

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE
ROCAS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES ENFOCADA EN LA
MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA

KATTY PAOLA REYES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BUCARAMANGA
2019

METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE
ROCAS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES ENFOCADA EN LA
MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA

KATTY PAOLA REYES

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

DIRECTOR

HERNANDO BUENDIA LOMBANA
Master en Administración de Negocios

CODIRECTOR

EDGAR RICARDO PÉREZ
MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser siempre luz en mi vida.

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme soñar
y materializar mis sueños.

A mi director de tesis y amigo, Hernando Buendía, gracias por creer en mí.

A mi codirector, Edgar Pérez, por todos sus consejos.

Al equipo humano del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación,
en mi corazón, siempre.

A mi familia, quienes son motivo, siempre, para seguir en pie.

A mis amigos, los que me mantienen feliz y riendo a carcajadas.

Katty.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. FUNDAMENTOS DE FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	17
2.1 MEDIO POROSO	17
2.2 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES– RCA.....	18
2.2.1 Porosidad.....	19
2.2.2 Permeabilidad.....	23
2.2.3 Saturación de Fluidos..	32
2.2.4 Core Gamma..	35
3. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC).....	38
3.1. GENERALIDADES	38
3.2 DEFINICIÓN	43
3.2.1 Shale Gas y Shale Oil (Gas y petróleo en roca generadora)..	45
3.2.2 Tight Gas y Tight Oil (Gas y petróleo en yacimientos compactos).....	45
3.3 RECURSOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD	45

3.4. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ROCA GENERADORA.	47
3.4.1 Propiedades Petrofísicas	48
3.4.2 Propiedades Geoquímicas.....	52
3.5 EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ROCA GENERADORA.....	56
4. MÉTODOS EN LA INDUSTRIA PARA ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA.....	61
4.1. MEDICIONES DE PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES	63
4.2 MEDICIONES DE PERMEABILIDAD EN ROCA GENERADORA.....	67
4.2.1 Estimación de la Permeabilidad Matriz (K_m) y Permeabilidad de Fractura (K_f) mediante Pruebas de Presión.....	69
4.2.2 Estimación de la Permeabilidad Matriz (K_m) en Laboratorio	78
4.2.3 Estimación de la Permeabilidad Matriz (K_m) mediante Registros de Pozos..	80
5. PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA ENFOCADOS EN LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA	85
5.1 DEFINICIÓN DE PERMEABILIDAD DE FRACTURA - K_f	85
5.2 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD MATRIZ (K_m) MEDIANTE EL MÉTODO GRI - GAS RESEARCH INSTITUTE.....	86
5.2.1 Generalidades.....	86

5.2.2 Técnica de Medición de Km con Caída de Pulsos de Presión en Muestras de Rocas Trituradas.....	89
5.2.3. Parámetros que afectan la Determinación de la Km – Método GRI.....	93
5.3 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DEL SISTEMA (Ksistema) MEDIANTE EL MÉTODO DE DISMINUCIÓN DE PULSO DE PRESIÓN - PPD	95
5.3.1 Generalidades.....	95
5.3.2 Procedimiento Experimental..	96
6. METODOLOGÍA DE LABORATORIO PROPUESTA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA ENFOCADA EN LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA	102
6.1 Generalidades.....	102
6.2 Metodología Propuesta.....	105
7. CONCLUSIONES	107
BIBLIOGRAFÍA.....	110

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. DISEÑO ESQUEMÁTICO DEL EXPERIMENTO DE DARCY.....	24
FIGURA 2: ARREGLO TÍPICO DEAN STARK.....	34
FIGURA 3: EQUIPO DE LA RETORTA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA.....	36
FIGURA 4: EQUIPO CORE GAMMA TRADICIONAL.	37
FIGURA 5. TEORÍA ORGÁNICA DE FORMACIÓN DE HIDROCARBUROS.	40
FIGURA 6. ESCALA DE PERMEABILIDAD PARA YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	44
FIGURA 7. RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE GAS DE SHALE Y RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL CONVENCIONAL – PAÍSES DE AMÉRICA LATINA	46
FIGURA 8. RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE PETRÓLEO DE SHALE Y RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO CONVENCIONAL – PAÍSES DE AMÉRICA LATINA	47
FIGURA 9. SISTEMA POROSO EN SHALES.....	50
FIGURA 10. SISTEMA POROSO EN SHALES.....	51
FIGURA 11. TIPOS DE KERÓGENO BASADO EN EL CONTENIDO DE C-O.H.	53
FIGURA 12. CAMBIOS EN COMPONENTES ORGÁNICOS BASADOS EN LA MADURACIÓN TÉRMICA.	54
FIGURA 13. MADURACIÓN TÉRMICA Y REFRACTANCIA A LA VITRINITA.....	55

FIGURA 14. CLASIFICACIÓN DE 8 POSIBLES ESCENARIOS YACIMIENTO/FRACTURAS HIDRÁULICAS SEGÚN CLARKSON Y PEDERSEN (2010).	74
FIGURA 15. TAMAÑO DE PARTÍCULAS, MÉTODO GRI (1993).	86
FIGURA 16. EFECTO DE LA KM EN LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ROCAS GENERADORAS. GRI (1993).....	88
FIGURA 17. SHALE MATRIX PERMEABILITY – SMP-200.	90
FIGURA 18. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL EQUIPO UTILIZADO PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD EN MUESTRAS TRITURADAS.....	92
FIGURA 19. PRESIÓN VERSUS TIEMPOS. MÉTODO GRI, 1996.	92
FIGURA 20. EFECTO DEL VOLUMEN DE LLENADO DE LA CELDA DE MUESTRA TRITURADA SOBRE LA KM.....	94
FIGURA 21. MONTAJE EXPERIMENTAL DE LA TÉCNICA PULSE DECAY.	98
FIGURA 22. COMPARACIÓN DE VALORES OBTENIDOS AL MEDIR PERMEABILIDAD Y POROSIDAD EN MUESTRAS DE ROCA TRITURADAS Y EN PLUGS A 1000 PSI, CUENCA HORN RIVER, CANADÁ.	101
FIGURA 23. ESTRATEGIA DE MUESTREO PARA OPTIMIZAR EL NÚCLEO DE ROCA GENERADORA.	103
FIGURA 24. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE ROCA GENERADORA EN LABORATORIO ENFOCADA EN LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA.	106

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. DIVISIÓN DE ESPACIO POROSO EN SHALES.	49
TABLA 2. VALORES MÍNIMOS PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA ECONÓMICAMENTE VIABLES.	56
TABLA 3. VARIABLES Y FUENTES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA.	62
TABLA 4. MODELOS DE ANÁLISIS DE PRESIONES PARA YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA.	75

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE ROCAS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES ENFOCADA EN LA MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA*

AUTOR: KATTY PAOLA REYES**

Palabras claves: Yacimientos no convencionales, shales, petrofísica, permeabilidad de fractura, permeabilidad de matriz, porosidad, GRI, Pulse Decay.

Los yacimientos en roca generadora son considerados actualmente de gran interés en Colombia, esto debido al potencial encontrado en este tipo de yacimientos en el país. Las tendencias actuales en la exploración y elaboración de planes de desarrollo de yacimientos en roca generadora se centran en tres ejes principales de estudio: (1) Petrofísica, (2) Geoquímica orgánica y (3) Geomecánica de yacimientos. En el área de la Petrofísica, actualmente, existen falencias en la medición de la permeabilidad de este tipo de rocas debido a que, con los equipos convencionales y manteniendo la integridad de las muestras de roca, sólo se logra estimar la permeabilidad del sistema o total, sin discriminar de este valor el porcentaje correspondiente a la matriz y el correspondiente a las fracturas. La permeabilidad de la matriz juega un papel decisivo en la factibilidad de mantener una producción a largo plazo de los yacimientos de roca generadora, de ahí su importancia. Esta falta de datos conduce a incertidumbres significativas en cuanto a la capacidad productiva de rocas generadoras prospectivas, por lo cual, este trabajo comprende una propuesta para una metodología de laboratorio con el objetivo de realizar una estimación de la permeabilidad de fractura en las rocas generadoras, basado en mediciones de permeabilidad de matriz (Método GRI) y permeabilidad del sistema (Método *Pressure Pulse Decay*).

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hernando Buendía Lombana. M.Sc.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE BASIC PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF ROCKS OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS FOCUSED ON THE MEASUREMENT OF FRACTURE PERMEABILITY.*

AUTHORS: KATTY PAOLA REYES**

Key words: non-conventional reservoirs, shales, petrophysics, fracture permeability, matrix permeability, porosity, GRI, Pulse Decay.

Non-conventional or Source Rock Reservoirs have gained big attention in Colombia, due to the considerably great potential found in this type of deposits in the country. Current initiatives in the exploration and elaboration of Development Plans for this type of Reservoirs (Non-Conventional) are centered on three main areas of study: (1) Petrophysics, (2) Organic geochemistry and (3) Geomechanics of deposits. From the Petrophysics perspective, there are gaps in the current methods used for permeability measurement of this type of rocks, since when using conventional equipment and maintaining the integrity of rock samples only the permeability of the complete system is estimated, without specifying what percentage of this value corresponds to the matrix permeability and the percentage corresponding to the fractures permeability. Knowing the permeability of the matrix is quite important, since this value plays a determinant role in the feasibility of maintaining a long-term production of these Non-Conventional Reservoirs. This lack of information leads to significant uncertainties regarding the productive capacity of prospective projects. For this reason, this study consists on a proposal for a laboratory methodology with the goal of making an estimate of the fracture permeability in the rocks, based on measurements of the matrix permeability (GRI Method) as well as the complete system permeability (Pressure Pulse Decay Method).

* Postgraduate Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Hernando Buendía Lombana. Master in Business Administration.

INTRODUCCIÓN

Las propiedades de transporte de fluidos de las rocas tanto a nivel de laboratorio como a nivel de campo son fundamentales para evaluar el potencial de producción de los yacimientos en roca generadora. La permeabilidad es una de las propiedades de la roca más importantes, ya que gobierna y afecta el flujo de fluidos en el subsuelo y, por lo tanto, la producción.

Generalmente, las rocas generadoras tienen un almacenamiento principalmente en la matriz, la cual tiene una permeabilidad del orden de 0.1 nD y este valor puede ser un limitante en la tasa de producción. Aparte del estudio de las rocas sellos de los yacimientos, existen pocos datos disponibles sobre la permeabilidad del gas a través de las rocas lutitas. Esta falta de datos conduce a incertidumbres significativas en cuanto a la capacidad productiva de rocas generadoras prospectivas.

En las rocas generadoras, generalmente se considera que la tasa de producción en las fracturas se rige por la tasa de flujo Darcy y a través de la matriz por difusión y flujo Darcy. El flujo a través de la matriz de las rocas generadoras se puede medir en el laboratorio utilizando experimentos de disminución de pulso (*Pulse Decay*). El gas que fluye a través de la matriz depende de los esfuerzos en yacimientos y en muchas rocas generadoras con un amplio espacio de fractura, la producción puede estar limitada por las tasas de flujo de la matriz.

La importancia de la permeabilidad en la acumulación de hidrocarburos ha llevado a investigar los factores que afectan esta propiedad. La permeabilidad depende del esfuerzo efectivo, la anisotropía, la porosidad, composición mineralógica y de la microestructura.¹

Debido a esto, se hace necesario generar metodologías de laboratorio que logren estimar propiedades petrofísicas, como la permeabilidad de la matriz y de la fractura, que lleven a una caracterización y conocimiento más profundo de los Yacimientos en Roca Generadora (YRG), con el objetivo primario de evaluar los recursos disponibles en el país. Adicionalmente, esto llevaría a un mejor entendimiento del sistema de permeabilidad único de los Yacimientos en Roca Generadora y, por lo tanto, se constituiría en una herramienta para tomar decisiones óptimas en aras de una explotación exitosa de los recursos no convencionales en Colombia.

¹ VENKAT SURYANARAYANA MURTHY PATHI. "Factors affecting the permeability of Gas Shales". The University of British Columbia. 2008

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Proponer una metodología de laboratorio para la medición de propiedades petrofísicas básicas de Yacimientos No Convencionales (YNC) enfocada en la permeabilidad de fractura.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar las generalidades pertinentes de las propiedades petrofísicas de los yacimientos, relacionadas con el flujo de fluidos en medios porosos y con los Yacimientos No Convencionales (YNC).
- Realizar una revisión bibliográfica de los distintos métodos utilizados en la industria petrolera para el cálculo de la permeabilidad matriz y de fractura.
- Hacer una revisión y recopilación de equipos y procedimientos de laboratorio disponibles para la estimación de la permeabilidad de fractura.
- Proponer una metodología de laboratorio para la estimación de propiedades petrofísicas básicas de Yacimientos No Convencionales (YNC) enfocada en la permeabilidad de fractura.

2. FUNDAMENTOS DE FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

2.1 MEDIO POROSO

Los materiales porosos se encuentran literalmente en todas partes en la vida cotidiana, en la tecnología y en la naturaleza. Con excepción de los metales, algunas rocas densas y algunos plásticos, prácticamente todos los materiales sólidos y semisólidos son "porosos" en diversos grados.

Un material o estructura debe tener estas dos propiedades para calificar como un medio poroso:

- Debe contener espacios, llamados huecos o poros, libres de sólidos, en la matriz sólida o semisólida. Los poros generalmente contienen algo de fluido, como aire, agua, aceite o una mezcla de estos.
- Debe ser permeable a una variedad de fluidos, es decir, los fluidos deben poder penetrar a través de una cara de una muestra de material y emerger en el otro lado.

Este concepto cobra especial relevancia en la ingeniería de petróleos, debido a que gran parte del estudio de los medios porosos y yacimientos se basa en estimar las cantidades de contenido de fluidos dentro de las rocas, la transmisibilidad de los fluidos a través de ellas y otras propiedades relacionadas. El conocimiento de las propiedades físicas de la roca y la interacción existente entre el sistema de

hidrocarburos (gas, petróleo y agua) y la formación es esencial para comprender y evaluar el rendimiento de un yacimiento dado.

2.2 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES– RCA

El análisis rutinario, básico o convencional del núcleo implica principalmente medidas de saturaciones de fluido en el núcleo, porosidad y permeabilidad al aire o líquido utilizando gases normalmente en condiciones de temperatura ambiente y presión de sobrecarga, en núcleos secos. Los datos se utilizan principalmente para caracterizar las propiedades del yacimiento y para la integración de datos de registros con datos de núcleos.

Los *plugs* utilizados para RCA son típicamente de 1” o 1.5” de diámetro, prefiriéndose las muestras más grandes para las mediciones de saturación y porosidad, en particular.²

La saturación de fluidos, la porosidad y la permeabilidad se pueden medir en muestras de diámetro completo o núcleos completos. Sin embargo, debido al tiempo y a los costos implicados, el análisis de núcleos completos sólo se realiza normalmente cuando las mediciones de *plugs* se consideran no representativas.

² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE –Recommended Practices for Core Analysis, Exploration and Production Department, Recommended Practice 40, Second edition, February 1998.

Los ejemplos de estos casos incluyen conglomerados de arenisca o carbonatos naturalmente fracturados, donde la escala de la heterogeneidad es mayor que la escala del *plug*.

2.2.1 Porosidad. Es una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos en una roca. La porosidad total es la relación entre el espacio poroso y el volumen total. Incluye todos los poros que se llenan con agua o hidrocarburo, independientemente de su tamaño y grado de conectividad, y por lo tanto incluye microporosidad de arcilla, así como también poros aislados (por ejemplo, sistemas de vórgulos en carbonatos). La porosidad efectiva es la relación del volumen de poro interconectado entre el volumen total y tiene muchos factores determinantes.

En *vuggy* y carbonatos similares, la porosidad total (incluidos los poros aislados) se determina midiendo la porosidad convencionalmente en *plugs* intactos, luego triturando la roca y determinando el volumen de grano y el volumen total de la muestra de roca triturada.

En el laboratorio, la porosidad se determina de la siguiente manera (Ecuación 1):

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b} = \frac{V_p}{V_p + V_g} \quad Ec. (1)$$

Donde, V_b es el volumen *Bulk*, V_p es el volumen poroso y V_g es el volumen de grano.

La porosidad, definida como la relación del volumen poroso respecto al volumen total del material, es una propiedad intrínseca de todas las rocas de yacimientos. Se debe conocer la cantidad de espacio vacío que puede ser ocupado por hidrocarburos o agua en un yacimiento para obtener un cálculo inteligente de la cantidad inicial de petróleo/gas en el sitio. El nivel de precisión con el cual se puede determinar la porosidad es en general una función de los métodos utilizados en estas mediciones. Varias herramientas de registro utilizadas en los métodos eléctricos, nucleares, sónicos o de densidad son utilizadas para la determinación continua de porosidad en el pozo. Las mediciones obtenidas con estas herramientas de registro deben ser calibradas con las porosidades del núcleo determinadas bajo condiciones subterráneas simuladas, teniendo en cuenta el volumen de roca investigado por las herramientas de registro.

Históricamente, la porosidad efectiva ha sido definida como una medida de los vacíos conectados. Se deriva a partir de la diferencia entre las determinaciones del volumen total y el volumen aparente del grano, o con una medición directa del espacio vacío conectado. El volumen medido del espacio vacío conectado puede variar con la preparación de la muestra y el método analítico utilizado. La porosidad total es una medida del espacio vacío total, tanto conectado como aislado, en la muestra de roca. Este puede ser determinado con la medición del volumen total, el peso seco y el volumen del grano en una muestra desagregada.

En el campo de la interpretación de registros, la porosidad efectiva se ha definido como el volumen poroso interconectado ocupado por los fluidos libres. En esta definición, la porosidad efectiva no incluye el volumen del agua ligada a arcilla o a minerales y en algunos enfoques analíticos, no incluye tampoco el agua adicional contenido dentro de las arcillas por fuerzas capilares. Además, en el campo de la interpretación de registros, la porosidad total es ese volumen que ocupan todos los fluidos (espacio poroso conectado y aislado) en la roca, incluyendo el volumen ocupado por el agua unida a la arcilla.

La norma API RP 40, indica que para la mayoría de las rocas de yacimiento existen pocos poros aislados, y por lo tanto existe muy poca (o no existe) diferencia medible en la porosidad total y efectiva históricamente definida. Por lo tanto, con estas definiciones, la porosidad efectiva determinada con los análisis de núcleo en una muestra totalmente seca entre 210° y 240°F (99° a 116°C) corresponde más aproximadamente a la porosidad total definida por los analistas.

2.2.1.1 Estimación de la porosidad en laboratorio³. La norma API RP-40 (API, 1998) establece varios métodos para medir la porosidad efectiva de muestras de roca, dentro de los cuales se destacan el porosímetro de Boyle y el método de Saturación. El porosímetro de Boyle se basa en la Ley de Boyle de los gases (tal y como el nombre lo sugiere) la cual enuncia que el volumen de una masa fija de gas es inversamente proporcional a la presión que este ejerce. Para poder medir la porosidad de la muestra, esta es colocada en un core holder, se llena con helio y se registra una presión, la cual es comparada con otro core holder vacío. La diferencia de presiones es proporcional a la diferencia de volúmenes, lo cual permite identificar con exactitud el volumen que ocupa el espacio poroso de la muestra analizada.

El otro método es la porosidad a través de saturación de fluidos, el cual en términos generales consiste en saturar una muestra con salmuera y registrar las diferencias de peso (antes y después de la saturación), lo cual permite calcular el volumen de poros interconectados que tiene la muestra. La norma API RP-40 (API, 1998) establece que esta saturación debe realizarse en un sistema en el cual exista vacío, y esta debe durar de 12 a 18 horas, para garantizar que la gran mayoría del espacio poroso sea ocupado por la salmuera.

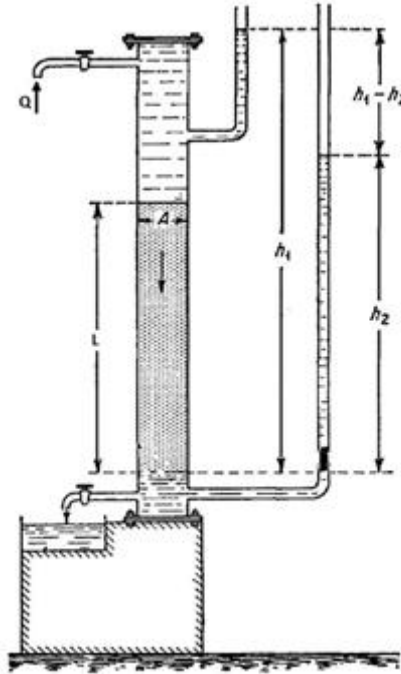
³ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE –Recommended Practices for Core Analysis, Exploration and Production Department, Recommended Practice 40, Second edition, February 1998.

2.2.2 Permeabilidad. La permeabilidad es una propiedad de un medio poroso y es una medida de su capacidad de transmitir fluidos. La medición de permeabilidad de una roca porosa, o estrato, es una medición de la conductividad fluida del material específico. La permeabilidad es el equivalente en flujo de fluidos de la conductividad eléctrica o térmica. El recíproco de permeabilidad representa la resistividad viscosa que el medio poroso ofrece al flujo de fluidos cuando prevalecen velocidades de circulación bajas. Esta condición de flujo es comúnmente llamada "flujo viscoso", o formalmente "flujo de Stokes". La medición del flujo de fluido a través de una muestra en alguna dirección específica produce la permeabilidad de la muestra en esa dirección. La permeabilidad de un medio homogéneo isótropo es igual en todas partes, y en todas las direcciones. Sin embargo, las rocas reales no son ni perfectamente homogéneas ni isótropas.

Existen tres definiciones principales de permeabilidad en el análisis de núcleos:

- **Permeabilidad absoluta:** la permeabilidad a una sola fase donde solo esa fase llena el espacio poroso (aire, aceite o salmuera).
- **Permeabilidad efectiva:** la permeabilidad a una fase cuando dos o tres fases están presentes en el espacio de los poros. Por ejemplo, permeabilidad al aceite (K_o) y permeabilidad al agua (K_w) a cierta saturación de agua específica.
- **Permeabilidad relativa:** la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

Figura 1. Diseño esquemático del experimento de Darcy.



Fuente: Tomado de <http://perminc.com/resources/fundamentals-of-fluid-flow-in-porous-media/chapter-2-the-porous-medium/>

Henry Darcy en 1856 desarrolló una ecuación de flujo de fluidos, que desde entonces se ha convertido en una de las herramientas matemáticas estándar del ingeniero de petróleos. Él investigó el flujo de agua a través del filtro de arena para la purificación del agua. Su aparato experimental se muestra esquemáticamente en la Figura 1.

Darcy, a partir de su interpretación, obtuvo la siguiente ecuación (Ecuación 2):

$$Q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde, Q representa la tasa del flujo de agua hacia abajo a través del paquete de arena cilíndrico de área de sección transversal A y altura h y K es una constante de proporcionalidad. Se supuso que el paquete de arena estaba completamente saturado con agua. Más tarde, el investigador descubrió que la ley de Darcy podría extenderse a otros fluidos y que la constante de proporcionalidad K podría escribirse como (K / μ) .

La forma final de la ecuación de Darcy para el flujo lineal horizontal de un fluido incompresible se establece a través de una muestra de núcleo de longitud L y una sección transversal de área A y se define la siguiente ecuación (Ecuación 3):

$$Q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad Ec. (3)$$

Donde,

K ; Permeabilidad, Darcy

μ ; Viscosidad, cp

(dP/dL) ; Caída de presión por unidad de longitud (atm / cm)

Q ; Tasa de flujo volumétrico, (cm³/seg)

"Darcy" es una unidad práctica de permeabilidad (en honor a Henry Darcy). Un material poroso tendrá una permeabilidad igual a 1 Darcy si una diferencia de presión de 1 atm produce un caudal de 1 cm³/seg de un fluido con una viscosidad de 1 cP a través de un cubo con 1 cm de longitud.

Sin embargo, un Darcy de permeabilidad es un valor un poco grande para yacimientos hidrocarburos, por lo cual, con el fin de evitar usar fracciones, se introduce el término milli-darcy.

2.2.2.1 Efectos relacionados con la permeabilidad en muestras de Yacimientos Convencionales

Resistencia inercial de Forchheimer: el trabajo de Forchheimer al principio del siglo veinte mostró que la Ley de Darcy es un caso limitante, restringido a bajos flujos volumétricos. En flujos más altos, Forchheimer observó que el gradiente de potencial requerido para un flujo volumétrico dado es mayor que aquel pronosticado por la Ley de Darcy por una cantidad proporcional al producto de la densidad del fluido y el cuadrado de su flujo volumétrico. La disipación de energía inercial es debida a innumerables aceleraciones (i.e., rapidez de cambio en la dirección y magnitud de velocidad) que experimenta un fluido mientras pasa por caminos tortuosos en un medio poroso. Estas aceleraciones causan patrones de flujo secundarios, en los cuales parte del flujo de energía se convierte en calor por esfuerzo viscoso.

En un yacimiento de petróleo, especialmente lejos de un pozo productor o de inyección, los flujos volumétricos son por lo general tan bajos que la Ley de Darcy se puede aplicar. Sin embargo, los altos flujos cerca de los pozos asociados con los altos gradientes de presión pueden causar efectos inerciales significativos

conocidos como "superficies sensibles a la velocidad". Estos son particularmente frecuentes cerca de los pozos productores de gas, y en perforaciones donde la baja viscosidad del gas permite flujos muy altos.

En mediciones de laboratorio de muestras de alta permeabilidad (donde los efectos inerciales se observan con la mayor frecuencia), los bajos flujos volumétricos requieren bajas gradientes de presión, las cuales pueden ser difíciles de medir con precisión. Flujos más altos causarán un bajo cálculo de permeabilidad si se emplea la Ley de Darcy.

Deslizamiento de gas de Klinkenberg: aun cuando se toman en cuenta los efectos inerciales de manera apropiada, la permeabilidad de un medio poroso al gas depende del recorrido libre medio del gas que fluye, y por lo tanto entre otras cosas, de su presión absoluta. Esto es debido a un fenómeno conocido como el deslizamiento, un hecho indicado primero a la industria petrolera por Klinkenberg. El deslizamiento de gas ha sido pasado por alto o ignorado por los investigadores de permeabilidad anteriores, a pesar de la teoría y los datos experimentales de deslizamiento en el flujo de gases a través de pequeños tubos capilares presentados en literatura científica tan temprano como 1875. Cuando se ignora el deslizamiento de gas, la permeabilidad calculada con la ecuación Forchheimer, o de la Ley de Darcy (siempre que la resistencia inercial sea insignificante), es más alta que aquella obtenida utilizando un líquido no-reactivo. Cuando se expresa como porcentaje, esta diferencia es pequeña para las muestras de alta permeabilidad,

pero se vuelve progresivamente más grande con la permeabilidad descendente. Esta se minimiza utilizando altas presiones de poros medias en las mediciones de permeabilidad de gas.

Para evitar el problema de obtener permeabilidades de gas dependientes de la presión de poro, Klinkenberg presentó un método en el cual las medidas de permeabilidad de gas tomadas en diferentes presiones de poros medias pueden extrapolarse hasta una presión de poros infinita. Él demostró que esta permeabilidad de gas extrapolada (ahora llamada la "permeabilidad Klinkenberg", k^∞) es igual a la permeabilidad obtenida utilizando un líquido no reactivo, tal como un hidrocarburo limpio y refinado.

La permeabilidad al gas (nitrógeno) es determinada, a partir de la ecuación propuesta por Darcy (Ecuación 4), como:

$$k_g = \frac{2Q_a P_a \mu_{ag} L}{A(P_1^2 - P_2^2)} \quad Ec. (4)$$

La ecuación 4 se utiliza si el flujo es medido a condiciones atmosféricas. Si se mide a condiciones de presión, se empleará la siguiente:

$$k_g = \frac{2Q_1 P_1 \mu_g L}{A(P_1^2 - P_2^2)} \quad Ec. (5)$$

Los parámetros de las dos ecuaciones anteriores (Ecuación 4 y 5) son los siguientes:

Q_a; Flujo a presión atmosférica (cm³/s)

Q₁; Flujo medido a una presión upstream (cm³/s)

μ; Viscosidad del gas (cP)

L; Longitud del *plug* (cm)

A; Área de la sección transversal (cm²)

P₁; Presión upstream (atm)

P₂; Presión downstream (atm)

La permeabilidad al líquido, también llamada permeabilidad Klinkenberg o absoluta, se encuentra de la siguiente relación (Ecuación 6 y 7):

$$k_g = k_l \left(1 + \frac{b}{P_m} \right) \quad Ec. (6)$$

$$k_g = \frac{P_1 + P_2}{2} \quad Ec. (7)$$

b; Medida del deslizamiento

K_g; Permeabilidad al gas

K_l; Permeabilidad al líquido/Klinkenberg

P_m; Presión media

A presiones más bajas (P_m), las moléculas colisionan con menos frecuencia y el efecto de deslizamiento de gas (b) aumenta; esto sucede debido a que las moléculas de gas están tan separadas que se deslizan a través de los espacios de los poros con poca pérdida de fricción. Por lo tanto, la permeabilidad al gas aumenta. A presiones más altas, las moléculas de gas están más cerca y experimentan un arrastre de fricción al costado de las paredes de los poros. Este efecto aumenta a medida que aumenta la presión, y el gas actúa cada vez más como un líquido, por lo cual, la permeabilidad al gas medida disminuye en consecuencia.

El valor de la permeabilidad al líquido se obtiene al graficar la permeabilidad al gas versus uno sobre la presión ($1/P_m$). En esta recta, el punto de corte en el eje “y” corresponde a la permeabilidad al líquido.

2.2.2.2 Estimación de permeabilidad en laboratorio. Las mediciones de permeabilidad monofásicas pueden separarse en cuatro categorías principales: aquellos que utilizan gas o líquidos corrientes bajo condiciones de régimen estable o régimen inestable (transitorio). Es decir, medición con gas en estado estable e inestable y medición con líquidos en estado estable e inestable. En el capítulo 4, se va a ampliar esta parte.

Por razones históricas, que tienen muy poco que ver con la realidad de la evaluación del yacimiento, los análisis RCA utilizan condiciones ambientales para las mediciones de permeabilidad absoluta al aire o nitrógeno. Estos análisis son económicos, rápidos y convenientes. Desafortunadamente, la permeabilidad al aire en condiciones ambientales tiene poca relación con la permeabilidad a condiciones de yacimiento. Aunque la permeabilidad medida a condiciones ambientales destaca las tendencias de permeabilidad y sus distribuciones.

Los programas de Análisis Especiales de Núcleos (SCAL) proporcionan una oportunidad para determinar permeabilidad en condiciones que se aproximan mejor a la situación del yacimiento. Las muestras del núcleo generalmente se limpian y secan antes del análisis, para eliminar el aceite, la salmuera y los contaminantes del lodo de perforación.

El uso de líquidos para mediciones de permeabilidad elimina el problema del deslizamiento de gas, y a velocidades de flujo razonables y usuales, la resistencia inercial por lo general es insignificante. Por lo tanto, la Ley de Darcy puede utilizarse directamente para calcular la permeabilidad desde una sola medida de velocidad de flujo. Sin embargo, la alteración potencial de permeabilidad de la interacción de los componentes de roca y líquidos (especialmente soluciones acuosas), refina el movimiento, y el taponamiento microbico requiere atención especial. Además, puede ser necesario remover el líquido restante en una muestra antes de que se puedan realizar otras mediciones. Debido a estos problemas, la mayoría de las

mediciones rutinarias de permeabilidad se han hecho utilizando gases. Sin embargo, para algunas muestras, tales como aquellas sensibles a las técnicas de secado, las mediciones de permeabilidad líquidas son consideradas la única alternativa aceptable.

2.2.3 Saturación de Fluidos. Es la cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente se expresa como un porcentaje del volumen.⁴

Una tarea de la evaluación de la formación difícil, si no imposible, es el recuperar un núcleo que tenga la misma saturación y distribución de fluidos como las de la formación antes del corazonamiento. Frecuentemente ocurren cambios en el contenido y distribución de fluidos durante las fases de corazonamiento, recobro, preservación y transporte. Los procesos de laboratorio como son el manejo, muestreo y prueba pueden causar alteraciones adicionales.

2.2.3.1 Estimación de saturación de fluidos en laboratorio. Los dos métodos principales utilizados para determinar las saturaciones de fluidos en el núcleo por extracción de los fluidos son:

- El método de la retorta (también conocido como el método de la porosidad por sumatoria de fluidos).
- El método de extracción *Dean-Stark*.

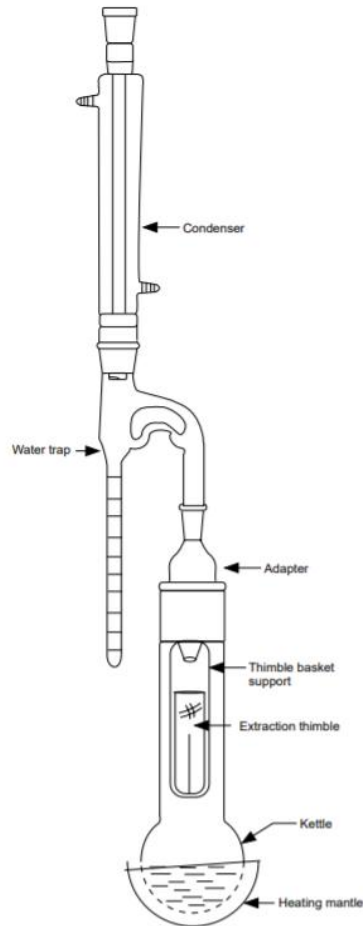
⁴ Oilfield Glossary Schlumberger. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/saturation.aspx>

Método *Dean-Stark*: implica vaporización y destilación del agua de la muestra utilizando extracción de Tolueno o Metanol. El volumen de agua se recoge y se mide. Las saturaciones y la porosidad se miden en la misma muestra y proporcionan directamente porosidad total, efectiva y saturación de agua, e indirectamente se calcula la saturación de aceite y de gas.

Este procedimiento es apropiado para muestras de *plugs* y para núcleos de pared por rotación. El método de extracción por destilación (*Dean Stark*) depende de la destilación de la fracción de agua y la extracción de solvente de la fracción de aceite de la muestra. Se pesa la muestra y la fracción de agua es vaporizada por un solvente en ebullición. Se condensa el agua y se recolecta en un recipiente calibrado. El solvente vaporizado también se condensa, remoja la muestra y extrae el aceite. La muestra se seca al horno y se pesa. El contenido de aceite es determinado por diferencia gravimétrica.

En la Figura 2, se puede observar el arreglo de equipo para el método *Dean Stark*.

Figura 2: Arreglo típico Dean Stark.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE –Recommended Practices for Core Analysis, Exploration and Production Department, 1998.

Método de la Retorta: a partir de este método se obtienen estimaciones de la saturación de agua, aceite y gas. Se obtienen las saturaciones de agua y aceite con un proceso de retorta en el cual el aceite y el agua contenidos en una muestra fresca de material de núcleo triturado son vaporizados, condensados y recolectados en probeta calibrada. La saturación de gas se determina en una muestra adyacente

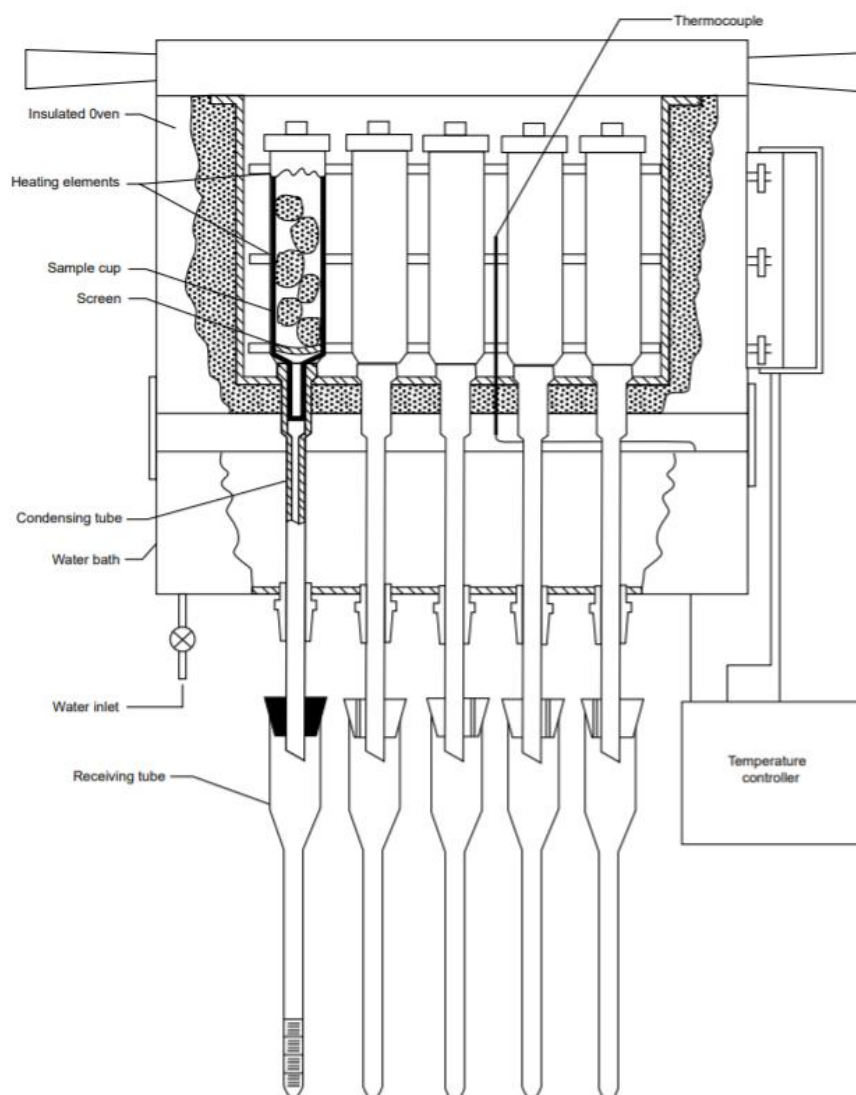
litológicamente similar colocándola en una bomba de mercurio y midiendo la cantidad de mercurio inyectado con el agua y/o aceite en sus lugares. En la Figura 3, se observa el arreglo del equipo de la retorta.

2.2.4 Core Gamma. El registro *Core Gamma* corrido en laboratorio es utilizado para correlacionar la profundidad de los núcleos o corazones con la profundidad del registro *Gamma Ray* corrido en pozo, y para obtener una idea temprana de la calidad del núcleo (arenas limpias, sucias o arcillas). Ver Figura 4.

El escaneo del núcleo en el equipo *Core Gamma* se lleva a cabo con el núcleo intacto en sus revestimientos. La velocidad de escaneo debe ajustarse para compensar la presencia de revestimientos de aluminio, en cuyo caso la velocidad máxima de escaneo será de 0.5 pies/min. Si el núcleo está sin ningún tipo de revestimiento, entonces se podrá escanear a velocidad de 1 pie/min. Si se trabaja con núcleos preservados a bajas temperaturas la exposición del núcleo congelado a la temperatura ambiente debe reducirse al mínimo.⁵

⁵ "Core Analysis: A Best Practice Guide". Developments in Petroleum Science, Volumen 64. ELSEVIER, 2015.

Figura 3: Equipo de la retorta a presión atmosférica.



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE –Recommended Practices for Core Analysis, Exploration and Production Department, 1998.

Figura 4: Equipo Core Gamma tradicional.



Fuente: “Core Analysis: A Best Practice Guide”. ELSEVIER, 2015.

3. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (YNC)

3.1. GENERALIDADES⁶

Con frecuencia, las personas imaginan que los hidrocarburos se formaron a partir de los restos de los grandes dinosaurios, que habitaron el planeta hace millones de años y que hoy se encuentran almacenados en grandes cavernas, bajo la tierra. La idea es equivocada, pero se debe reconocer que encierra algunas pistas sobre lo que realmente ocurrió. En efecto, la teoría universalmente aceptada es que los hidrocarburos se formaron a partir de restos de seres vivos. Pero no necesariamente dinosaurios.

Esta teoría, conocida como Teoría Orgánica, considera que el petróleo y el gas se generaron en ambientes acuáticos, a partir de material orgánico proveniente de microorganismos –fundamentalmente plancton–, cuya abundancia en los océanos superaba entonces y supera hoy, por mucho, a todas las otras formas de vida.

A medida que los microorganismos morían, se acumularon en el lecho de estuarios, mares y lagos, mezclados con otros materiales; una capa sobre otra, en un proceso de miles a millones de años. Los que estaban abajo se iban hundiendo por el peso de nuevos sedimentos acumulados sobre ellos. Estos restos orgánicos, entonces,

⁶ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). “El ABC de los hidrocarburos en Reservorios No Convencionales”. Buenos Aires, Argentina 2013.

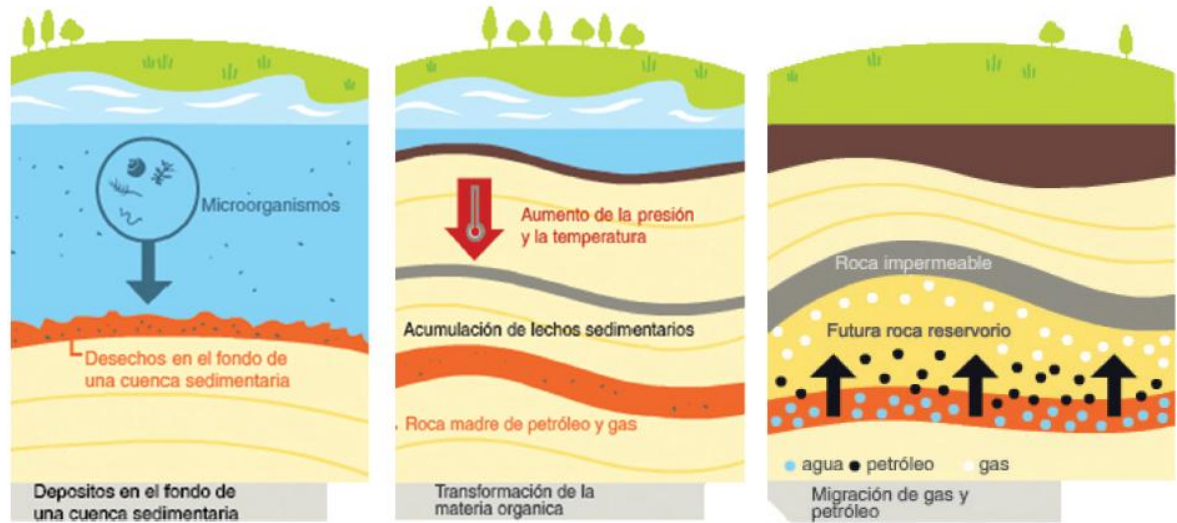
quedaron sometidos a condiciones de elevada presión y temperatura, en un ambiente de ausencia de oxígeno, en una especie de formidable “cocina geológica”.

Millones de años de grandes presiones y temperaturas produjeron cambios en la materia orgánica. Aquellos innumerables microorganismos se convirtieron primero en un material parafinoso, conocido como Kerógeno –que aún es posible encontrar en algunas formaciones–, para luego transformarse en compuestos líquidos y gaseosos: petróleo y gas. A este proceso se lo conoce como Catagénesis. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como roca generadora.

Esta roca generadora está compuesta, en su mayor parte, por arcillas con un pequeño contenido de arenas y material carbonático. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla “*shale*”. También, como “lutita” o “esquisto”. Términos como “gas de esquisto” o “*shale gas*”, se refieren al gas contenido en este tipo de rocas.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativamente baja porosidad y escasa permeabilidad. Es decir que, en la roca generadora, el petróleo y el gas se encuentran encerrados en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escaparse de ella.

Figura 5. Teoría Orgánica de formación de hidrocarburos.



Fuente: El ABC de los hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. IAPG, 2013.

Pero, la corteza terrestre al moverse, y sumado al propio proceso de generación de los hidrocarburos, rompen la roca generadora y producen innumerables fisuras. A través de estas pequeñas fisuras, parte de los hidrocarburos pueden escapar. Las fisuras se convierten en caminos por los cuales parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora pueden liberarse de ella y comenzar a migrar hacia otras formaciones, más porosas y permeables. Formaciones a través de las cuales el petróleo y el gas pueden moverse con mayor facilidad.

Los hidrocarburos que lograron escapar de la roca generadora lo hicieron generalmente hacia la superficie. A lo largo de millones de años, la migración llevó a los hidrocarburos a atravesar gran diversidad de rocas, normalmente acompañados por agua presente en distintas formaciones.

Pero durante la migración, muchas veces, los hidrocarburos se encuentran con estructuras impermeables, que les impide continuar con su desplazamiento. A estas estructuras se les llaman trampas. Una vez retenidos por las trampas, los fluidos se ubican según su densidad.

Durante décadas, los exploradores dirigieron sus trabajos hacia estas trampas para determinar si había hidrocarburos acumulados, y si estos eran explotables. Es lo que se denomina Explotación Convencional.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, sin migrar, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras contenían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que la tecnología existente no había podido ser adaptada para extraerlos en forma económica y sustentable.

También se conocían otras estructuras de baja permeabilidad y porosidad –aunque no tan bajas como las de las rocas generadoras– que contenían hidrocarburos, cuya extracción resultaba igualmente inviable: las llamadas “arenas compactas” (*tight sands*). Son acumulaciones, tanto las rocas generadoras como las arenas compactas, que no están restringidas geográficamente a una trampa, sino que son mucho más extensas y se les denomina acumulaciones continuas.

Hace algunas décadas, en los Estados Unidos se empezó a buscar la manera de explotar los hidrocarburos de esas arenas compactas. La idea más sensata fue

generar fracturas en la formación. En definitiva, mejorar la permeabilidad de manera artificial. Para abrir esas fisuras se decidió utilizar un fluido a gran presión. Se aplicó un proceso de inyección de agua y propante, estos últimos como soporte para mantener abiertas las fisuras. Esto funcionó muy bien.

Los hidrocarburos en un yacimiento se acumulan en poros que pueden estar más o menos conectados entre sí lo cual implica que tengan una mayor o menor permeabilidad, es decir la propiedad a partir de la cual el hidrocarburo puede fluir a través de la roca con mayor o menor facilidad. En yacimientos convencionales, la permeabilidad de la roca puede ser suficiente para que el hidrocarburo fluya a superficie de manera natural sin necesidad de realizar intervenciones en el pozo. Cuando la permeabilidad de un reservorio es baja (como es el caso de reservorios no convencionales) se requiere aumentarla artificialmente.

Lo siguiente fue llevar este tratamiento a la roca generadora, en este caso no se tendrían que abrir fisuras, sino que bastaba con reabrir las fracturas naturales que se formaron durante el proceso de formación de los hidrocarburos. La investigación comenzó en los años 70, se intensificó en los 80 y a partir de 1995 se hizo viable económicamente. A este método para crear permeabilidad artificial se le llama Fracturamiento Hidráulico.

Esta técnica, desarrollada en los años 40 en los Estados Unidos, se aplica regularmente en Argentina desde fines de los años 50. Desde hace más de un siglo la actividad de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas se

concentró en explorar y desarrollar los reservorios convencionales. Así que, por contraste, a los reservorios de arenas compactas y a los ubicados en rocas generadoras, entre otros, se los llamó No Convencionales.

Las formaciones convencionales, en ocasiones, también pueden requerir estimulación hidráulica. Pero en el caso de los hidrocarburos no convencionales presentes en las rocas generadoras, siempre es necesario crear la permeabilidad artificial para obtener los recursos, ya sean gas o petróleo; en general, a una escala mayor que la utilizada en la estimulación hidráulica de convencionales.

La diferencia entre Yacimientos Convencionales y No convencionales está también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, en la cantidad de pozos necesarios y, como se dijo, en las magnitudes de la inyección de fluidos necesaria. Todo esto determina que las operaciones no convencionales requieran mayores inversiones iniciales que las convencionales.

3.2 DEFINICIÓN

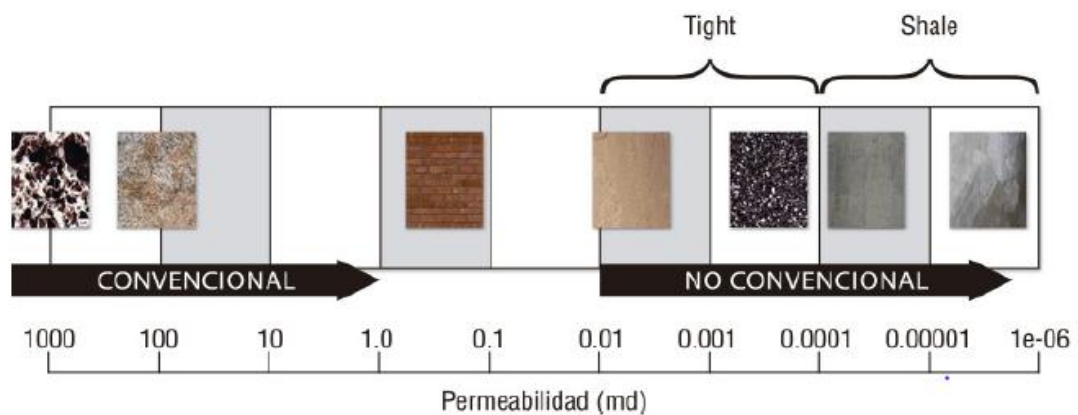
Se le dio el nombre de “no convencional” a todo reservorio que difiere de las trampas “convencionales”. En la actualidad, el término “no convencional” se utiliza de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios tradicionales y los cuales necesitan ser explotados

mediante métodos no tradicionales como lo son el Fracturamiento Hidráulico y los pozos horizontales.

Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distintos tipos de complejidad, se incluyen numerosos tipos: *Shale gas* y *Shale Oil* (gas y petróleo en rocas generadoras), *Tight* o Yacimientos Compactos, Metano en Lechos de Carbón, *Oil Shale* (petróleo en arcillas), Crudo Pesado (*Heavy Oil*), Arenas Bituminosas, Crudo Extrapesado (*Extra Heavy Oil*) y los Hidratos de Metano.⁷

En la Figura 6, se muestra la escala de permeabilidad en milidarcy para yacimientos convencionales y no convencionales.

Figura 6. Escala de permeabilidad para Yacimientos Convencionales y Yacimientos No Convencionales.



Fuente: ARPEL, 2016.⁸

⁷ Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). "El ABC de los hidrocarburos en Reservorios No Convencionales". Buenos Aires, Argentina 2013.

⁸ ARPEL, 2016. "Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe".

3.2.1 Shale Gas y Shale Oil (Gas y petróleo en roca generadora). Estos esquistos y lutitas han sido la roca generadora de los sistemas petroleros convencionales. Es una roca sedimentaria de grano fino, con variable cantidad de carbonatos, sílica o cuarzo y arcillas, más un alto contenido de materia orgánica.

3.2.2 Tight Gas y Tight Oil (Gas y petróleo en yacimientos compactos). Definición arbitraria que no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad (facilidad de los fluidos para moverse dentro de ella) que no permite el flujo del gas hacia el pozo, aunque no tanto como la de los esquistos y lutitas. Generalmente son areniscas de muy baja permeabilidad.

3.3 RECURSOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD

Entre 2005 y 2015, la región de América Latina y el Caribe experimentó un crecimiento de su Producto Interno Bruto de aproximadamente 3,5% anual (CEPAL, 2014) y los hidrocarburos no convencionales presentan una oportunidad histórica para abastecer a la región de la energía que necesita para continuar por ese sendero.

En un estudio realizado por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA, 2013) en varios países del mundo, Argentina y México están segundo y sexto respectivamente en recursos recuperables de shale gas. Si consideramos shale oil, Argentina se ubica cuarto y México octavo. Entre ambos

países disponen del 18,5% y del 11,5% de los recursos mundiales recuperables de shale gas y shale oil, respectivamente (Figura 7, 8).⁹

Figura 7. Recursos técnicamente recuperables de gas de shale y reservas probadas de gas natural convencional – Países de América Latina

País	Reservas probadas de gas natural convencional (tcf)	Recursos técnicamente recuperables de gas de shale (tcf)	Producción de gas en 2014 (tcf)
Argentina	11,6	802,0	1,24
México	12,3	545,0	2,04
Brasil	16,4	245,0	0,69
Venezuela	197,1	167,0	1,02
Paraguay	0,0	75,0	0
Colombia	5,7	55,0	0,40
Chile	3,5	48,0	0,04
Bolivia	10,5	36,0	0,77
Uruguay	0,0	2,0	0

Fuente: EIA, 2013 – EIA, 2015 – BP, 2015.

Resulta obvio notar que los hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales presentan una oportunidad histórica para abastecer la región de la energía que necesita para continuar su crecimiento económico y social.

⁹ ARPEL, 2016. “Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe”.

Figura 8. Recursos técnicamente recuperables de petróleo de shale y reservas probadas de petróleo convencional – Países de América Latina

País	Reservas probadas de petróleo convencional (millones de barriles)	Recursos técnicamente recuperables de petróleo de shale (millones de barriles)	Producción de petróleo ¹ en 2014 (millones de barriles)
Argentina	2.327	27.000	229,6
Venezuela	298.350	13.400	992,4
México	11.079	13.100	1.016,2
Colombia	2.445	6.800	361,4
Brasil	16.154	5.300	856,3
Paraguay	0	3.700	0
Chile	150	2.300	5,5
Bolivia	210	600	24,5
Uruguay	0	600	0

Fuente: EIA, 2013 – EIA, 2015 – BP, 2015.

3.4. CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ROCA GENERADORA.

Dentro de las propiedades más importantes que se deben determinar ya sea por métodos convencionales como toma de núcleos o análisis de registro, se encuentran:

- Volumen de gas/petróleo inicial
- TOC (Contenido de Materia Orgánica por sus siglas en inglés)

- Contenido de gas de desorción
- Isotermas de adsorción
- Maduración térmica Kerógeno
- Contenido de gas adsorbido
- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación inicial de agua
- Composición mineral
- Módulo elástico

3.4.1 Propiedades Petrofísicas

Litología: La composición de los shales varía dependiendo de su ambiente de depositación. Su determinación, ya sea por métodos de laboratorio como con la Difracción de Rayos X (DRX) o Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) es vital para la calibración de registros y posterior evaluación cuantitativa de las propiedades del yacimiento.

Comúnmente, la matriz de los shales puede dividirse en dos componentes principales: Kerógeno (restante de la maduración térmica) y material inorgánico. La

Tabla 1 presenta una común división de la matriz de un shale (Glorioso y Rattia, 2012) y el fluido contenido en el espacio poroso.

Tabla 1. División de espacio poroso en shales.

MATRIZ	FLUIDO
KERÓGENO	Gas (adsorbido- libre)
MATRIZ INORGÁNICA (Contenido Arcilla + Minerales)	Gas (libre)
	Agua (Ligada a arcillas- Connata)

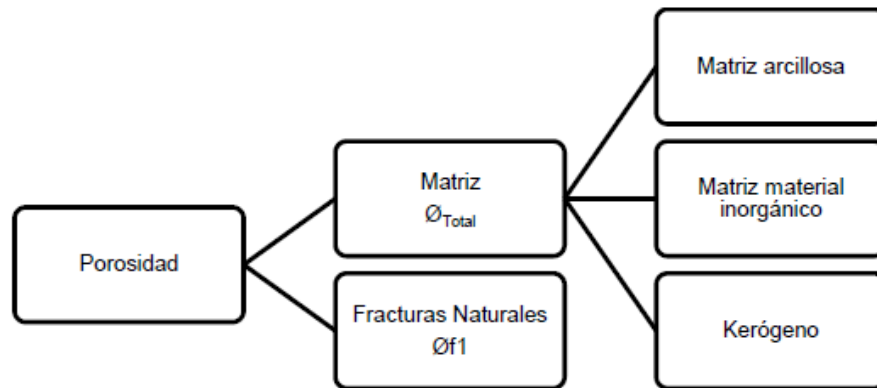
Fuente: GLORIOSO & RATTIA, 2012.

Porosidad: La Figura 9 presenta un esquema sobre la clasificación de la porosidad en los sistemas shale (sistemas naturalmente fracturados). A su vez, la porosidad efectiva tanto del sistema de fracturas como del sistema de la matriz estará ligado a los poros interconectados, volumen de arcilla y cantidad de agua connata y ligada a las arcillas.

La caracterización de un yacimiento en roca generadora empieza por la determinación del tamaño y tipo de poro. Actualmente, avances en métodos de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) y Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) permiten la determinación de la estructura porosa del yacimiento en roca generadora en escalas micro a nano, permitiendo así una mejor caracterización de

yacimiento para la evaluación de éste en el desempeño a largo plazo. La Figura 10 representa una SEM de una muestra de shale.

Figura 9. Sistema Poroso en Shales



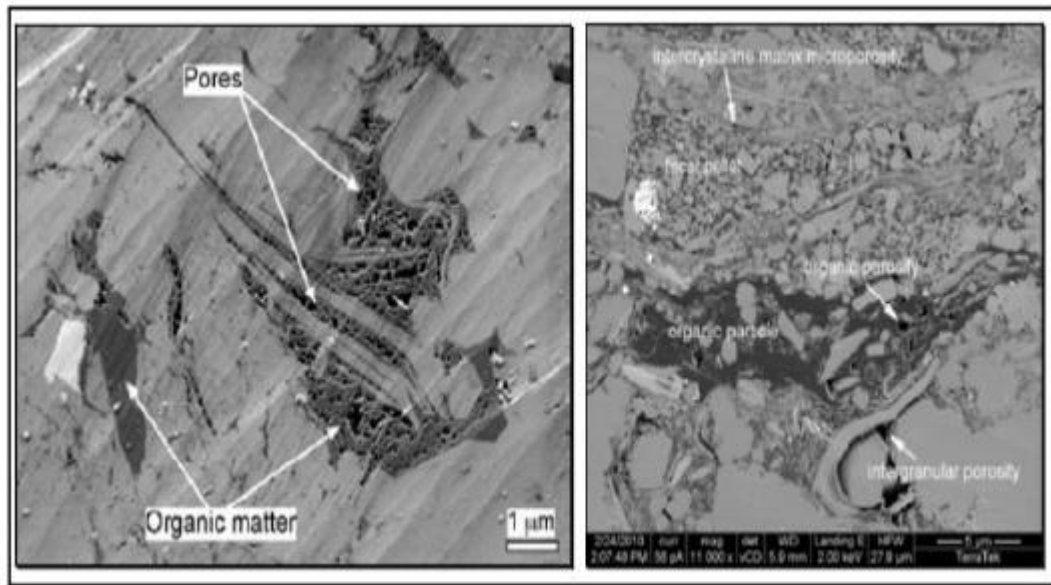
Saturación de fluidos: La saturación de hidrocarburos depende de la determinación de la porosidad efectiva. De esta manera:

$$\text{Fluidos Libres} = \text{Volumen Total} - \text{Vol. Agua} - \text{Vol. Arcillas} - \text{Vol. Agua Connata}$$

Permeabilidad: La permeabilidad de la matriz constituye un factor determinante en el sostenimiento de producción de hidrocarburos a largo plazo. Debido a los bajos valores encontrados en estas formaciones, los métodos convencionales de laboratorio conllevan a un alto grado de incertidumbre pues las condiciones de prueba no tienen en cuenta factores como presión litostática, sistemas de microfracturas naturales y efecto Klinkenberg. Cuando el shale tiene permeabilidades de 1×10^{-1} y 1×10^{-4} mD, se puede considerar una roca convencional,

en estos casos, para su análisis en laboratorio se trabaja con un *plug* más pequeño, en longitud (1 pulgada).

Figura 10. Sistema Poroso en Shales.



Fuente: GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

Propiedades Mecánicas: El contenido arcilloso determina índices como el Módulo Elástico de *Young* (índice del comportamiento elástico dependiendo de la dirección de aplicación del esfuerzo) y *Poisson* (Medida de la elongación longitudinal de un material). Estos índices, a su vez determinan el comportamiento de estas formaciones ante esfuerzos regionales, respuesta ante procesos de fracturamiento hidráulico (y su efecto sobre propiedades como la porosidad y permeabilidad). Por otro lado, los componentes no arcillosos como el Cuarzo, la Calcita, Dolomita, determinan el índice de Fragilidad (*Brittleness Index*).

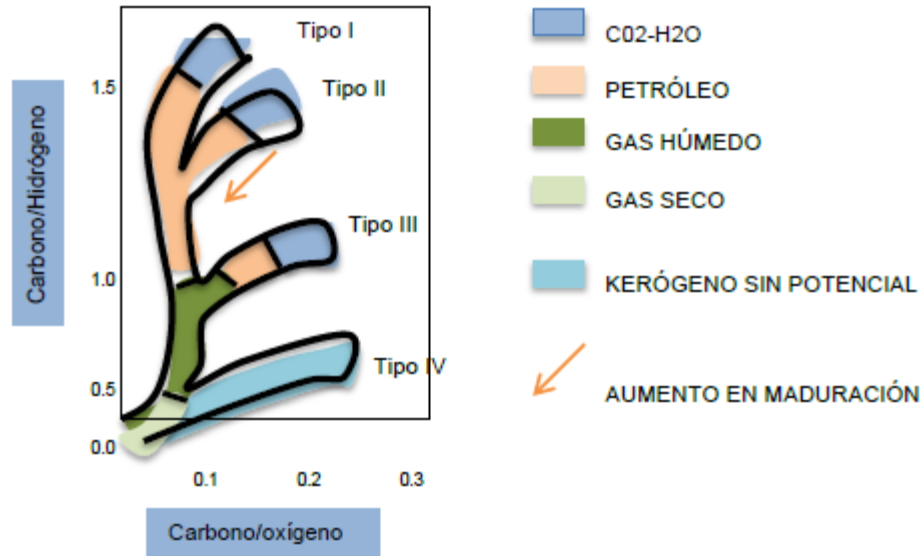
3.4.2 Propiedades Geoquímicas

Maduración térmica: El tipo de hidrocarburo formado y almacenado en el medio poroso del shale (roca generadora) dependerá del tipo de Kerógeno inicial y su grado de exposición a presión y temperatura en función del tiempo. El Kerógeno es una mezcla compleja, de alto peso molecular de componentes orgánicos insolubles en solventes orgánicos. Pruebas como degradación química, pirólisis y procesos de combustión, son usados en laboratorio para la determinación del tipo de Kerógeno presente, TOC y su potencial de generación de hidrocarburos.

Tipo de Kerógeno: El Kerógeno puede dividirse en cuatro (4) tipos principales, cada uno de ellos varía dependiendo del tipo de materia orgánica inicial depositada y a su vez el tipo de Kerógeno final determina el tipo de hidrocarburo con potencial para ser formado.

La Figura 11 representa un esquema básico de los tipos de Kerógeno y el tipo de hidrocarburo derivado con base al contenido de Carbono, Oxígeno e Hidrógeno.

Figura 11. Tipos de Kerógeno basado en el contenido de C-O.H.



Fuente: GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

Contenido de Materia Orgánica – TOC: El TOC representa el contenido total de Carbono, es decir, la cantidad total de componentes orgánicos depositados en la roca. Representa una medida de la calidad de la roca generadora. Valores promedios entre 2% y 6% pueden ser encontrados en shales. Se considera que un TOC >2% es un indicio de un shale prospectivo.

Potencial de Generación (Maduración térmica): El grado de maduración térmica y biogénica (maduración por degradación bacteriana) determina tanto el tipo de hidrocarburo como el contenido final de Kerógeno depositado en la matriz. La Figura

12 representa los cambios en TOC y Kerógeno bajo diferentes grados de maduración.

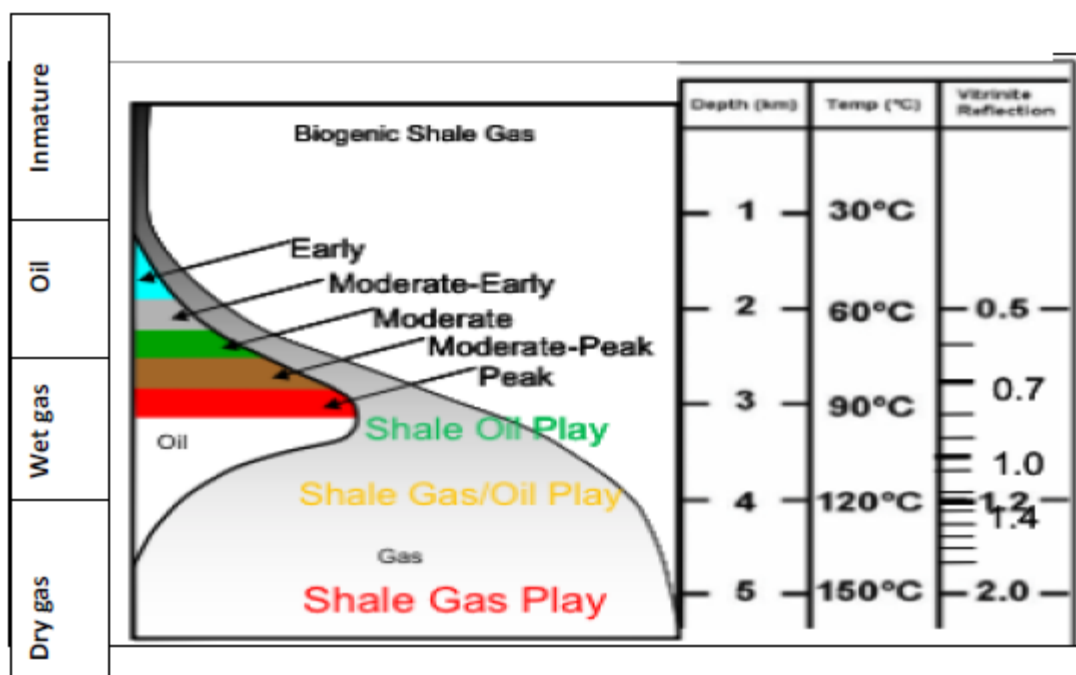
Figura 12. Cambios en componentes orgánicos basados en la maduración térmica.

BAJO GRADO DE MADURACIÓN			
HC	KERÓGENO	COMPONENTES INORGÁNICOS	
TOC TOTAL			
ALTO GRADO DE MADURACIÓN			
HC	KERÓGENO	COMPONENTES INORGÁNICOS	HC EXPULSADO
TOC TOTAL			

Fuente: GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

El grado de maduración puede ser estimado a partir de valores de Refractancia a la Vitrinita (Ro) como se representa en la Figura 13.

Figura 13. Maduración Térmica y Refractancia a la Vitrinita.



Fuente: GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

En resumen, la correcta determinación de propiedades petrofísicas y geoquímicas ya sea por métodos analíticos como registros o por métodos de laboratorio determinará el correcto cálculo de reservas y tendencias de producción. La Tabla 2, sintetiza, de forma general, los valores promedio mínimos necesarios en yacimientos en roca generadora para ser considerados comercialmente viables.¹⁰

¹⁰ GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

Tabla 2. Valores mínimos para Yacimientos en Roca Generadora económicamente viables.

PARÁMETRO	VALOR MÍNIMO
Contenido de Materia Orgánica (TOC)	>2%
Refrac. a Vitrinita (Ro)	>1%
Porosidad ($\emptyset$)	>4%
Saturación Agua (S_w)	<45%
Saturación Petróleo (S_o)	<5%
Permeabilidad (K)	>100nD

Fuente: GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. SPE 153004. 2012.

3.5 EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ROCA GENERADORA

La exploración en yacimientos de roca generadora se centra en lo siguiente:

- Identificación de la roca madre potencialmente prospectiva.
- Identificación de la extensión y profundidad de la roca madre.
- Identificación del grado de maduración de la misma.
- Identificación del contenido en gas y tipo del gas (seco o húmedo). ¹¹

¹¹ SERIGOT CASTELLET, Juan. "Análisis crítico de la viabilidad del fracking en España". Máster en Energías Renovables. 2014.

Para la identificación de la roca madre potencialmente prospectiva, así como su geometría, se utilizan técnicas clásicas en exploración como la geología de superficie y la sísmica de reflexión, de un modo similar al realizado en lo referente a hidrocarburos convencionales.

En lo referente a la determinación de la prospectividad de la roca madre, cuatro son los parámetros a tener en cuenta:

La cantidad de Carbono Orgánico Total (TOC). El origen del carbono orgánico presente en las rocas generadoras es la suma de tres tipos de carbono:

- a. El asociado al petróleo y al gas que la roca ha generado pero que no ha sido expulsado de la roca madre.
- b. El asociado al Kerógeno y que si continuara el proceso de maduración podría dar lugar a volúmenes adicionales de gas y petróleo.
- c. El carbono residual que se corresponde con el Kerógeno agotado.

El ensayo Rock-Eval: Este ensayo se desarrolló con el fin de conocer la calidad del TOC (desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo (IFP)), y tiene como objetivo analizar los gases emitidos por una muestra sometida a un proceso de pirolisis y posteriormente de oxidación.

El tipo de Kerógeno: La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinado por el tipo de Kerógeno presente en la roca sedimentaria.

Los tipos básicos de Kerógeno son: Tipo I (alto HI, bajo OI), Tipo III (bajo HI y alto OI) y el Tipo II que se encuentra entre los dos anteriores. En los yacimientos en roca generadora suele darse del Tipo II o III.

La maduración térmica de la roca generadora: viene indicada por la reflectancia de la vitrinita, R_o , la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la ventana de gas, sino también el tipo de gas. En términos generales para valores de R_o , entre 0,8 y 1,4 se habrá generado petróleo y gas húmedo, pero para valores de $R_o > 1,4$ se habrá generado gas seco.

Una vez definido el prospecto, se perforan varios pozos verticales o desviados, recuperando núcleos de la formación prospectiva para su posterior análisis. Finalizada la perforación se realizan los correspondientes registros de pozo abierto. En la exploración convencional a veces es suficiente la perforación de un pozo para descartar un prospecto. En los yacimientos no convencionales un pozo no es suficiente para declarar la no prospectividad de un área. El radio de drenaje de un pozo vertical en un yacimiento de roca generadora, incluso después de haberlo sometido a una estimulación hidráulica, es muy limitado, difícilmente alcanza dos o tres centenares de metros, a diferencia de un yacimiento de gas convencional en el que el radio puede superar fácilmente los mil metros.

Los núcleos son llevados directamente al laboratorio, donde se mide la capacidad de almacenamiento de gas, tanto del adsorbido como el gas presente en las microfracturas y los poros. La mayoría de las rutinas de interpretación de los registros en pozo abierto facilitan una correlación entre el TOC y las lecturas de rayos gamma, junto con una estimación de la densidad de grano, que permite calcular la porosidad. Se suelen realizar ensayos para medir la porosidad y la permeabilidad, así como análisis mineralógico detallado, que permite predecir la fiabilidad de la formación, esto es la facilidad para ser fracturada.

Para la explotación de los Yacimientos No Convencionales (*Tight Gas*, *Tight Oil*, *Shale oil* y *Shale Gas*), es preciso utilizar métodos no tradicionales como la estimulación mediante Fracturamiento Hidráulico para alcanzar tasas de producción económicamente viables.

Las operaciones de estimulación estándar implican inyecciones masivas de agua y propantes. Por lo general, concentraciones más altas de propante producen valores más altos de conductividad en la fractura ya que se supone que la apertura de la fractura se sustenta en mayor medida. Sin embargo, el propante también puede causar un gran daño mecánico debido a la incrustación del propante en la cara de la fractura a medida que disminuye la presión del yacimiento (Reinicke et al., 2010, Reinicke et al., 2012). Varios operadores diferentes usan el tratamiento "*Waterfrac*", el cual consiste en agua o una mezcla de agua y gel con muy bajas concentraciones de propante para mejorar la permeabilidad en la fractura y mejorar la limpieza de

las fracturas (Mayerhofer et al., 1997, Mayerhofer y Meehan 1998, Walker Jr et al., Mathis y otros 2000, Mayerhofer y otros 2000, Britt et al. 2006).

Un posible mecanismo detrás del éxito de los trabajos de *Waterfrac* es la fractura que se auto sostiene debido a la rugosidad de la superficie de la fractura. La mayoría de las masas rocosas contienen fracturas preexistentes, algunas de las cuales pueden sellarse con calcita o algún otro mineral de relleno. Si estas fracturas están orientadas favorablemente con respecto a los esfuerzos in situ, una inyección a presiones por debajo del mínimo esfuerzo principal puede causar deslizamiento y sostenimiento debido a la rugosidad (Pine y Batchelor 1984, Nygren y Ghassemi 2005, Ge y Ghassemi 2011, Wang y Ghassemi 2013, Ye et al. 2017).

4. MÉTODOS EN LA INDUSTRIA PARA ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA

Las tendencias actuales en la exploración y elaboración de planes de desarrollo de yacimientos en roca generadora se centran en tres ejes principales de estudio: (1) petrofísica, (2) geoquímica orgánica y (3) geomecánica de yacimientos.¹² La Tabla 3 muestra las variables y fuentes para la caracterización de yacimientos en roca generadora.

Los factores claves para definir la calidad del yacimiento en Roca Generadora son los siguientes: ¹³

- **Capacidad de almacenamiento:** Porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, materia orgánica (MO), maduración de la MO, área, hidrocarburos in situ.
- **Capacidad de flujo:** Mineralogía, contenido de arcilla, fracturas, propiedades geomecánicas, presión de poro, gradiente de presión, permeabilidad.
- **Otros:** Complejidad estructural, continuidad y conectividad, acuíferos, edad, profundidad y la ubicación.

¹² PASSEY, Q. R. et al. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. in International Oil and Gas Conference and Exhibition 29 (Society of Petroleum Engineers, 2010).

¹³ BEJARANO, A. ORTIZ, R. PÉREZ, E. “Caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales a partir de registros de pozos: Nuevo modelo de evaluación e interpretación”. TEC-456. 2017. ACIPET.

Tabla 3. Variables y fuentes para la caracterización de Yacimientos en Roca Generadora.

Línea del conocimiento	Variable	Parámetro(s)	Medición	
			Laboratorio	Registros
Petrofísica	Porosidad	PHI	Método GRI	Densidad, fotoeléctrico, Neutrón compensado, RMN.
	Permeabilidad y flujo	K	Método GRI, CST	Resonancia Magnética Nuclear RMN
	Saturación de fluidos	Sgas, Sagua	Método GRI (Sgas)	Resistividad profunda, RMN (Sagua)
	Volumen de arcilla	XSH		Rayos gamma GR, GR espectral
Geomecánica	Módulo de Young	E	Prueba de esfuerzo triaxial	Sónicos
	Relación de Poisson	v	Prueba de esfuerzo triaxial	Sónico compresional y de corte
	Fragilidad/fracturabilidad	Br	Dureza Brinell	Sónicos, densidad, litológicos
	Estado de esfuerzos	VTI, HTI, orientación		Sónico dipolo orientado, imagen lodo.
Geoquímica	Carbono orgánico total	TOC	Análisis TOC	Resistividad profunda, GR, RMN (limita el volumen)
	Mineralogía	Qz	XRD, XRF, ICP, LIBS	Espectroscopía de captura elemental (mineralogía geoquímica)
	Grado de Madurez	Ro, Tmax	-Pirólisis Rock Eval (Tmax, PI) -Análisis de macerales (Ro) -Biomarcadores -Gradiente geotérmico	Registros sísmicos y velocidad sísmica Neutrón-Densidad, resistividad profunda.
	Tipo de materia orgánica	O:C, H:C	-Análisis pirolisis (S1, S2) + TOC -Estudio de Isótopos estables -Estudio de biomarcadores	
	Potencial de la roca fuente	S1, S2	-Pirólisis Rock-Eval	
	Nivel de Biodegradación		-Estudio de biomarcadores -Estudio de Isótopos estables	

XRD= Difracción rayos X, XRF= Fluorescencia rayos X, ICP= *Inductively Coupled Plasma*, CST= Tiempo de succión capilar, Br= Fragilidad (*brittleness*), LIBS= *Laser induced breakdown spectrometry*, VTI= *vertical transverse isotropy*, HTI= *Horizontal transverse isotropy*, RMN= Resonancia magnética nuclear, Xsh= Fracción vol. de arcilla, O:C= índice de oxígeno, H:C= índice de hidrógeno.

Fuente: BEJARANO, A. ORTIZ, R. PÉREZ, E. 2017. ACIPET.

Los sistemas de *shale* gas son dominados por TOC, madurez, permeabilidad y la mineralogía, mientras los sistemas de *shale oil* son dominados por propiedades similares, pero niveles más bajos de madurez. Un problema importante al evaluar sistemas de *shale oil* es identificar si el aceite fue generado in situ o ha migrado en

esa roca fuente desde otra roca fuente, esto hará una diferencia entre tratar el yacimiento como convencional o no convencional.¹⁴

Como se mencionó, la permeabilidad es un parámetro que incide en la capacidad de flujo de los yacimientos en roca generadora y parte importante de su caracterización; por lo cual, a continuación, se detallarán algunos métodos actualmente utilizados en la industria para estimar esta propiedad.

4.1. MEDICIONES DE PERMEABILIDAD EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES

Para estimar la permeabilidad se utilizan datos de núcleos y de registros, pruebas de presión transitoria, pruebas de producción y datos históricos. Cada medición tiene características, ventajas y desventajas.

Datos de Núcleos. Las mediciones de rutina de núcleos (RCA) proveen la permeabilidad absoluta o intrínseca. En yacimientos arcillosos con alta saturación de agua o en rocas mojadas por petróleo, la permeabilidad efectiva puede ser significativamente menor que la permeabilidad absoluta. Los datos de núcleos se toman en muestras limpias que han sido llevadas a superficie, de modo que las condiciones de medición no son las mismas que las que se efectúan en sitio.

¹⁴ PHILP, P. Oklahoma U. Petroleum and Environmental Geochemistry. Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6 (UIS, CENIVAM, 2015).

Algunas de estas condiciones, tales como las tensiones de fondo de pozo, se pueden simular en la superficie. Otras, como la alteración de las arcillas y las microfracturas causadas por la liberación de las tensiones, pueden ser irreversibles.¹⁵

Para que esta información sea útil para la caracterización del yacimiento, es necesario contar con una cantidad considerable de muestras de núcleos que capten de manera completa la heterogeneidad del yacimiento. En general, se utilizan distintos tipos de promedios estadísticos para escalar los valores de permeabilidad al yacimiento. Para el flujo en capas, el promedio aritmético es el apropiado para determinar la permeabilidad horizontal (K_h). Para el flujo bidimensional aleatorio, se utiliza el promedio geométrico, mientras que para la permeabilidad vertical (K_v) se utiliza el promedio armónico.

Datos de Registros. Los registros miden la porosidad y otros parámetros que se relacionan con el tamaño de los poros; por ejemplo, la saturación de agua irreducible (S_{wir}) y parámetros de Resonancia Magnética Nuclear.¹⁶ La permeabilidad se puede estimar a partir de estas mediciones utilizando una relación empírica adecuada. Esta relación normalmente se debe calibrar para cada yacimiento o área

¹⁵ AYAN, Cosan, HAFEZ, Hafez. "Characterizing Permeability with Formation Testers". Oilfield Review. SLB, 2001.

¹⁶ WEBER AG y Simpson RE. "Gasfield Development- Reservoir and Production Operations Planning". Journal of Petroleum Technology. 1986.

con mediciones más directas, normalmente de núcleos y pruebas de presión transitoria.

El principal uso de la permeabilidad derivada de registros es proporcionar estimaciones continuas en todos los pozos. En el aspecto económico, los núcleos y los registros tienen muchas aplicaciones, de modo que el costo adicional de obtener permeabilidad a partir de ellos es relativamente pequeño.

Pruebas de Pozos. El análisis de las pruebas de presión transitoria (PTA) permite estimar la permeabilidad efectiva promedio de la formación en sitio. Sin embargo, los resultados tienen que interpretarse a partir del cambio de presión con el tiempo. Los intérpretes usan varias técnicas, incluyendo el análisis de regímenes de flujo específicos y el ajuste con curvas tipo o con un modelo de la formación. En las pruebas convencionales el pozo se deja en producción por un tiempo lo suficientemente largo como para detectar los límites del yacimiento.¹⁷

En la mayoría de las pruebas convencionales, el objetivo es medir la transmisividad ($Kh \cdot h / \mu$) durante el flujo radial. Donde, Kh , es la permeabilidad horizontal, h , es el espesor y μ , es la viscosidad del fluido. En la práctica, otros tipos de información, como modelos geológicos y datos sísmicos ayudan a mejorar los resultados.

¹⁷ AYAN, Cosan, HAFEZ, Hafez. "Characterizing Permeability with Formation Testers". Oilfield Review. SLB, 2001.

En el aspecto económico, las pruebas de pozos son costosas desde el punto de vista de los equipos de prueba y del tiempo de los equipos de perforación y/o terminación de pozos. Las pruebas de presión también se llevan a cabo para obtener una muestra de fluido, de modo que el costo adicional para determinar la permeabilidad puede ser pequeño. Sin embargo, la obtención de datos de permeabilidad de alta calidad a menudo requiere largos tiempos de cierre de pozo y equipos adicionales, tales como válvulas de fondo de pozo, manómetros y medidores de flujo.¹⁸

Pruebas de Producción e Historia de Producción. Se puede obtener una permeabilidad efectiva promedio a partir de la tasa de flujo que se tenga en pozo durante la producción en estado estacionario, preferiblemente de pruebas específicas a diferentes tasas de flujo. Para esto es necesario conocer o suponer el daño a la formación (s) u otros efectos cercanos al pozo.

También se puede determinar una permeabilidad promedio a partir de los datos de la historia de producción, mediante el ajuste de la permeabilidad hasta obtener el historial de producción correcto. Sin embargo, en ambos casos, la distribución de la permeabilidad no se puede obtener de manera confiable.

¹⁸ Modern Reservoir Testing. SMP-7055. Houston, Texas. EUA: Schlumberger Wireline & Testing. 1994.

4.2 MEDICIONES DE PERMEABILIDAD EN ROCA GENERADORA

Antes de ser alterados mediante perforación, los yacimientos de roca generadora son generalmente naturalmente fracturados, lo que significa que presentan dos tipos de porosidad y permeabilidad. Por un lado, la matriz está representada por una porosidad, Φ_m y permeabilidad, K_m . Por otro lado, las fracturas presentan permeabilidad, K_f y porosidad, Φ_f . A lo largo de los años, distintos autores han estudiado el flujo interporoso en este tipo de yacimientos.

Debido a su naturaleza, la geometría y distribución de fracturas en estos yacimientos es comúnmente desconocida, por lo que los modelos analíticos más conocidos (Warren y Root, 1963) describen su geometría como un bloque homogéneo e isotrópico interceptado por fracturas ortogonales tanto para flujos en estado transitorio, estable y pseudo-estable.

La capacidad de almacenamiento tanto de la red de fracturas como de la matriz determinará el comportamiento de flujo en el yacimiento, que generalmente se da desde la matriz a través de las fracturas hasta la cara de pozo:

- Si las permeabilidades de ambas zonas son iguales, el yacimiento se comportará como homogéneo sin fractura.

- Si la matriz no tiene permeabilidad y las fracturas están homogéneamente distribuidas, el yacimiento se comportará como un yacimiento homogéneo.

De esta manera, las únicas tres (3) condiciones que deben estar presentes para considerar un yacimiento en roca generadora naturalmente fracturado son:¹⁹

1. La porosidad de la matriz es mayor que la porosidad de la fractura.
2. La permeabilidad de matriz no es cero, pero su permeabilidad es mucho más pequeña que la permeabilidad de la fractura.
3. El pozo intercepta la fractura.

En este capítulo se describen las distintas fuentes en cuestión para estimar dichas permeabilidades, tales como pruebas de presión, registros de pozos y mediante muestras de roca en laboratorio.

¹⁹ ESCOBAR, Freddy Humberto. “Análisis Moderno de Presiones de Pozos”. Neiva, Colombia. 2003. Capítulo 7. Pág. 265.

4.2.1 Estimación de la Permeabilidad Matriz (K_m) y Permeabilidad de Fractura (K_f) mediante Pruebas de Presión. Las pruebas de presión en yacimientos ya sean de gas o petróleo son realizadas principalmente para la determinación de propiedades de yacimiento, presiones promedio y determinación de daño para posteriores operaciones de estimulación. Las primeras pruebas de presión en yacimientos de gas fueron hechas en yacimientos altamente permeables y porosos (*Schellherdt & Rawlins*). Posteriormente, hacia el año 1960, estos resultados fueron llevados a yacimientos con permeabilidades más bajas donde era más común encontrar grandes reservas de gas.

Las pruebas de presión en estos yacimientos pueden ser aplicadas antes o después de la etapa productiva ya sea para evaluar la posibilidad de estimulación (Fracturamiento Hidráulico) o para determinar el estado del yacimiento después de la estimulación. De esta manera, la obtención de datos confiables depende de la rigurosa toma de datos de pozos estables y del conocimiento previo del tipo de yacimiento que se encuentra en explotación por medio de muestra de corazonamiento y análisis geológico, pues el principal objetivo de una prueba de presión es aplicar un modelo analítico que se ajuste a los datos obtenidos para su posterior análisis y toma de decisiones.

Los yacimientos en roca generadora normalmente tienen tres (3) características principales que representan tres (3) factores de riesgo para el análisis de las pruebas de presión:²⁰

- 1. Red de Fracturas Naturales:** Los yacimientos en roca generadora son generalmente naturalmente fracturados, lo que significa que presentan dos tipos de porosidad y permeabilidad.
- 2. Perforación Horizontal:** El análisis de presiones transitorias (PTA) en pozos horizontales se hace con base en cuatro (4) regímenes posibles de flujo, que se evidenciarán o serán enmascarados dependiendo de los parámetros de yacimiento y la relación de la geometría del pozo con ellos.

Los regímenes teóricos que se evidencian ya sean en una prueba de restauración (PBU) o de declinación de presión (PDD) son: Flujo radial a tiempos tempranos, flujo lineal a tiempos intermedios, flujo radial a tiempos tardíos y flujo lineal a tiempos tardíos (estado pseudoestable).
- 3. Fracturamiento Hidráulico Multietapa:** Debido a que la mayoría de yacimientos en roca generadora requiere de procesos de fracturamiento para su explotación, el análisis de presión, debe tener en cuenta entonces, los

²⁰ ESCOBAR Freddy Humberto. "Análisis Moderno de Presiones de Pozos". Neiva, Colombia. 2003. Capítulo 7.

regímenes de flujo presentes en las fracturas artificiales, así como también, la influencia de sus geometrías.

Estos factores modifican la estructura petrofísica natural de los yacimientos y a su vez esta estructura natural es diferente de la de los yacimientos convencionales que son perforados verticalmente.

Como puede ser visto, las propiedades del yacimiento, así como la geometría del pozo y fracturas tienen un impacto en los regímenes de flujo encontrados durante la fase de producción de un yacimiento no convencional. De esta manera, *Clarkson y Pederson* (2010) realizaron una clasificación de ocho (8) posibles escenarios yacimiento / fracturas hidráulicas (ver Figura 14). Estos escenarios corresponden a la base de los principales modelos analíticos usados para la interpretación de pruebas de presión. Las características principales de estos escenarios corresponden a:²¹

- **Escenario 1:** Yacimiento de porosidad simple, penetrado por un pozo horizontal.
- **Escenario 2:** Yacimiento de doble porosidad penetrado por un pozo horizontal.
- **Escenario 3:** Yacimiento de porosidad simple penetrado por un pozo horizontal, rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales.

²¹ CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. Elsevier Publishing. 2013.

- **Escenario 4:** Yacimiento penetrado por un pozo horizontal, rodeado de un área estimulada por una red de fracturas naturales, donde tanto la matriz como la red de fracturas tienen diferentes valores de porosidad.
- **Escenario 5:** Yacimiento de porosidad simple, penetrado por un pozo horizontal con una serie de fracturas hidráulicas simples.
- **Escenario 6:** Yacimiento de doble porosidad penetrado por un pozo horizontal con una serie de fracturas hidráulicas simples.
- **Escenario 7:** Yacimiento de porosidad simple, penetrado por un pozo horizontal, con fracturas hidráulicas, rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales. Base del modelo trilineal (*Brown et al, 2011*).
- **Escenario 8:** Yacimiento penetrado por un pozo horizontal con fracturas hidráulicas, rodeado de un área estimulada compuesta por una red de fracturas naturales donde tanto la matriz como la red de fracturas naturales tienen diferentes valores de porosidad.

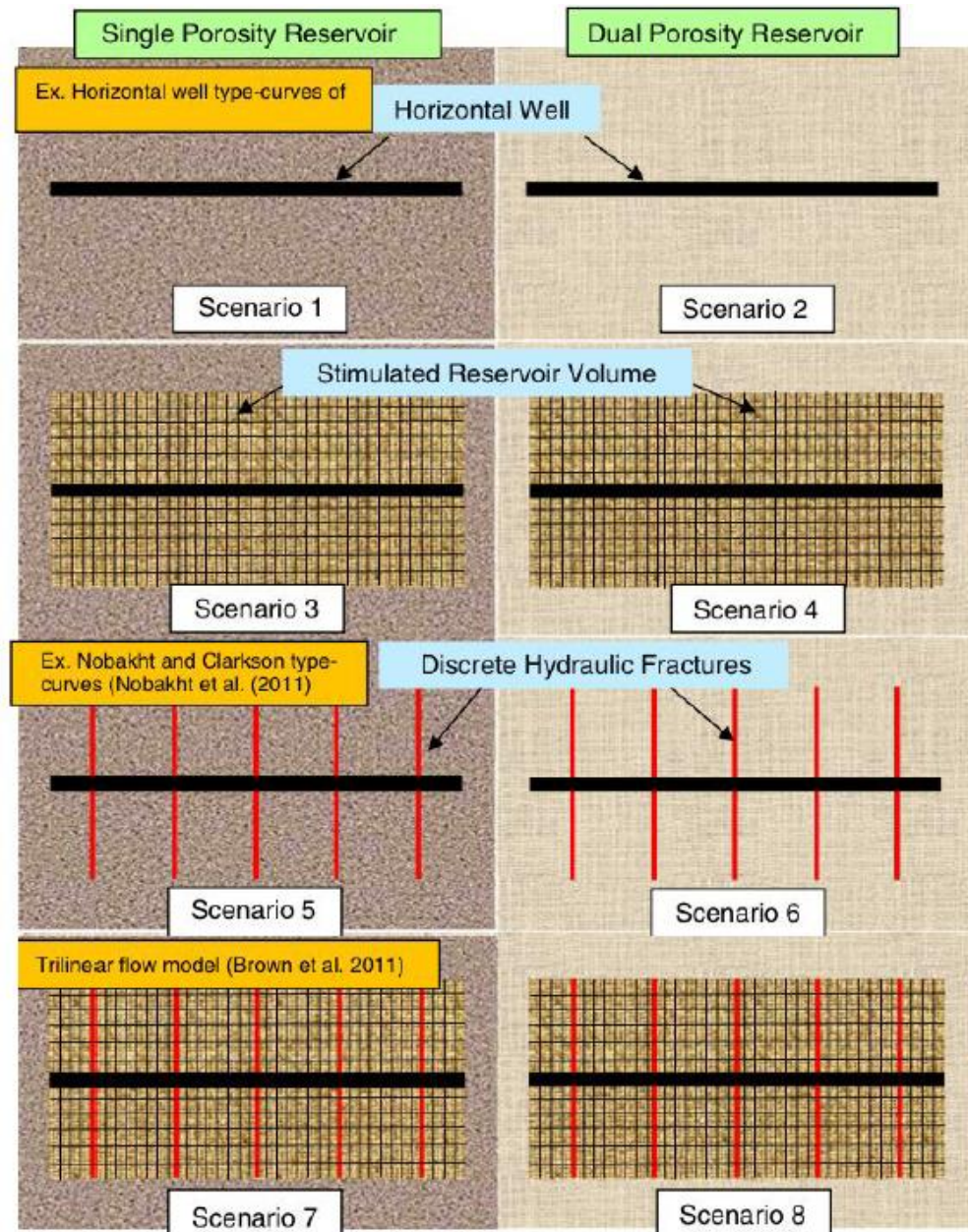
La mayoría de yacimientos en roca generadora hidráulicamente fracturados se encuentran dentro de los escenarios 7 y 8.

4.2.1.1 Modelos Analíticos para el Análisis de Presiones en Yacimientos en Roca Generadora. Para el análisis de pruebas de presión realizadas a yacimientos en roca generadora, se han utilizado tanto técnicas convencionales, útiles para el análisis de pruebas de pozos verticales, análisis de curvas tipo, así como también técnicas modernas, como lo es el análisis de la derivada. Actualmente, en la literatura se pueden encontrar variedad de modelos aplicables a yacimientos fracturados de roca generadora, dependiendo de las consideraciones que envuelve el modelo, ya sea un modelo de doble porosidad, triple porosidad, o variación en la geometría y distribución de fracturas hidráulicas.

La Tabla 4 recopila algunos de los modelos más usados en la industria para yacimientos en roca generadora, junto con el tipo de técnica en el cual se ubica y las consideraciones que envuelve.²²

²² DIEZ María Fernanda, LAGUADO María Camila. “Metodología para la determinación de permeabilidades globales y parámetros de fractura en Yacimientos de Shale Gas hidráulicamente Fracturados mediante Análisis de Pruebas de Presión”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2016.

Figura 14. Clasificación de 8 posibles escenarios yacimiento/fracturas hidráulicas según Clarkson y Pedersen (2010).



Fuente: CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. Elsevier Publishing. 2013.

Tabla 4. Modelos de Análisis de Presiones para Yacimientos en Roca Generadora.

4.1 Modelo Kim and Lee (2015)	
Tipo de Técnica: Moderna. Simulación Numérica. Curvas Tipo.	
-Efecto de la permeabilidad de la matriz y permeabilidad tanto de las fracturas naturales como de las fracturas naturales "rejuvenecidas" por el fracturamiento hidráulico. -Parámetros de fractura (Ancho, alto, longitud media). -Yacimiento dividido en dos zonas: Área de yacimiento estimulado (SRV) y no estimulado (USRV). -Pozo horizontal penetra toda la formación y en la mitad de esta para producir el gas efectivamente. -Producción llevada a cabo durante 50 años a tasa constante. -Producción únicamente de gas, agua permanece inmóvil. -Propiedades de las fracturas hidráulicas son constantes a lo largo de ésta. -Efectos de almacenamiento y daños son ignorados.	
4.2 Modelo Jing Lu, Zhu Tao & Djebbar Tiab (2009)	
Tipo de Técnica Moderna: Síntesis Directa de Tiab.	
Los autores presentan una solución analítica para el transiente de presión en yacimientos de shale gas de doble porosidad-doble permeabilidad, mediante una ecuación a partir de la transformación de Fourier y La Place. Igualmente, se presenta la aplicación de la TDS (Síntesis Directa de Tiab) para la determinación de parámetros en estado pseudo estable. A partir de este modelo es posible caracterizar la relación de permeabilidades matriz/fracturas, parámetro de flujo interporoso y almacenamiento.	

Tabla 4. Continuación Modelos de Análisis de Presiones para Yacimientos en Roca Generadora.

4.3 Modelo Cheng (2011)
Tipo de Técnica: Moderna. Simulación Numérica. El autor realiza una investigación en una formación hidráulicamente fracturada de shale gas (Marcellus) sobre las características de la respuesta de presión en estado transitorio considerando parámetros como conductividad de fracturas, espaciamiento entre éstas, y permeabilidad de la zona estimulada. También se estudia el impacto de desorción y esfuerzos. Consideraciones: • Producción de flujo monofásico en una formación isotrópica. • Fracturas son tratadas con conductividad finita. • Se crea una zona estimulada alrededor de las fracturas hidráulicas.
4.4 Modelo F. Medeiros, B. Kurtoglu, E. Ozkan, y H. Kazemi, (2007)
Tipo de Técnica: Moderna. Modelo semi-analítico. Los autores presentan un modelo semi analítico para el diagnostico de la respuesta transitoria de presión en pozos horizontales hidráulicamente fracturados (con fracturas tanto longitudinales como trasversas) localizados en formaciones naturalmente fracturadas. Se realiza un análisis del volumen estimulado en base a las permeabilidades efectivas de las fracturas naturales.
4.5 Modelo A. Aboaba y. Cheng (2010)
Tipo de Técnica: Moderna. Convencional El método presentado por el autor utiliza datos disponibles de caudales de producción, los cuales los convierte en valores equivalente de una prueba de caída de presión a una tasa constante (PDD) para luego estimar valores de longitud media de fractura y permeabilidad de formación. La técnica se basa el análisis de la presión transitoria para el régimen de flujo lineal. Consideraciones: • Se usan datos de producción a tiempos tempranos. • Se considera cada fractura como un medio poroso de geometría rectangular paralelepípeda que penetran todo el ancho de la formación. • A tiempos largos, un pozo multifracturado se comporta como una sola fractura entre las dos fracturas más exteriores a través del pozo horizontal

Tabla 4. Continuación Modelos de Análisis de Presiones para Yacimientos en Roca Generadora.

4.6 Modelo M. Al-Kobaisi, E. Ozkan, H. Kazemi, B. Ramirez (2006)
Tipo de Técnica: Modelo híbrido numérico-analítico
Se usa este método para simular el impacto de las propiedades de fractura en los regímenes de flujo a tiempos tempranos y las características de las presiones en dichos pozos horizontales fracturados. Su objetivo es analizar los regímenes de flujo a tiempos tempranos es decir los inducidos por el almacenamiento en la fractura y de esta manera mostrar la importancia que tiene la geometría de la fractura la caída de presión adicional que una distribución de permeabilidad desigual en las fracturas debido a la disposición del propano y del flujo no-Darcy.
Consideraciones:
• La permeabilidad es independiente de la dirección en el eje y (el flujo solo se da en las direcciones x y z en la fractura) • Se considera cada fractura como un medio poroso de geometría rectangular paralelepípeda que penetran todo el ancho de la formación. • Las esquinas de las fracturas se asumen como límites de no flujo. • Se tiene en cuenta el flujo no-Darcy solo dentro de la fractura ya que la convergencia del flujo a través del pozo crea altas velocidades especialmente en yacimientos de gas.

4.7 Hassan Bahrami, Jamal Siavoshi (2013)
Tipo de Técnica: Modelo convencional (derivada de la presión)
Se realiza de nuevo un análisis de regímenes de flujo característicos en los pozos horizontales multifracturados en donde se analiza la respuesta derivada de la presión vs la función del tiempo. Según las pendientes características del flujo radial y lineal se pueden obtener la permeabilidad y la longitud media de la fractura respectivamente. La gráfica de la segunda derivada de la presión también se tiene en cuenta para evitar la incertidumbres que se presentan debido los tiempos de cambios en los regímenes de flujo
Consideraciones:
• Se realiza una prueba build-up • El inicio del régimen de flujo radial se considera a aproximadamente 2.5 ciclos logaritmos después de la región del almacenamiento

4.2.2 Estimación de la Permeabilidad Matriz (Km) en Laboratorio. Las permeabilidades en rocas generadoras son medidas en *plugs* o muestras trituradas de roca, utilizando técnicas de estado inestable. Los métodos para medir permeabilidad en laboratorio han sido fuente de controversias, principalmente debido a las inconsistencias entre diferentes laboratorios (*Sondergeld et al, 2010*).

Para medir la permeabilidad, la industria ha confiado durante años en la Ley de Darcy; de acuerdo con la Ley de Darcy, la permeabilidad puede determinarse bajo condiciones de estado estacionario, si se aplica una caída de presión constante y se mide el caudal, o viceversa. Esta técnica ha sido muy eficiente en rocas con permeabilidades mayores a 100 mD. En rocas más apretadas, la permeabilidad es medida con técnicas de estado inestable en *plugs* o muestras de roca trituradas, debido a la dificultad que presenta medir la velocidad de flujo en estas rocas.

Las técnicas en estado inestable se basan en soluciones de la Ecuación de Difusividad con condiciones de frontera definidas. Estas técnicas se describen a continuación:²³

- **Método del Pulso Oscilante (Fisher & Paterson 1992, Kranz et al., 1990):**

Consiste en la aplicación de una onda de presión con amplitud y frecuencia

²³ TINNI Ali, FATHI Ebrahim, et al. "Shale Permeability Measurements on Plugs and Crushed Samples". SPE 162235. SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Canadá. 2012.

constante en un *plug*. La atenuación de la amplitud y el desplazamiento de fase entre la onda de presión enviada y la presión registrada en el lado descendente de la muestra se usa para calcular la permeabilidad de la matriz (Km).

- **Método de Disminución de Pulso - PPD (Brace et al., 1968, Dicker & Smith 1988, Jones 1997):** Consiste en aplicar un pulso de presión en el extremo aguas arriba de un *plug*. Esta presión decaerá con el tiempo. La caída de presión transitoria es utilizada para obtener la permeabilidad del sistema, que incluye permeabilidad de la matriz más nano, micro y macro fracturas. Esta medida es la más representativa en rocas generadoras.
- **Método GRI – Gas Research Institute (Luffel et al., 1993, Cui et al., 2009, Profice et al., 2011):** También conocido como método de la roca triturada o técnica de medición de la permeabilidad con caída de presión. Actualmente es la técnica utilizada para medir la permeabilidad en muestras de roca generadora, debido a que puede ser utilizada en pequeñas partículas de rocas y el experimento es considerablemente más rápido que los otros métodos de medición de permeabilidad.
- Consiste en la aplicación de un pulso de presión sobre partículas de rocas trituradas no confinadas. La caída de presión en el tiempo es analizada para obtener la permeabilidad de la matriz (Km).

4.2.3 Estimación de la Permeabilidad Matriz (Km) mediante Registros de Pozos. El modelo de registros de pozos es la base para probar correlaciones y un modelo de campo para ajustar datos de laboratorio de geoquímica y geomecánica.²⁴ Este modelo se va ajustando en la medida que se tenga más información sobre el yacimiento objetivo y se vaya realizando la integración de las diversas medidas disponibles (registros, núcleos, campo, geología, yacimientos, geofísica, etc.).

4.2.3.1 Respuesta de Yacimientos en Roca Generadora mediante Registros Convencionales. En general, las rocas generadoras tienen alto Gamma Ray, alto NPHI (Neutrón), baja resistividad y baja velocidad. La separación entre los registros neutrón y densidad es normalmente alta. El registro Gamma Ray puede ser considerado una medida del contenido de arcilla dentro del shale. Yacimientos en roca generadora con los TOC más altos son identificados por una superposición sísmico-resistividad.²⁵

²⁴ BEJARANO, A. ORTIZ, R. PÉREZ, E. “Caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales a partir de registros de pozos: Nuevo modelo de evaluación e interpretación”. TEC-456. 2017. ACIPET.

²⁵ HARILAL, (ONGC) & TANDON, A. K. (ONGC). “Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. in *9 Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics 8* (Society of Petroleum Geophysicists, India, 2012).

4.2.3.2 Estimación de Permeabilidad a partir del Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN). Actualmente, se utiliza el registro RMN para estimar el valor de permeabilidad en yacimientos en roca generadora. Las ventajas que presenta en el estudio de yacimientos en roca generadora son la rapidez, el no daño y la precisión.

Principio de funcionamiento del Registro de RMN: Cuando las muestras que contienen fluido se encuentran en un campo magnético estático uniforme, los protones de hidrógeno en el fluido son polarizados para generar un vector magnético. En este momento, los protones de hidrógeno son estimulados por pulsos de frecuencia para producir el fenómeno de resonancia magnética nuclear.

Después de retirar el pulso de frecuencia, se puede obtener una señal cuya amplitud se atenúa con el tiempo. Se pueden usar dos parámetros para medir la tasa de atenuación de la señal magnética nuclear:

- Tiempo de relajación longitudinal (T_1)
- Tiempo de relajación transversal (T_2).

En general, el espectro del tiempo de relajación transversal (T_2) se utiliza para estudiar características de la muestra de shale debido a que la medición del tiempo

de relajación transversal es rápida. A partir del RMN T_2 se puede obtener el tipo de poro, la porosidad, permeabilidad y estructura poral.²⁶

Modelo de Coates: La estimación de la permeabilidad en roca generadora es otra función importante del experimento de RMN en núcleos (*Shao et al., 2009; Ding et al., 2014*). Con base en el volumen de fluido ligado (BFV), el volumen de fluido libre (FFV) y la porosidad de RMN, obtenidos mediante la toma de registro RMN.

Un nuevo modelo regional de permeabilidad se construyó sobre la base del modelo de permeabilidad de Coates. Los parámetros en este nuevo modelo varían con las diferentes regiones, por lo que los resultados son más razonables. Sobre la base de la fórmula de Timur, Coates estableció el modelo de “Permeabilidad Coates” a través de un gran número de experimentos en 1991 (*Arnold et al., 2006; Tian, 2010*). El modelo de Coates se define de la siguiente manera (Ecuación 8):

$$k_{NMR} = \left(\frac{\phi_N}{C} \right)^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2 \quad Ec. (8)$$

Donde, K_{NMR} es la permeabilidad estimada mediante el experimento RMN, C es una constante, BVI es el índice de fluido ligado y FFI es el índice de fluido libre, obtenidos con el área del espectro T_2 en condiciones de agua irreducible (Swir).

²⁶ “LI, Ang, DING, Wenlong, et al. “Petrophysical Characterization of Shale Reservoir based on Nuclear Magnetic Resonance (NMR) experiment: A case study of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Eastern Yunnan Province, South China”. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016

ϕ_N es la porosidad RMN.

El modelo de Coates es un modelo básico para calcular permeabilidad en rocas generadoras a partir del registro de RMN, sin embargo, con el objetivo de hacer el modelo adecuado para utilizar en diferentes regiones, se cambia a la forma: $y = mx + b$.

El modelo regional de Coates se expresa como sigue (Ecuación 9):²⁷

$$\left(\frac{FFI}{BVI}\right)^{0.5} = m\left(\frac{k_{NMR}^{0.25}}{\phi_N}\right) + b \quad Ec. (9)$$

$(FFI/BVI)^{0.5}$ tiene una correlación fuertemente lineal con $(k_{NMR}^{0.25}/\phi_N)$, con un coeficiente de correlación de 0.833. Por lo tanto, el modelo del área de estudio de Coates queda de la siguiente manera (Ecuación 10):

$$\left(\frac{FFI}{BVI}\right)^{0.5} = 11.62\left(\frac{k_{NMR}^{0.25}}{\phi_N}\right) - 0.336 \quad Ec. (10)$$

En general, el método preferido para determinar la Permeabilidad del Sistema ($K_m + K_f$) es mediante el análisis de las pruebas de presión transitoria. Con una prueba

²⁷ LI, Ang, DING, Wenlong, et al. "Petrophysical Characterization of Shale Reservoir base don Nuclear Magnetic Resonance (NMR) experiment: A case study of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Eastern Yunnan Province, South China". Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016

de aumento de presión (PBU) se encuentran los parámetros necesarios para determinar la productividad de la Roca Generadora, tales como la presión del yacimiento y la permeabilidad del sistema; también se utilizan estas pruebas para examinar la efectividad de los tratamientos de estimulación.

Después de realizar estas pruebas de presión, se han logrado excelentes resultados en la evaluación de las rocas generadoras, antes de la estimulación. Una de esas técnicas usa inyección de nitrógeno o agua seguida de una prueba de caída de presión (*Falloff test*). Estas técnicas son aplicables en yacimientos, que sin tratamientos de estimulación no fluyen. En pozos que tienen el potencial de fluir antes de la estimulación, se han utilizado con éxito pruebas convencionales de PBU después de que se ha realizado una estimulación con Nitrógeno.²⁸

²⁸ LEWIS, Rick et al; "New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs". Reservoir Symposium SLLB. 2004.

5. PROCEDIMIENTOS DE LABORATORIO PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA ENFOCADOS EN LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA

5.1 DEFINICIÓN DE PERMEABILIDAD DE FRACTURA - K_f

La permeabilidad de la fractura (K_f) se define como la medida de la capacidad de las fracturas en una zona para permitir el flujo de fluidos a través de ellas. Por otro lado, la apertura (E_o) es definida como la distancia entre las paredes de la fractura perpendicular a la dirección del plano.²⁹

Por otra parte, la permeabilidad de fractura también puede ser entendida como la diferencia entre la permeabilidad del sistema (que incluye la permeabilidad de la matriz más la red de nano, micro y macro fracturas en las rocas generadoras) y la permeabilidad de la matriz.³⁰

²⁹ CIFUENTES, Harold. "Estimación de la Capacidad de Flujo del Sistema Matriz – Fractura de la Formación Mirador en la Estructura Miche del Complejo Pauto en Pozos de Piedemonte". Universidad Nacional de Colombia. 2016.

³⁰ TADESSE W. Teklu, Daejin Park, Hoiseok Jung. "Integrated Rock Characterization of a Shale Gas Field in the Horn River Basin, Canada". URTeC: 2880467.

5.2 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD MATRIZ (Km) MEDIANTE EL MÉTODO GRI - GAS RESEARCH INSTITUTE

5.2.1 Generalidades. El método GRI para la medición de la permeabilidad fue presentado por primera vez por Luffel et al, en 1993. Este método se desarrolló con el fin de encontrar una alternativa a las mediciones de permeabilidad en *plugs* de rocas generadoras, ya que estas mediciones en *plugs* estaban altamente afectadas por las fracturas contenidas.

Luffel et al, con el objetivo de obtener un valor de permeabilidad de la matriz, propuso triturar la roca en pequeñas partículas (aproximadamente 0.7 mm), que se suponía estaban libres de fracturas, con esto se eliminaría el efecto de las nano, micro y macro fracturas que pudieran estar presentes y que contribuyen al flujo. Ver Figura 15.

Figura 15. Tamaño de partículas, Método GRI (1993).



Fuente: Tomada de <https://www.corelab.com/ps/gri-analysis>. Unconventional Reservoirs Services.

En 1996 el *Gas Research Institute* – GRI, presentó un documento como reporte técnico final del estudio denominado “*Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs*”,³¹ en este informe se reportaron tres métodos desarrollados para el cálculo de la permeabilidad matriz (Km) en rocas generadoras. Un método utiliza caídas de pulsos de presión con Helio en *plugs*, mientras que el segundo utiliza esta misma metodología en partículas de núcleo o recortes de perforación.

El tercer método implica el uso de pruebas de desgasificación en *plugs* de núcleos que usan helio o metano. Los tres proporcionaron resultados similares.

El método que utiliza caída de pulsos de presión con Helio en *plugs* o en recortes de perforación se prefiere en este momento debido al costo (entre 100 y 500 USD por muestra), el corto tiempo y la complejidad adicional de las microfracturas presentes en los *plugs*.

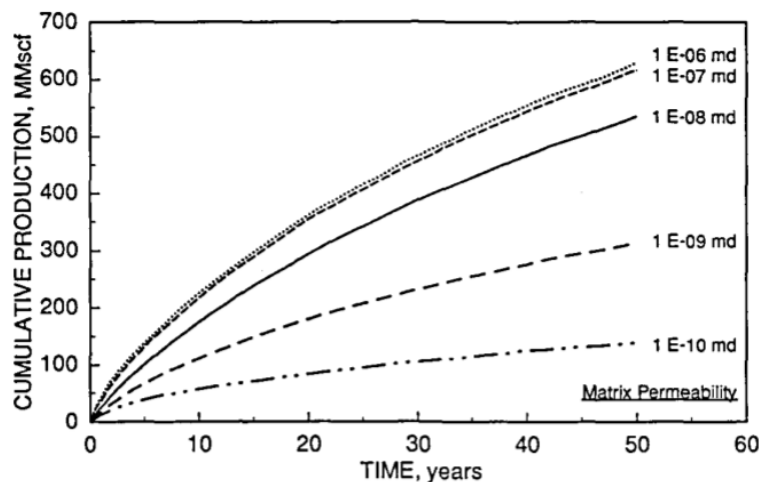
Las pruebas que se realizan con *plugs* requieren una interpretación especial, debido a la presencia de microfracturas que no se cierran bajo presión de sobrecarga. Estas fracturas, que se presentan en casi todos los *plugs* de rocas generadoras, se producen en el corazonamiento y en la extracción de *plugs*, pero no están presentes en el subsuelo.³²

³¹ ResTech Houston, Inc. “Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs”. Final Report. Gas Research Institute, abril 1996.

³² ResTech Houston, Inc. “Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs”. Final Report. Gas Research Institute, abril 1996.

La permeabilidad de la matriz juega un papel importante en la explicación de las producciones observadas en rocas generadoras. La Figura 16 muestra la predicción de la producción acumulada de un típico *Devonian Shale*, basado en modelamiento. En esta gráfica se puede ver que para valores altos de K_m ($K_m > 0.001$ microDarcys, 10^{-6} mD) el recobro es independiente de la K_m , la productividad es controlada por propiedades de las fracturas y el espaciamiento. Para valores bajos de K_m ($< 10^{-9}$ mD), el recobro es demasiado bajo para ser considerado económicamente viable. Sin embargo, para valores de 10^{-9} mD $< K_m < 10^{-6}$ mD, la K_m es uno de los factores más importantes en la productividad.³³

Figura 16. Efecto de la K_m en la producción acumulada de Rocas Generadoras, GRI (1993).



Fuente: Final Report. Gas Research Institute (GRI). "Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs". 1996.

³³ ResTech Houston, Inc. "Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs". Final Report. Gas Research Institute, abril 1996.

5.2.2 Técnica de Medición de Km con Caída de Pulsos de Presión en Muestras de Rocas Trituradas. En este método, las muestras de roca se trituran y luego se hace pasar por una malla, normalmente 20/35, para obtener un tamaño de partícula relativamente uniforme. Las ventajas de este método son que es rápido de ejecutar (aproximadamente una hora en lugar de la medición en *plugs*, que tarda alrededor de varios días); puede ser utilizado en recortes de perforación; y como es probable que la roca generadora se parta a lo largo de las microfracturas y los planos de estratificación, es poco probable que las partículas individuales contengan microfracturas. Una desventaja de este método es que es llevado a cabo sin esfuerzo de sobrecarga.³⁴

El método GRI con muestras trituradas provee la siguiente información:

- Densidad Bulk
- Densidad de grano
- Porosidad total interconectada
- Porosidad
- Saturaciones: S_w , S_o , S_g
- Permeabilidad de la matriz

Core Laboratories desarrolló un equipo llamado SMP-200 (Shale Matrix Permeability), el cual provee un método preciso para determinar la permeabilidad

³⁴ LUFFEL, D. L., HOPKINS, C. W., & SCHETTLER, P.D. "Matrix Permeability Measurements of Gas Productive Shales". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 26633. 1993.

de la matriz en muestras trituradas de roca generadora. Este equipo cumple con el protocolo desarrollado por el GRI, GRI-95/049, mide permeabilidades de 10^{-15} Darcy (1 femtodarcy) a 10^{-6} Darcy (1 microdarcy). Este equipo se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Shale Matrix Permeability – SMP-200.



Fuente: Tomado de <https://www.corelab.com/ps/gri-analysis>.

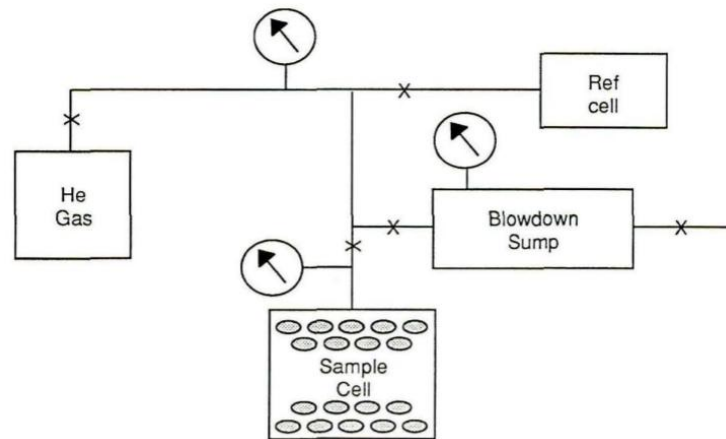
5.2.2.1 Procedimiento experimental

La Figura 18 muestra un esquema del equipo de laboratorio utilizado. En este método, se carga un peso medido (de 15 a 30 gr) de roca triturada en la celda de muestra a saturaciones iniciales de fluidos en yacimiento. Luego, el Helio se expande a presión de aproximadamente 200 psig, a la celda de muestra desde una celda de referencia de volumen conocido. La presión cae casi instantáneamente a

un nivel dictado por el volumen muerto en la celda de la muestra, luego disminuye con el tiempo a una presión más baja a medida que el Helio se adentra en los poros de cada partícula de roca generadora triturada. Se puede calcular la permeabilidad de la matriz a partir de estos datos de presión y tiempo. Los datos de presión se toman cada 0.25 segundos y hasta 2000 segundos. Ver Figura 19.

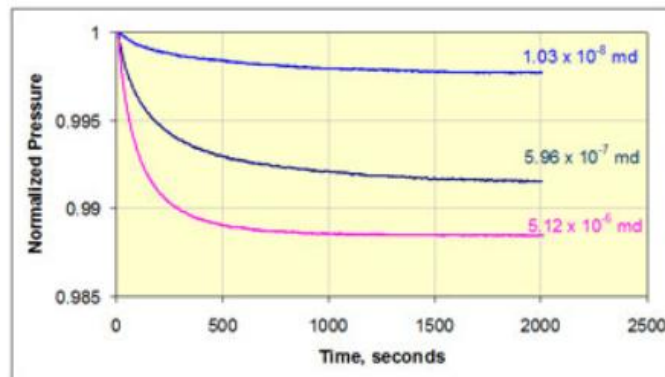
Se realizaron varias pruebas en muestras de roca generadora trituradas utilizando diferentes mallas (10/20, 20/35 y 35/60) para determinar con cuál malla se obtenían los mejores datos para los análisis. Basado en este estudio, la malla 20/35 (0.5 a 0.841 mm) fue elegida como óptima. Previo al montaje en la celda, cada muestra se procesa utilizando un triturador mecánico de roca y se hace pasar por la malla 20/35. Estos procedimientos se deben desarrollar minimizando el tiempo de exposición y las pérdidas por evaporación.

Figura 18. Representación esquemática del equipo utilizado para determinar la permeabilidad en muestras trituradas.



Fuente: Final Report. Gas Research Institute (GRI). "Development of Laboratory and Petrophysical Techniques for Evaluating Shale Reservoirs".1996.

Figura 19. Presión versus tiempos. Método GRI, 1996.



Fuente: <https://www.corelab.com/ps/gri-analysis>.

5.2.3. Parámetros que afectan la Determinación de la Km – Método GRI.

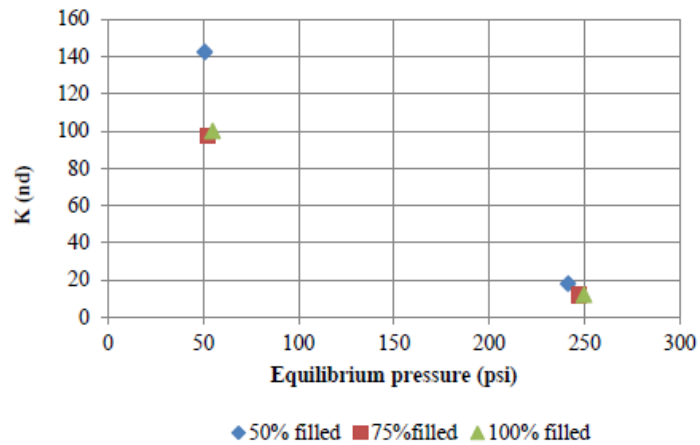
Las mediciones de permeabilidad con la técnica GRI dependen en gran medida de los detalles exactos del procedimiento experimental seguido. Por esta razón, a continuación, se listan algunos factores experimentales a tener en cuenta para la correcta determinación de la Km:³⁵

- La celda de muestra triturada debe ser llenada al menos 75% de su volumen total. Esto con el fin de minimizar el efecto del volumen muerto y obtener una caída de presión representativa. La presión de equilibrio es la presión a la cual la caída de presión se detiene dentro de la muestra triturada.

La Figura 20 muestra el comportamiento en la presión de equilibrio para la celda de muestra llena con 50%, 75% y 100% de su volumen. En un rango de presión de equilibrio de 55 a 260 psi, se puede observar una reducción de la permeabilidad de 2 órdenes de magnitud.

³⁵ TINNI, Ali., et al. "Shale Permeability Measurements on plugs and Crushed Samples". SPE 162235.

Figura 20. Efecto del volumen de llenado de la celda de muestra triturada sobre la Km.



Fuente: TINNI, Ali., et al. "Shale Permeability Measurements on *plugs* and Crushed Samples". SPE 162235.

- Los diferentes tamaños de partículas utilizados para realizar el experimento. La permeabilidad puede cambiar en más de dos órdenes de magnitud cuando el tamaño de partícula varía de 0.7 a 7 mm. Este cambio de permeabilidad refleja el cambio en la estructura de las partículas trituradas.

Las permeabilidades mediante el método GRI son realizadas normalmente a bajas presiones, donde el efecto de deslizamiento del gas (Efecto Klinkenberg) es dominante. La permeabilidad disminuye cuando la presión de equilibrio aumenta, reflejando la disminución del efecto de deslizamiento del gas. Esto muestra que la

permeabilidad obtenida con el método GRI a bajas presiones no es una permeabilidad corregida o absoluta (permeabilidad al líquido).

5.3 ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DEL SISTEMA (K_{sistema}) MEDIANTE EL MÉTODO DE DISMINUCIÓN DE PULSO DE PRESIÓN –

5.3.1 Generalidades. Cuando se pueden probar *plugs* de rocas generadoras para determinar la permeabilidad, el método de disminución de pulsos de presión proporciona un resultado rápido y preciso para núcleos de muy baja permeabilidad (hasta aproximadamente 1 nD, 10^{-9} Darcys). Las mediciones se realizan a presiones de confinamiento de hasta 10000 psi. La medición de la permeabilidad utilizando el método de Pulse Decay (método transiente o no estable) reduce el tiempo de prueba frente a los métodos de estado estable.

5.3.2 Procedimiento Experimental. El método de *Pulse Decay* para calcular la permeabilidad del sistema (K_{sistema}), emplea volúmenes, de igual magnitud³⁶, de gas o de líquido y son localizados tanto corriente arriba (upstream) como corriente abajo (downstream) de la muestra, sin necesidad de requerir un medidor de flujo, (Ver Figura 21). Debido a que volúmenes constantes son requeridos, se recomienda utilizar piezas de acero y válvulas que no presenten cambios internos de volumen cuando son abiertas o cerradas. Los transductores de presión deben tener una precisión de 0.01 psi debidamente calibrados y alta velocidad de respuesta.

Esta técnica es fácilmente utilizada para determinar rangos de permeabilidad menores a 1 mD.³⁷ Inicialmente el V1, V2 y VP, son llenados a una presión hasta que estabilice, manteniendo condiciones de temperatura constante, en todo el sistema. Esta presión de estabilidad inicial está identificada como P1.

Generalmente la presión aplicada oscila entre 1000 – 2000 psig.³⁸ Por lo tanto, la muestra estará a una presión de poro (P_p) inicial a P1. El V1 incluye volumen interno de las líneas, la cámara del diferencial de presión, conexiones y volumen interno de la válvula 1 y válvula de llenado (líneas verdes Figura 16). Mientras que el V2 involucra todo el volumen que representan las líneas azules de la Figura 16. El

³⁶DICKER, A. I., & Smits, R. M. A Practical Approach for Determining Permeability from Laboratory Pressure-Pulse Decay Measurements. Society of Petroleum Engineers. 1988.

³⁷ BRACE, W.F., WALSH, J.B., and FRANGOS, W.T.: "Permeability of Granite Under High Pressure" J. Geophys Res. 1968.

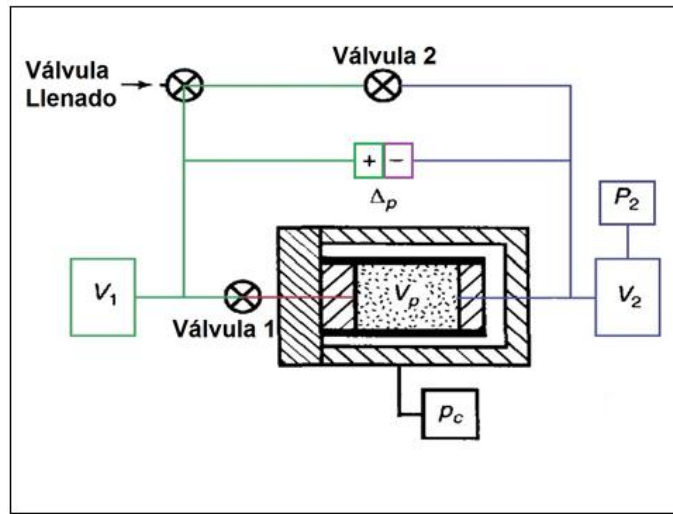
³⁸ JONES, S. C. A Technique for Faster Pulse-Decay Permeability Measurements in Tight Rocks. Society of Petroleum Engineers 1997.

volumen muerto del sistema, V_d , está dado por el volumen comprendido entre la válvula 1 y la cara upstream de la muestra (líneas rojas Figura 16).

Una vez logrado el equilibrio, P_1 , se aumenta la presión en V_1 , cerrando las válvulas 1 y 2, aplicando un 2–5% de la presión inicial, generando un delta de presión (ΔP) entre V_1 y V_2 . Una vez alcanzado nuevamente el equilibrio en V_1 y manteniendo la válvula 2 y válvula de llenado cerrada, se abre la válvula 1 generando un pulso de presión a través del VP.

A lo largo de la prueba son monitoreados el diferencial de presión, la presión en el V_2 cuando el pulso está atravesando la muestra, P_2 , y el tiempo. El tiempo que le demore al pulso lograr el equilibrio en los dos volúmenes, $\Delta P=0$, es inversamente proporcional a la permeabilidad de la muestra.

Figura 21. Montaje experimental de la técnica Pulse Decay.



Fuente: ESCARRIA, Manuel; GONZÁLEZ, Mauricio; BAYONA, Andrés. “Medición de permeabilidad en rocas tipo Shale utilizando Pulse Decay”. UIS – ECOPETROL, ICP. 2018.

En un estudio realizado por González et al³⁹, Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en 2018, con muestras de *plugs* de la formación La Luna (Roca Generadora), en el cual se buscaba encontrar las condiciones óptimas de operación, como volumen upstream (V_1) y downstream (V_2), presión inicial de estabilidad (P_1) y delta de presión (ΔP) del sistema a las cuales el tiempo de prueba tuviera valores bajos para calcular la permeabilidad, utilizando Nitrógeno como fluido de trabajo, se encontró lo siguiente:

- El método de Pulse Decay es un método práctico que evita el uso de medidores de flujo, permitiendo que el tiempo de equilibrio del sistema no

³⁹ GONZALEZ, Mauricio; ESCARRIA, Manuel y BAYONA, Andrés. “Medición de permeabilidad en rocas tipo Shale utilizando Pulse Decay”. UIS – ECOPETROL, ICP. 2018.

sea exageradamente grande. Esta técnica es aplicable para muestras donde la permeabilidad se encuentre en un rango entre 0.1 md – 0.01 micro darcies.

- El control de la temperatura en el sistema es crítico, por lo que es necesario tener un adecuado monitoreo de la temperatura a lo largo de la prueba.
- La combinación de variables de P_1 y ΔP que mejor se ajusta de acuerdo a especificaciones técnicas de medición y suministro de presión del gas son 1000 psia y 20 psi, respectivamente.
- Se puede concluir que tanto los valores de V_1 y V_2 se aproximen al V_P de la muestra, el pulso tardaría menor tiempo en atravesar la muestra.

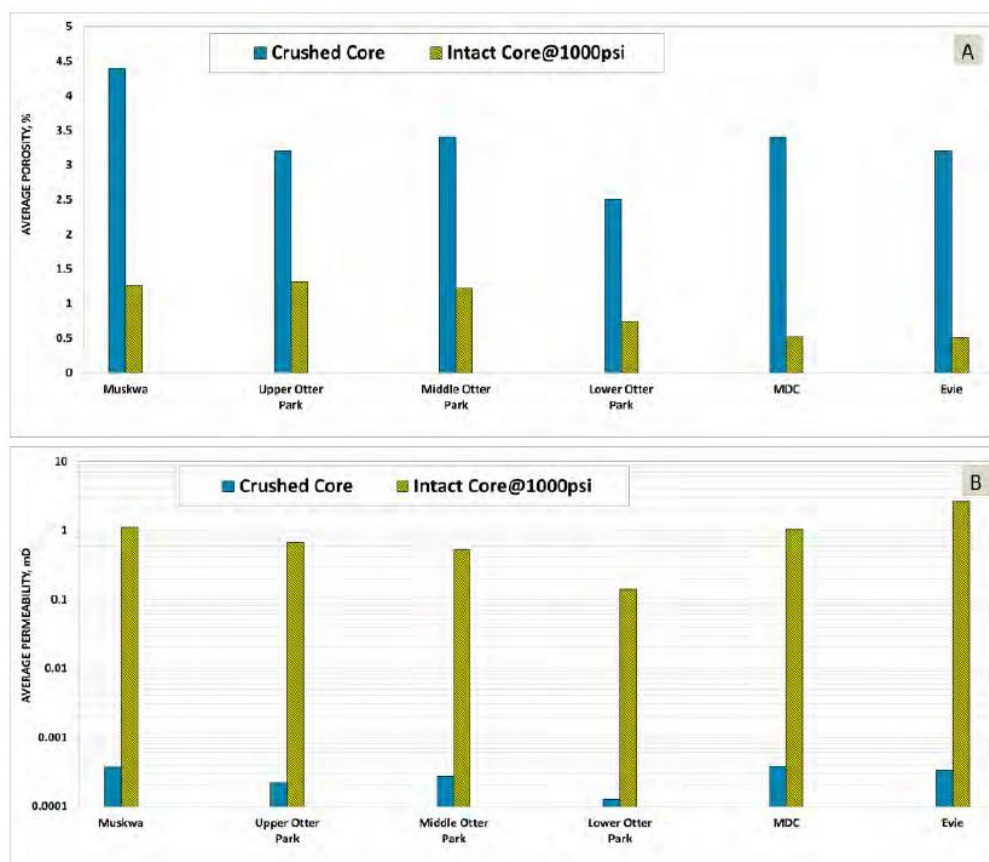
En abril de 2018, se presentó en la “*Unconventional Resources Technology Conference*” realizada en Houston, un trabajo llevado a cabo por investigadores de la Escuela de Minas de Colorado, EEUU, en el cual se realizó la caracterización petrofísica y geomecánica de un campo de roca generadora ubicado en la Cuenca Horn River (Canadá).⁴⁰

En este artículo se muestran las diferencias en valores de permeabilidad y porosidad encontrados al realizar pruebas con *plugs* y con muestras trituradas (Figura 22). A continuación, se describen los resultados obtenidos:

⁴⁰ TADESSE, W., et al. “Integrated Rock Characterization of a Shale Gas Field in the Horn River Basin, Canada”. URTEC 2880467.2018.

- La permeabilidad medida en muestras de *plugs* fue 3200 veces más grande que la medida en muestras de roca trituradas. Estos altos valores de permeabilidad medidos en los *plugs* con el equipo CMS-300 se deben a la existencia de nano, micro y macro fracturas presentes que contribuyen al flujo, mientras que la permeabilidad en muestras trituradas sólo considera la permeabilidad de la matriz (Km), ya que las fracturas son eliminadas al triturar la roca.
- La porosidad en muestras trituradas mide nano y micro poros (diámetros de poro menores a 50 nm) que no son fácilmente accesibles en la medición con *plugs* intactos en el CMS-300, por lo cual, la porosidad medida en muestras trituradas es mayor (cuatro veces mayor).
- En rocas generadoras, la permeabilidad determinada en *plugs* intactos es más representativa que la determinada con muestras trituradas; mientras que la porosidad determinada con la muestra triturada (o con *plugs* intactos a altas presiones de poro) es más representativa en muestras de rocas shales y tight.

Figura 22. Comparación de valores obtenidos al medir permeabilidad y porosidad en muestras de roca trituradas y en *plugs* a 1000 psi, Cuenca Horn River, Canadá.



Fuente: TADESSE, W., et al. "Integrated Rock Characterization of a Shale Gas Field in the Horn River Basin, Canada". URTEC 2880467.2018.

6. METODOLOGÍA DE LABORATORIO PROPUESTA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA BÁSICA DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA ENFOCADA EN LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA

6.1 Generalidades

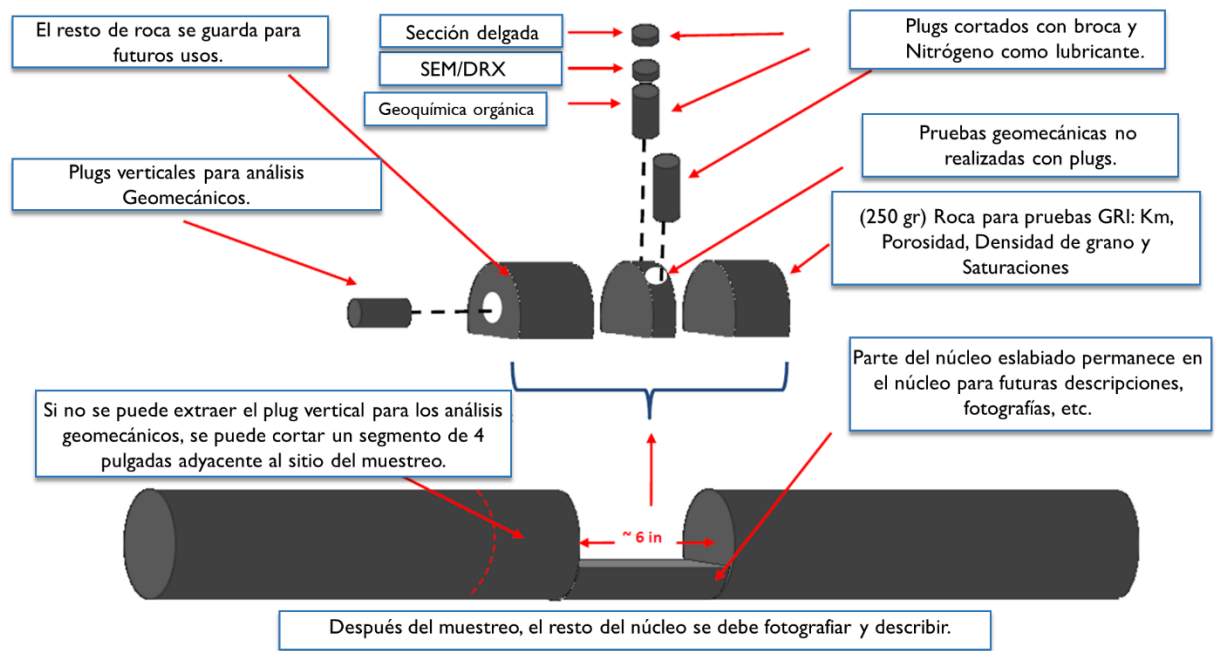
Esta sección presenta una metodología propuesta para la caracterización petrofísica básica de yacimientos en roca generadora enfocada en la estimación de la permeabilidad de fractura, a partir de mediciones de la permeabilidad de la matriz y de la permeabilidad del sistema o total. Adicionalmente, se detallan las mediciones de porosidad y saturación de fluidos, como parte de la caracterización petrofísica básica de una roca generadora.

La caracterización en laboratorio del núcleo recuperado de roca generadora inicia con el registro *Core Gamma* y con el corte de las distintas muestras necesarias para la caracterización en los diferentes laboratorios, previo a esto se debe realizar una descripción sedimentológica detallada del núcleo. Dependiendo del tipo de pruebas a realizar, se extrae la muestra con Nitrógeno líquido (análisis de sección delgada, geoquímica orgánica, DRX), aceite mineral (propiedades geomecánicas) o con salmuera (densidad, porosidad, saturación de agua). Ver Figura 23.

La porosidad es determinada triturando la roca y el valor determinado corresponde a la porosidad total. La saturación de agua (S_w) es determinada utilizando el método

Dean Stark basado en cálculos de balance másico. La porosidad efectiva o interconectada es calculada utilizando el porosímetro de inyección de Mercurio, con el cual, además se puede calcular el diámetro de la garganta de poro.⁴¹

Figura 23. Estrategia de muestreo para optimizar el núcleo de roca generadora.



Fuente: FOULDS, Andrew. "Unconventional Petrophysics: Shale Source Rock Plays".
Petrafiz Ltd.2016

Con el objetivo de lograr una caracterización integral de las rocas generadoras y determinar su prospectividad, se requiere en general de lo siguiente:

⁴¹ PÉREZ, E.R., et al. "Integrated Methodology for Laboratory Evaluation of Shale Plays Cores".
SPE 169301-MS. 2014

- Adquirir núcleos para caracterizar las propiedades petrofísicas, geomecánicas, geoquímicas y mineralógicas de las rocas generadoras.
- Adaptar e implementar metodologías de laboratorio para *Shale Plays*.
- Integrar los resultados obtenidos con las metodologías para la evaluación petrofísica integral de las rocas generadoras.

Dentro de las propiedades básicas a determinar para la caracterización integral de una roca generadora se encuentran las siguientes:

Propiedades Geoquímicas: TOC, tipo y madurez del Kerógeno, Mineralogía, Nivel de biodegradación, Potencial de la roca fuente.

Propiedades Petrofísicas: porosidad total, permeabilidad, densidad de grano, saturación de agua y volumen de arcilla.

Composición de la roca: SEM, DRX, DRP (*Digital Rock Physics*)

Propiedades Geomecánicas: Módulo de Young, Relación de Poisson, Fragilidad, Fracturabilidad, Estado de esfuerzos.

Dentro de las propiedades petrofísicas básicas se encuentra la permeabilidad del sistema, la cual puede ser estimada mediante el método de estado inestable de Decaimiento de Pulsos de Presión (PPD), esta permeabilidad es la más representativa al evaluar rocas de baja permeabilidad como las rocas generadoras,

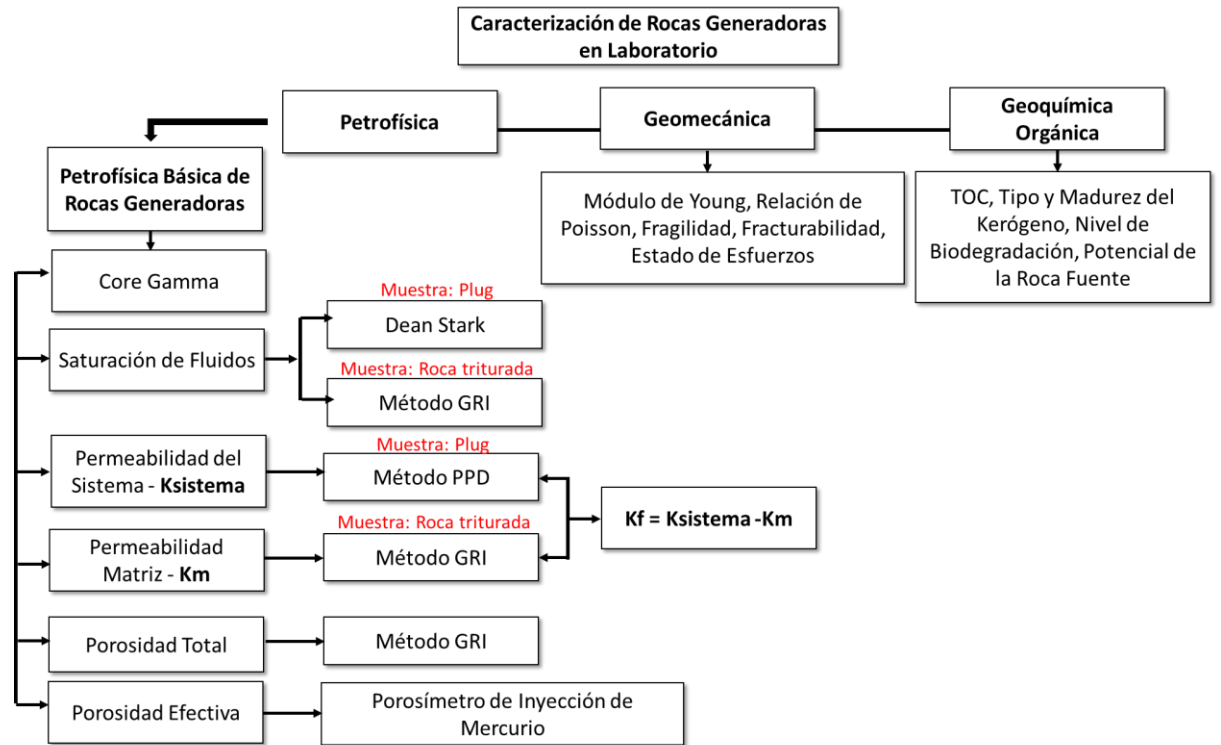
y la permeabilidad de la matriz, ya que esta determina la factibilidad de mantener una producción a largo plazo en reservorios tipo roca generadora.

6.2 Metodología Propuesta

A continuación, se listan los pasos a seguir en la metodología de laboratorio propuesta para estimar la permeabilidad de fractura en rocas generadoras (Ver Figura 24):

- 1.** Adquisición de datos mínimos para el desarrollo de la metodología propuesta en este trabajo.
- 2.** Medición de la permeabilidad de la matriz mediante el método GRI.
- 3.** Medición de la permeabilidad del sistema mediante la técnica *Pressure Pulse Decay* – PPD.
- 4.** Estimación de la permeabilidad de fractura mediante diferencia entre la permeabilidad del sistema y la permeabilidad matriz.

Figura 24. Metodología propuesta para la Caracterización de Roca Generadora en Laboratorio enfocada en la Permeabilidad de Fractura.



7. CONCLUSIONES

- Basado en la recopilación bibliográfica se concluye que, en general, los sistemas de *shale* gas (roca generadora) son dominados por TOC, madurez, permeabilidad y la mineralogía, mientras los sistemas de *shale oil* (roca generadora) son dominados por propiedades similares, pero niveles más bajos de madurez. Adicionalmente, las tendencias actuales en la exploración y elaboración de planes de desarrollo de yacimientos en roca generadora se centran en tres ejes principales de estudio: (1) Petrofísica, (2) Geoquímica orgánica y (3) Geomecánica de yacimientos.

- La permeabilidad medida en muestras de *plugs* es mayor en varios órdenes de magnitud (aproximadamente 3200 veces mayor, de acuerdo a literatura consultada en esta monografía) que la medida en muestras de roca trituradas. Estos altos valores de permeabilidad medidos en los *plugs* se deben a la existencia de nano, micro y macro fracturas presentes que contribuyen al flujo, mientras que la permeabilidad en muestras trituradas sólo considera la permeabilidad de la matriz (Km), ya que se asume que las fracturas son eliminadas con la trituración de la roca.

- La porosidad en muestras trituradas mide nano y micro poros (diámetros de poro menores a 50 nm) que no son fácilmente accesibles en la medición con *plugs* intactos, por lo cual, la porosidad medida en muestras trituradas es mayor

(aproximadamente cuatro veces mayor, de acuerdo a literatura consultada en esta monografía).

- De acuerdo a literatura consultada, en rocas generadoras, la permeabilidad determinada en *plugs* intactos es más representativa que la determinada con muestras trituradas; mientras que la porosidad determinada con la muestra triturada (o con *plugs* intactos a altas presiones de poro) es más representativa.

- Para determinar la permeabilidad del sistema en rocas generadoras, el método de disminución de pulsos de presión (Pressure Pulse Decay) proporciona un resultado rápido y preciso para núcleos de muy baja permeabilidad (hasta aproximadamente 1 nD, 10^{-9} Darcys). Este método transiente o no estable, reduce el tiempo de prueba frente a los métodos de estado estable, recomendándose que las longitudes de los *plugs* sean ligeramente mayores a 1 pulgada para asegurar tiempos de prueba bajos (menores a 3 minutos).

- Se realizó una búsqueda de equipos de laboratorio existentes en la industria diseñados con el fin de determinar permeabilidad de fractura, sin embargo, según la literatura consultada en esta monografía, actualmente no existen equipos de laboratorio diseñados con este propósito. Core Laboratories, líder en tecnologías de laboratorios a nivel mundial, desarrolló un equipo llamado SMP-200 (Shale Matrix Permeability), el cual provee un método preciso para determinar la permeabilidad de la matriz en muestras trituradas de roca generadora. Este equipo cumple con el

protocolo desarrollado por el GRI, GRI-95/049 y mide permeabilidades de 10^{-15} Darcy (1 femtodarcy) a 10^{-6} Darcy (1 microdarcy).

- Se propuso, luego de una revisión bibliográfica, una metodología para la estimación de la permeabilidad de fractura (K_f), definida como la medida de la capacidad de las fracturas en una zona para permitir el flujo de fluidos a través de estas. La metodología propone la estimación de la K_f mediante la diferencia entre la permeabilidad del sistema y la permeabilidad de la matriz.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE –“Recommended Practices for Core Analysis”. Exploration and Production Department, Recommended Practice 40, Second edition. 1998.

ARPEL. “Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe”. 2016.

AYAN, Cosan, HAFEZ, Hafez. “Characterizing Permeability with Formation Testers”. Oilfield Review. SLB, 2001.

BEJARANO, Aristóbulo. PÉREZ, Edgar. “Caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales a partir de registros de pozos: Nuevo modelo de evaluación e interpretación”. TEC-456. ACIPET. 2017.

BRACE, W.F., WALSH, J.B., and FRANGOS, W.T.: “Permeability of Granite Under High Pressure” J. Geophys Res. 1968.

CIFUENTES, Harold. “Estimación de la Capacidad de Flujo del Sistema Matriz – Fractura de la Formacion Mirador en la Estructura Miche del Complejo Pauto en Pozos de Piedemonte”. Universidad Nacional de Colombia. 2016.

CLARKSON C.R. "Production Data Analysis of Unconventional Gas Wells: Review of Theory and Best Practices". Review Article. Elsevier Publishing. 2013.

Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6 (UIS, CENIVAM, 2015).

DICKER, A. I., & SMITS, R. M. "A Practical Approach for Determining Permeability From Laboratory Pressure-Pulse Decay Measurements. Society of Petroleum Engineers". 1988.

DIEZ María Fernanda, LAGUADO María Camila. "Metodología para la determinación de permeabilidades globales y parámetros de fractura en Yacimientos de Shale Gas hidráulicamente Fracturados mediante Análisis de Pruebas de Presión". Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2016.

ELSEVIER. "Core Analysis: A Best Practice Guide". Developments in Petroleum Science, Volumen 64. 2015.

ESCOBAR, Freddy Humberto. "Análisis Moderno de Presiones de Pozos". Neiva, Colombia. 2003. Capítulo 7. Pág. 265.

GLORIOSO J.C & RATTIA, A. "Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. Paper SPE 153004. 2012.

GONZALEZ, Mauricio; ESCARRIA, Manuel y BAYONA, Andrés. “Medición de permeabilidad en rocas tipo Shale utilizando Pulse Decay”. UIS – ECOPETROL, ICP. 2018.

HARILAL, (ONGC) & TANDON, A. K. (ONGC). “Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. in 9 Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics 8 (Society of Petroleum Geophysicists, India, 2012).

IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. “El ABC de los hidrocarburos en Reservorios No Convencionales”. Buenos Aires, Argentina. 2013.

JONES, S. C. “A Technique for Faster Pulse-Decay Permeability Measurements in Tight Rocks”. Society of Petroleum Engineers.

LEWIS, Rick et al; “New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs”. Reservoir Symposium SLLB. 2004.

LI, Ang, DING, Wenlong, et al. “Petrophysical Characterization of Shale Reservoir base don Nuclear Magnetic Resonance (NMR) experiment: A case study of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Easten Yunnan Province, South China”. Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016.

LUFFEL, D. L., HOPKINS, C. W., & SCHETTLER, P.D. "Matrix Permeability Measurements of Gas Productive Shales". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 26633. 1993.

Modern Reservoir Testing. SMP-7055. Houston, Texas. EUA: Schlumberger Wireline & Testing. 1994.

PASSEY, Q. R. et al. "From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs". International Oil and Gas Conference and Exhibition Society of Petroleum Engineers. 2010.

PÉREZ, Edgar, et al. "Integrated Methodology for Laboratory Evaluation of Shale Plays Cores". SPE 169301-MS. 2014.

PHILP, P. Oklahoma U. Petroleum and Enviromental Geochemistry.

SCHLUMBERGER Oilfield Glossary.

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/saturation.aspx>

SERIGOT CASTELLET, Juan. “Análisis crítico de la viabilidad del fracking en España”. Máster en Energías Renovables. 2014.

TADESSE, W., et al. "Integrated Rock Characterization of a Shale Gas Field in the Horn River Basin, Canada". URTEC 2880467. 2018.

TINNI Ali, FATHI Ebrahim, et al. "Shale Permeability Measurements on *Plugs* and Cruhed Samples". SPE 162235. 2012. SPE Canadian Unconventional Resources Conference, Calgary, Canada.

VENKAT SURYANARAYANA Murthy. "Factors affecting the permeability of Gas Shales". The University of British Columbia. 2008.

WEBER AG & Simpson RE. "Gasfield Development- Reservoir and Production Operations Planning". Journal of Petroleum Technology. 1986.