad, y la permeabilidad, obtenidos a partir de pruebas de laboratorio, registros de pozo, y pruebas de presión.

En los yacimientos tipo Tight el flujo de gas libre migra desde los poros hacia las fracturas, generadas tras el proceso de fracturamiento, para luego ser producido.

En los yacimientos tipo Shale a medida que se produce el gas libre disminuye la presión hasta alcanzar la presión de adsorción del gas, causando la liberación de este para posteriormente producirse.

En los yacimientos de CBM, el agua ocupa en su totalidad el sistema de cleats primarios y secundarios en etapas tempranas de producción. Cuando se alcanza la presión de adsorción, el gas se desorbe, causando el flujo de este desde los cleats de tercer y cuarto orden hacia los cleats primarios y secundarios para posteriormente producirse.

La finalidad de la unión y comparación de los datos obtenidos en laboratorio, registros y pruebas de presión, es estimar el original gas in place (OGIP) en los tres yacimientos no convencionales

En los yacimientos no convencionales trabajados, el parámetro más crítico que define la viabilidad del proyecto es la capacidad de almacenamiento saturado de hidrocarburos

Las propiedades petrofísicas necesarias para cada yacimiento planteado varían dependiendo de las condiciones in situ, por lo tanto, los rangos de variación son una aproximación general.

La herramienta software de Excel determina las propiedades requeridas para la caracterización petrofísica utilizando correlaciones basadas principalmente en registros.

Se recomienda aplicar la metodología diseñada para un caso de estudio en el cual se cuente con datos de registros y de núcleos a fin de poder obtener toda la información requerida y emplear la herramienta software de Excel

BIBLIOGRAFÍA

ABRAMS Michael A., RICHARDSON Allan, MANZANO-KAREAH Kim, D. Kesler Christopher. Development of a Predictive Resource Model for Shale Gas Systems (SGS). (EGI), de Utah, Salt Lake City, Utah University, Vol. 1., 2009. TRR No. 2007-50501491.

Aguilera Roberto, Sotelo Víctor, Burgos Carla, Arce Carolynna, Gomer Clemencia, Mojica Jairo, Castillo Hardany, Ra Geología E.U, ANH, "Organic Geochemistry Atlas of Colombia" Departamento de Geociencias, Universidad Nacional De Colombia Vol. 14, Diciembre Del 2010

AGUILERA, Roberto. Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas to Tight Oil to Shale Oil Reservoirs. SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference. [Online] SPE-165360-MS. Monterey, California, USA, 19-25 April,2013. Available from: OnePetro.

AGUILERA, Roberto; HARDING, Thomas. GFREE Research Program. SPE Annual Technical Conference and Exhibition 2011. [Online] SPE-147282-MS. Denver, Colorado, USA, 30 October-2 November. Available from: One Petro.

CLARKSON, Christopher; JENSEN, Jerry; BLASINGAME, Tom. Reservoir Engineering for Unconventional Reservoirs: What Do We Have to Consider?. North American Unconventional Gas Conference and Exhibition 2011. [Online] SPE-145080-MS. The Woodlands, Texas, USA, 14-16 June, 2011. Available from: One Petro.

CUI, Xiaojun; BUSTIN, R. Marc; BREZOVSKI, Ron; NASSICHUK, Brent; GLOVER, Ken; PATHI, V. A New Method To Simultaneously Measure In-Situ Permeability and Porosity Under Reservoir Conditions: Implications for Characterization of Unconventional Gas Reservoirs. Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference 2010. [Online] SPE-138148-MS. , Calgary, Alberta, Canada, 19-21 October, 2010. Available from: One Petro.

ELSHAFEI, Moustafa; HAMADA, Gharib. Petrophysical Properties Determination of Tight Gas Sands from NMR Data Using Artificial Neural Network. SPE Western Regional Meeting 2009. [Online] SPE-118788-MS. San Jose, California, USA, 24-26 March, 2009. Available from: One Petro.

FORSYTH, David; MUSHARFI, Nedhal; Marzooq, Anas. Tight Gas Petrophysical Challenges in Saudi Aramco. SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition 2011. [Online] SPE-149048-MS. Al-Khobar, Saudi Arabia, 15-18 May, 2011. Available from: One Petro.

GLORIOSO, Juan; RATTIA, Aquiles. Unconventional Reservoir: Basin Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition 2012. [Online] SPE-153004-MS. Vienna, Austria, 20-22 March, 2012. Available from: One Petro.

GUTIÉRREZ Ludy Amparo, MOLINA Luz Diana. Definición del potencial de hidrocarburos a partir de datos de geoquímica y registros de pozos usando simulación Monte Carlo. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga Santander: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2015.

HALLIBURTON. Coalbed Methane: Principles and practices. [online] [Houston, Texas E.U] Halliburton Company, 2008. [cited: 13 Dec. 2015] Available from Internet:

http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Books_and_Catalogs/web/CBM/CBM_Book_Intro.pdf

HAMADA, Gharib; ABUHANAB, Mahmoud; ORABY, Moustafa. Petrophysical Properties Evaluation of Tight Gas Sand Reservoirs Using NMR and Conventional Openhole Logs. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2008. [Online] SPE-114254-MS. Perth, Australia, 20-22 October, 2008. Available from: One Petro.

HOLDITCH, Stephen. Tight gas sands. Journal of Petroleum Technology 2006. [Online] SPE-103356-JPT. June, 2006. Available from: One Petro.
JAHANBANI, A.; AGUILERA, R.. Well Testing of Tight Gas Reservoirs. Journal of Canadian Petroleum Technology 2009. [Online] SPE-130066-PA. October, 2009. Available from: One Petro.

KALE, Sagar; RAI, Chandra; SONDERGELD, Carl. Petrophysical Characterization of Barnett Shale. SPE Unconventional Gas Conference 2010. [Online] SPE-131770-MS. Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 23-25 February, 2010. Available from: One Petro.

RICHARD, Merker. Integrated Petrophysical Models in Tight Gas Sands. SPWLA 47th Annual Logging Symposium 2006. [Online] SPWLA-2006-P. Veracruz, Mexico, 4-7 June, 2010. Available from: One Petro.

RUSHING, Jay; NEWSHAM, Kent; BLASINGAME, Thomas. Rock Typing-Keys to Understanding Productivity in Tight Gas Sands. SPE Unconventional Reservoirs Conference 2008. . [Online] SPE-114164-MS. Keystone, Colorado, USA, 10-12 February, 2008. Available from: One Petro.

SAKHAE-POUR, Ahmad; BRYANT, Steven. Gas Permeability of shale. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. [Online] SPE-146944-PA. Austin, Texas, USA, August, 2012. Available from: One Petro.

SPAIN, David; LIU, Shujie; DEVIER, Charles. Petrophysical Rock Typing of Tight Gas Sands-Beyond Porosity and Saturation: Example from the Cotton Valley Formation, East Texas. SPE Middle East Unconventional Gas Conference and Exhibition 2011. [Online] SPE-142808-MS. Muscat, Oman, 31 January-2 February, 2011. Available from: One Petro.