

**DEFINICIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE DATOS
DE GEOQUIMICA Y REGISTROS DE POZOS USANDO SIMULACIÓN
MONTE CARLO**

**LUDY AMPARO GUTIÉRREZ TORRES
LUZ DIANA CAROLINA MOLINA GOMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**DEFINICIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE DATOS
DE GEOQUIMICA Y REGISTROS DE POZOS USANDO SIMULACIÓN
MONTE CARLO**

**LUDY AMPARO GUTIÉRREZ TORRES
LUZ DIANA CAROLINA MOLINA GOMEZ**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Directora:

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

Co - directores:

**ARISTÓBULO BEJARANO
Ingeniero de Petróleos, W., MGT.**

TATIANA JULIAO LEMUS

Geóloga, MS.c

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015



DEDICATORIA

A Dios, y a Ntra. Sra., de Chiquinquirá por darme salud y fortaleza, por levantarme en cada tropiezo y falta de aliento y llenarme con miles de bendiciones para poder culminar ésta etapa de mi vida.

A mis Padres Rosa y Nestor, mis más valiosos tesoros a quienes les debo todo lo que soy, a mis hermanos Yenny y Hector por ser mis cómplices, consejeros y amigos.

A Javi, por su incondicionalidad sin límites.

Rudy Amparo Gutiérrez Torres.



DEDICATORIA

A Dios, a mi familia y a mi novio por su amor y apoyo incondicional.

"El señor dice: Mis ojos están puestos en tí, yo te daré las instrucciones, te daré los concejos, te enseñaré el camino que debes seguir." (Salmo 32,8)

Luz Diana Carolina Molina Gómez



AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado agradecen sinceramente a:

Dios, por darnos la oportunidad de llegar hasta aquí, y poder culminar este Trabajo de Grado. Por inspirarnos, llenarnos de consuelo, refugio, salud, esperanza y poner a nuestra disposición miles de bendiciones para poder avanzar.

Universidad Industrial de Santander y Escuela de Petróleos por darnos la oportunidad de adquirir los conocimientos necesarios para ser profesionales y fortalecernos como personas integrales.

HELENA MARGARITA RIBON BARRIOS, MS.c. en Ingeniería de Hidrocarburos, Ingeniero de Petróleos. Director del Trabajo de grado. Por su inmensa colaboración, entrega, paciencia, por escucharnos, resolver nuestras dudas y contribución en la construcción de nuevos conocimientos.

ARISTÓBULO BEJARANO, W., MGT, Ingeniero de Petróleos. Co-director del Trabajo de Grado. Por sus grandes aportes, profunda y entera colaboración a lo largo de la ejecución de este proyecto a quien le tenemos un gran respeto y admiración.

TATIANA JULIAO LEMUS, MS.c. Geóloga. Co-director del Trabajo de Grado. Por su atención y colaboración.

A todos nuestros amigos UIS, a su lado compartimos hermosos momentos que quedaran guardados por siempre en nuestra memoria y corazón.

A todas las personas que hicieron directa o indirectamente parte de este maravilloso proceso.



TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	23
1. YACIMIENTOS DE SHALE GAS.....	24
1.1 CARACTERIZACIÓN DE UN SHALE GAS.....	24
1.1.1 ALMACENAMIENTO DE GAS.....	24
1.1.2 DISTINCIÓN GEOLÓGICA	24
1.1.3 AMBIENTE GEOLÓGICO.....	25
1.1.4 COMPOSICIÓN.....	25
1.1.5 PROFUNDIDAD.....	27
1.1.6 GAS EN SITIO.....	27
1.1.7 PROPIEDADES GEOMECÁNICAS.....	28
1.2 MODELO PETROFÍSICO.....	29
2. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS.....	32
2.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS (O RESERVAS)	32
2.1.1 PROCEDIMIENTOS DETERMINÍSTICOS.....	32



2.1.2 PROCEDIMIENTOS PROBABILÍSTICOS.....	32
2.1.2.1 Consideraciones estadísticas.	32
2.1.3 TRATAMIENTO DE LAS INCERTIDUMBRES	35
2.1.1.1 Rango de incertidumbre en cantidades recuperables.....	37
2.2 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN PARA LOS RECURSOS	43
2.2.1.1 Método de Schmoker (Método de la Roca Fuente).	43
2.2.1.2 Método Volumétrico.	44
2.2.1.3 Método Balance de Materiales (Grafica P/Z).	45
2.2.1.4 Método de las Analogías.....	45
2.2.1.5 Curvas de Declinación.	46
2.2.1.6 Ajuste Histórico.	46
2.2.1.7 Curvas Tipo.....	47
2.3 EVALUACIÓN DE GAS Y ACEITE EN SITIO A PARTIR DEL MÉTODO VOLUMETRICO.....	48
2.3.1 MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA EVALUACIÓN DE GAS Y ACEITE EN SITIO A PARTIR DE POROSIDAD EFECTIVA.	48
2.3.1.1 Gas libre o aceite en sitio.....	49
2.3.1.2 Gas adsorbido en sitio.	50



2.3.2 MÉTODO VOLUMÉTRICO PARA EVALUACIÓN DEL GAS Y ACEITE EN SITIO A PARTIR DE POROSIDAD TOTAL.....	51
2.3.2.1 Gas adsorbido en sitio.....	53
2.3.2.2 Determinación del Volumen de Gas Libre.....	53
3. FUENTES DE INFORMACIÓN.....	54
3.1 GEOQUÍMICA.....	54
3.1.1 ROCA FUENTE.....	54
3.1.2 CARBÓN ORGÁNICO TOTAL.....	56
3.1.3 TRANSFORMACIÓN DEL KERÓGENO.....	58
3.1.3.1 Kerógeno.....	59
3.1.4 MADUREZ TÉRMICA DEL KERÓGENO.....	61
3.1.5 REFLECTANCIA DE LA VITRINITA.....	62
3.2 MEDICIONES PETROFÍSICAS.....	66
3.2.1 MEDICIONES DE LABORATORIO.....	66
3.2.1.1 Densidad de grano.....	68
3.2.1.2 Saturación de agua.....	68
3.2.1.3 Propiedades eléctricas.....	69
3.2.1.4 Permeabilidad.....	69



3.2.1.5 Mineralogía.....	70
3.2.1.6 Espesor neto.....	72
3.2.2 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS.....	73
3.2.3 RESPUESTAS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS Y RADIATIVOS PARA UN SHALE GAS.....	75
3.2.3.1 Resistividad.....	76
3.2.3.2 Gamma Ray Natural y Espectral.....	76
3.2.3.3 Densidad y factor fotoeléctrico.....	77
3.2.3.4 Sónico.....	77
3.2.3.5 Neutrón Compensado.....	78
3.2.3.6 Resonancia magnética (NMR).....	78
3.2.3.7 Imágenes Micro-resistivas.....	79
4. METODOLOGÍA.....	81
4.1 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN.....	82
4.2 EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DEL MÉTODO SELECCIONADO.....	85
4.2.1 PROCEDIMIENTO DESARROLLADO.....	85
4.2.1.1 Determinación de la porosidad efectiva.....	86
4.2.1.2 Determinación de la saturación de agua.....	87



4.2.1.3 Determinación del contenido de gas.....	88
4.2.1.4. Espesor neto.....	95
4.2.1.5. Área de yacimiento.	96
4.2.1.6. Descripción del Comportamiento del Yacimiento: Usando datos de registros para identificar unidades Hidráulicas.....	96
4.2.2. VALIDACIÓN (CRAIN).	99
4.2.2.1. Volumen de Shale.....	99
4.2.2.2. Fracción en peso de TOC.	101
4.2.2.3. Fracción de volumen de Kerógeno.	101
4.2.2.3. Porosidad corregida por Kerógeno y Shale.	102
4.2.2.4. Saturación de agua.....	104
4.3 EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN	105
4.4 CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE INTERÉS	107
5. APLICACIÓN.....	108
5.1 SHALE GAS EN COLOMBIA.....	108
5.1.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (COLOMBIA).	112
5.1.1.1 Formación La Luna.	116
5.1.1.2 Formación Tablazo.	117



5.2 CASO DE APLICACIÓN	121
5.2.1. CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA COLOMBIA.	121
5.2.1.1. Evidencia de Hidrocarburos.	121
5.2.1.2 Recursos No Convencionales.....	121
5.2.2. EVALUACIÓN DEL POZO ESTUDIO FORMACIÓN TABLAZO, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.	122
5.2.3 DATOS DE REGISTROS DE POZO Y GEOQUÍMICA.....	122
5.3 RESULTADOS.....	124
6. CONCLUSIONES.....	137
7. RECOMENDACIONES.....	140
BIBLIOGRAFIA.....	141
ANEXOS.....	145



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Composición mineral variable en yacimientos de shale gas. (Passey et al., 2010).....	26
Figura 2. Elementos de un exitoso play de shale gas.	29
Figura 3. Análisis SEM.	31
Figura 4. Aproximación logarítmica normal de una distribución de reservas iniciales.	34
Figura 5: Clasificación PRMS de reservas y recursos con subclases de madurez de proyectos.	38
Figura 6. Esquematización de los componentes sólidos y de los fluidos en rocas fuente y no fuente.	56
Figura 7. Composición de la materia orgánica.	57
Figura 8. Transformación del Kerógeno en un shale.	59
Figura 9. Diagrama de Van Krevelen.	61
Figura 10. Madurez térmica.	62
Figura 11. Gráfica para encontrar el Nivel de Madurez Orgánica de Reflectancia de la Vitrinita.	63
Figura 12. Registro compuesto de un shale.....	75

Figura 13. Metodología propuesta para cuantificar recursos hidrocarburíferos prospectivos en sitio en un yacimiento de shale.	82
Figura 14. Registro esquemático mostrando la superposición sónico –resistividad en una variedad de situaciones.	90
Figura 15. Isoterma de Langmuir (Almacenamiento de gas adsorbido).....	95
Figura 16. Grafica densidad versus neutrón	104
Figura 17. Prospectiva cuencas de Shale en la zona Norte de América del Sur.	109
Figura 18. Áreas prospectivas y de Exploración de Shale.	113
Figura 19. Gráfica del sistema petrolero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	114
Figura 20. Predicción de la Permeabilidad vs Índice de porosidad Normalizada a partir de datos de registro.	133
Figura 21. Predicción de Índice de Calidad de Yacimiento vs Índice de porosidad Normalizada a partir de datos de registro.	134
Figura 22. Saturación de agua inicial vs Unidades de flujo hidráulico.....	135
Figura 23. Comportamiento del Brittleness a Profundidad.....	136



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Representación esquemática de la matriz y los fluidos.	30
Tabla 2. Etapas de interpretación de madurez según el tipo de Kerógeno.	65
Tabla 3. Calidad del contenido de TOC.....	65
Tabla 4. Valores para establecer un yacimiento comercialmente viable.	73
Tabla 5. Resumen de respuestas de los registros para la materia orgánica.	80
Tabla 6. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico.....	84
Tabla 7. Parámetros requeridos para evaluar el método volumétrico.	85
Tabla 8. Distribuciones de probabilidad de los parámetros involucrados en el método volumétrico. Aplicación de interés.....	106
Tabla 9. Propiedades y recursos de yacimientos de Shale Gas en el Norte de Sur América.....	110
Tabla 10. Propiedades y recursos de yacimientos de Oil Shale en el Norte de Sur América.....	110
Tabla 11. Propiedades formación la Luna (VMM).	119



Tabla 12. Características del shale.	120
Tabla 13. Datos de aceite en sitio: petrofísica, fluido, presión y temperatura.....	120
Tabla 14. Propiedades generales de tablazo.	121
Tabla 15. Características geoquímicas de las formaciones del VMM.	122
Tabla 16. Datos encontrados en la literatura referente a la Formación Tablazo y pozo estudio.....	123
Tabla 17. Datos a partir desde los diferentes registros.	124
Tabla 18. Datos de entrada requeridos para las distribuciones de los parámetros involucrados en la simulación de gas libre en sitio.	125
Tabla 19. Datos de entrada requeridos para las distribuciones de los parámetros involucrados en la simulación de gas adsorbido en sitio	126
Tabla 20. Datos de entrada requeridos para las distribuciones de los parámetros involucrados en la simulación de Aceite en sitio	126
Tabla 21. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en el cálculo del Gas Libre en la zona de estudio	127
Tabla 22. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en el cálculo del Gas Adsorbido en la zona de estudio. ...	127
Tabla 23. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en el cálculo de Aceite en la zona de estudio.....	128
Tabla 24. Resultados de Gas libre en sitio, Gas adsorbido en sitio y aceite en sitio.	128



Tabla 25. Resultados de TOC% evaluado por el método Schmoker.....	129
Tabla 26. Resultados de distribución de probabilidad triangular.	129
Tabla 27. Resultados de Gas libre en sitio, Gas, aceite en sitio y Gas Adsorbido por el método de Schmoker	129
Tabla 28. Datos de entrada requeridos para las respectivas distribuciones probabilísticas.	130
Tabla 29. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en los cálculos volumétricos en la zona de estudio, empleando el procedimiento 2	131
Tabla 30. Resultados de Gas libre en sitio, Aceite en sitio y Gas Adsorbido por el procedimiento metodológico 2.	131
Tabla 31. Comportamiento estadístico de K, RQI, Φ_z , FZI, SW_ARI, SW_Simandoux.	132



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Cuenca del Valle Medio del Magdalena sobre el territorio Colombiano	145
Anexo B. Distribución Normal para la porosidad efectiva $PHIe_ARI$	145
Anexo C. Distribución Normal para la Saturación de Agua, Sw_ARI	146
Anexo D. Distribución Triangular para el espesor.	146
Anexo E. Distribución Normal para el factor Volumétrico Bg	147
Anexo F. Distribución Triangular para el Factor Volumétrico del Aceite, Bo	147
Anexo G. Distribución de Probabilidad para la Densidad bulk.	148



RESUMEN

TITULO: DEFINICIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE DATOS DE GEOQUIMICA Y REGISTROS DE POZOS USANDO SIMULACIÓN MONTE CARLO*

AUTORES: GUTIÉRREZ TORRES, Ludy Amparo.

MOLINA GOMEZ, Luz Diana Carolina**.

PALABRAS CLAVES: SHALE, TOC, MADUREZ, CONTENIDO DE GAS, GAS ADSORBIDO, POROSIDAD, PERMEABILIDAD, SATURACIÓN, DENSIDAD.

DESCRIPCIÓN:

Varios yacimientos no convencionales de tipo Shale alrededor del mundo según las fuentes reportadas (ejm: U.S Energy information Administration) cuentan con volúmenes de recursos hidrocarburíferos apreciables.

En este trabajo se propone una metodología para definir el potencial de hidrocarburos en un yacimiento shale a partir de datos geoquímicos y registros de pozos usando la simulación Monte Carlo. Inicialmente se definió el método volumétrico como método de cuantificación, posteriormente se identificaron los parámetros claves que involucra la ecuación como lo son la porosidad, saturación, espesor, densidad, Contenido de Gas, TOC (contenido orgánico total), madurez, fracción de arcilla entre otros. Se investigó la influencia de cada una de las variables involucradas que permiten evidenciar el potencial de recursos y sus respectivos análisis de laboratorio e interpretación a partir de registros. Se usaron las ecuaciones de ARI y CRAIN para la determinación de saturación de agua y porosidad efectiva, y se aplicaron algunos procedimientos encontrados en la literatura como los propuestos por E.R (Ross) Crain. Para determinar el Contenido Orgánico Total se usó la técnica de Passey y el método de Schmoker. Después de definidas todas las variables involucradas, para tener una menor incertidumbre en la calidad de los datos se establecieron distribuciones de probabilidad a los parámetros involucrados para poder ser llevada a cabo la simulación y evaluar el potencial de los recursos.

En conclusión, al aplicar la metodología propuesta, se trabajó con información disponible del VMM formación Tablazo. Los resultados arrojados por el procedimiento desarrollado, fueron los más cercanos a los datos reportados en la literatura con un aceite total en sitio (OOIP) de 51637.3 Bls/acre, gas adsorbido en sitio de 39.72 MMpcs/acre y un gas libre en sitio de 177.18 MMpcs/acre.

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. M.Sc Helena Margarita Ribon Barrios. Codirector: W.,MGT. Aristóbulo Bejarano. M.Sc Tatiana Juliao Lemus.



ABSTRACT

TITLE: DEFINITION OF HYDROCARBON POTENTIAL FROM GEOCHEMICAL DATA AND WELL LOGS, USING MONTE CARLO SIMULATION.

AUTHORS: GUTIÉRREZ TORRES, Ludy Amparo.

MOLINA GOMEZ, Luz Diana Carolina ** .

KEY WORDS: SHALE, TOC, MATURITY, GAS CONTENT, ABSORBED GAS, POROSITY, PERMEABILITY, SATURATION, DENSITY.

DESCRIPTION:

Several shale-type reservoirs around the world has been reported to have large amounts of hydrocarbon resources (i. e: U.S Energy information Administration).

There's a methodology presented in this work to define the hydrocarbon potential in a shale reservoir based on geochemical data and well logs, using Monte Carlo simulation. Initially, the volumetric method was defined as the quantification method. Then it was possible to identify the key parameters involved in the equation such as porosity, saturation, thickness, density, gas content, TOC (Total Organic Content), maturity, shale fraction, among others. The influence of each one of the variables which define the potential of resources were investigated, also using laboratory analysis and interpretation from well logs. Furthermore, the ARI and CRAIN equations were used to determine the water saturation and effective porosity, and some other procedures proposed by E.R (Ross) Crain. Passey's technique and Schmoker's method were used to determine the Total Organic Content (TOC). With all those variables defined, it was necessary to establish some probability distributions to reduce the uncertainty of the data. Finally, the data that results from the last procedure can be run in the simulator to assess the hydrocarbon potential.

In conclusion, the proposed methodology was applied using the information available from the VMM, Tablazo formation. The results obtained using the developed procedure were the closest to the data reported in the literature with an original oil in place (OOIP) was 51630.3 Bls/acre, gas adsorbed in situ 39.72 MMpcs/acre and a free gas in situ 177.18 MMpcs/acre.

** Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering School, Head Manager. M.Sc Helena Margarita Ribon Barrios. Assistant Manager: W.,MGT. Aristóbulo Bejarano. M.Sc Tatiana Juliao Lemus.



INTRODUCCIÓN

Durante largo tiempo los yacimientos convencionales han soportado el constante crecimiento de la demanda energética mundial; y la ausencia de descubrimientos de los mismos ha generado que se despierte un gran interés por los yacimientos de tipo no convencional.

Entre los desafíos que se deben tener en cuenta cuando se habla de no convencionales están los yacimientos de shale que contienen hidrocarburos. Las formaciones shale, son de gran interés por servir como roca fuente, roca sello y roca impermeable. La anterior es una característica importante que hace que estos yacimientos cada vez sean más estudiados y se desarrollen las tecnologías necesarias para su exploración y desarrollo.

Los yacimientos de shale se caracterizan por tener aceite libre y gas almacenado como gas disuelto o gas adsorbido en el Kerógeno, adsorbido en la superficie de la arcilla y gas libre en las fracturas naturales. Para su caracterización y estimación del potencial de hidrocarburos que pueden llegar a contener, se requiere de un amplio conjunto de datos de excelente calidad a partir de laboratorio (geoquímica) y desde registros de pozo.

En este proyecto se establece una metodología con procesos necesarios para definir el potencial de hidrocarburos a partir de registros de pozo y datos de geoquímica usando simulación Montecarlo como método estadístico.

Con el propósito de validar la metodología propuesta, se hizo una aplicación en una zona estudio de un yacimiento shale.



1. YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Este tipo de yacimiento es muy complejo, presenta alta heterogeneidad en características físicas como la permeabilidad que junto con su contenido de materia orgánica (TOC) dan como resultados unas altas tasas de producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo, haciendo que este tipo de yacimientos sean difíciles de producir de forma rentable.

1.1 CARACTERIZACIÓN DE UN SHALE GAS

Tradicionalmente, las formaciones de shale han sido de interés por servir como roca fuente y sello o como “cap rocks” de hidrocarburos. Grandes volúmenes de hidrocarburos se generan en la roca fuente, estos hidrocarburos luego migran en la roca yacimiento más porosa y permeable. La roca fuente shale retiene parte de los hidrocarburos generados actuando como roca fuente y roca yacimiento.

1.1.1 Almacenamiento de Gas. El gas puede estar almacenado en un yacimiento de shale gas de tres formas; como gas disuelto en el kerógeno, como gas adsorbido dentro del kerógeno y superficie de las partículas de arcilla; como gas libre en las fracturas naturales y porosidad inter-granular.

1.1.2 Distinción Geológica. Se puede evidenciar diferencia entre yacimientos de gas convencional y no convencional:



Las fuentes de gas convencional son depósitos de flotabilidad impulsada que ocurre en acumulaciones discretas en una trampa estructural, estratigráfica o estratigráfico-estructural.

Las fuentes de gas no convencional, generalmente no son impulsadas por acumulaciones discretas, pero son regionalmente penetrante acumulaciones a través de grandes áreas geográficas, más independiente de trampas. Estas formaciones de shale regionalmente generalizados tienen sus propiedades variando verticalmente y espacialmente. Ampliándose la definición de reservorio para incluir a aquellos que son auto-fuente y que tiene una baja permeabilidad.

1.1.3 Ambiente Geológico. El ambiente de la materia orgánica es usualmente un ambiente lacustre u oceánico con circulación de agua restringida, “ambientes anóxicos” (Boyer, 2007). En los casos de Sur-América y Estados Unidos implican sedimentos marinos de moderadas a profundas, detritus de grano fino que se han mezclado con materia orgánica y al mismo tiempo depositados en ambientes anaeróbicos. Sin embargo, la materia orgánica se puede encontrar en los sedimentos tanto distal y proximal en diferentes sistemas de sedimentación.

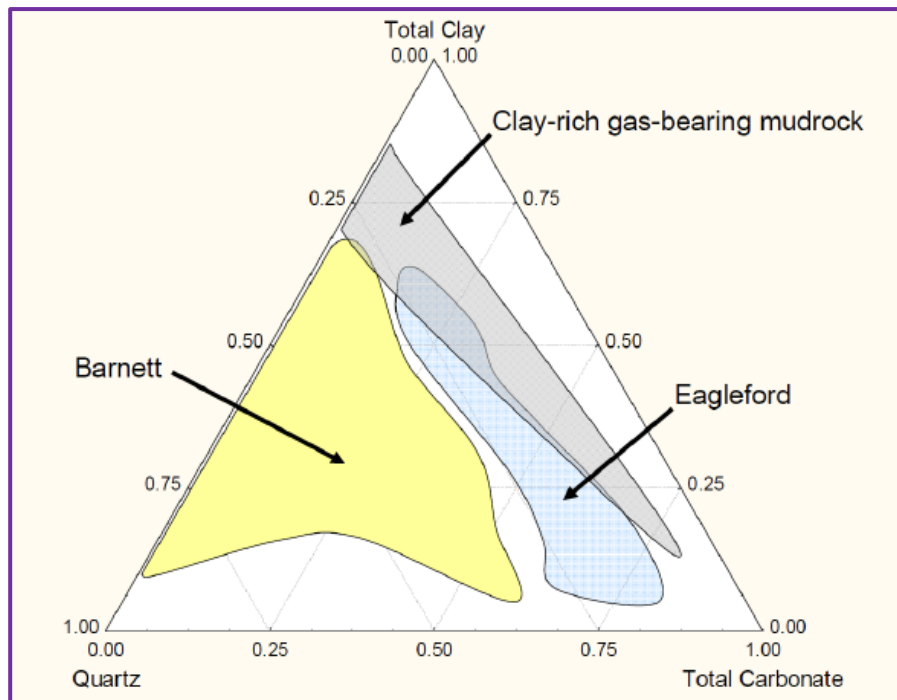
Estos ambientes en su mayoría se desarrollan en el Cretácico, en donde enormes cantidades de carbono se acumularon en los sedimentos marinos de edad cretácica, depositados en plataformas someras y bancos, donde su preservación fue debida a eventos anóxicos oceánicos, durante los cuales, las aguas profundas contenían oxígeno insuficiente para oxidar el carbono en la inter-fase sedimento-agua.

1.1.4 Composición. Su composición principalmente es cuarzo, carbonatos (calcita y dolomita) y minerales de arcilla (grupo de la caolita, montmorillonita o

ilita), en cantidades variables. También se pueden encontrar otros minerales como feldespatos, sulfuros, sulfatos y micas. La presencia o ausencia de los diferentes grupos minerales va a depender de las características del ambiente sedimentario y es independiente de cada cuenca, figura 1.

Son de colores muy variables: gris, verde, rojo, café, negro. Las variedades negras son particularmente ricas en sustancias orgánicas. El shale es una roca maciza, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo porta-fósiles, por ejemplo foraminíferas, ostrácodos, graptolites y trilobites. Muchos Shale Gas muestran bioturbación, es decir, una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores al fondo del mar.

Figura 1. Composición mineral variable en yacimientos de shale gas. (Passey et al., 2010).



Fuente: Satinder Chopra, Ritesh Sharma, and Kurt Marfurt, *Shale Gas Reservoir Characterization Workflows*. January 2014.

1.1.5 Profundidad. El gas es originado en rocas generadoras como:

Gas biogénico: debido a la acción de los microorganismos anaerobios durante la primera fase diagenética de entierro. Habitualmente se forma a profundidades <1000 o 1100m (podría ser conservado en las profundidades del yacimiento de 5 km).

Gas termogénico: de la descomposición de kerógeno a mayores profundidades y temperaturas

Criterio Profundidad:> 1000m y <5000m. Zonas menos profundas de 1000m tienen menor presión y concentración de gas. Áreas de más de 5.000 metros han reducido la permeabilidad que implica mayores costos de perforación y desarrollo.¹

1.1.6 Gas en sitio. Es una combinación de gas libre en la matriz y gas adsorbido en la superficie de los orgánicos. El gas libre en sitio se convierte en el recurso dominante más profundo, shales de mayor contenido clástico. El gas adsorbido en sitio puede ser el recurso dominante de shales poco profundos, ricos en materia orgánica. Este último es una función del tipo de materia orgánica, la madurez, el contenido orgánico y la composición del gas.

Este gas está gobernado por cuatro características: presión, temperatura, porosidad y espesor neto de shale gas orgánicamente rico.

- Presión: Zonas de mayor presión están identificados, ya que tienen mayor concentración de gas. (0.433 psi por pie: gradiente hidrostático normal).

¹ Chopra, S. Ritesh Sharma, R, and Marfurt, K, Shale Gas Reservoir Characterization Workflows. Search and Discovery Article #41266 January 2014.



- Temperatura: Se utiliza un gradiente de temperatura normal de 1 ° F por pie de profundidad.
- Porosidad llena con gas: Por lo general se determina a partir de corazones y curvas de registros.

1.1.7 Propiedades Geomecánicas. La fragilidad es crítica para producir shale gas. Una roca frágil en un campo de tensión isotrópica tiende a romperse cuando se fractura. A medida que la fragilidad de la roca aumenta, la oportunidad de hacer una conclusión exitosa, así también aumenta. El índice de fragilidad es un compuesto de la relación de Poisson y módulos de Young. El campo de esfuerzos in situ es también un parámetro clave para determinar la energía necesaria para tratar la fractura de la roca.

En la figura 2, se recopilan todos los elementos mencionados anteriormente que caracterizan un yacimiento de Shale Gas.

Figura 2. Elementos de un play exitoso de shale gas.



Fuente: Satinder Chopra, Ritesh Sharma, and Kurt Marfurt, Shale Gas Reservoir Characterization Workflows. January 2014.

Estudios han revelado que el espesor, la permeabilidad, porosidad, temperatura, gas adsorbido, y la reflectancia de la vitrinita tienen la mayor correlación con gas en sitio y producción de gas (Transform Software & Services 2011). Estas características parecen ser los mayores contribuyentes a lo que hace un buen reservorio de shale gas.

1.2 MODELO PETROFÍSICO

Conceptualmente, la matriz de la roca está compuesta por detritos inorgánicos y kerógeno; cuando la pirita está presente, puede afectar los registros eléctricos y

radiactivos. En ambientes reducidos la presencia de uranio eleva las lecturas del registro Gamma Ray (GR) por arriba de los niveles normales, además, de restringir la capacidad para estimar el volumen de arcilla con una curva total de GR. La matriz puede ser rica en arcilla o contener menos de 50% de arcilla con limos ricos en cuarzo en algunos casos, o minerales de carbonato en otros. Cuando su contenido de carbonato y cuarzo es alto, las rocas son a menudo más frágiles (Rickman et al. 2008; Buller 2010), esto puede impactar positivamente en el resultado de fracturas hidráulicas.

A continuación, se presenta un modelo petrofísico, tabla 1, que serviría de base para resolver el cálculo total del contenido de gas, ya sea por medio de mediciones de análisis fundamentales o, más indirectamente, mediante la interpretación de registros eléctricos y radiactivos². El gas absorbido no es indicado en la tabla. El gas adsorbido en la matriz es parte del sistema de porosidad debido a que este crea un espacio llenado por fluido.³

Tabla 1. Representación esquemática de la matriz y los fluidos.

MATRIX			PORAL SYSTEM						
Inorganic Matrix		Organic Matrix	Organic Pores		Inorganic Pores				
Clay	Other Minerals	Kerogen	GAS		GAS		Water		
Clay Minerals	Quartz / Carbonates / Heavy Minerals	Kerogen Type I / II / III / IV	Free	Adsorbed	Free	Adsorbed	Clay Bound	Capillary Bound	Free

Fuente: Tomado de GLORIOSO, Juan. RATTIA.REPSOL.A Review of the Fundamentals of Shale Gas Evaluations: The Dangers of Effective Porosity and Clay Excess Conductivity Correction, 2014.

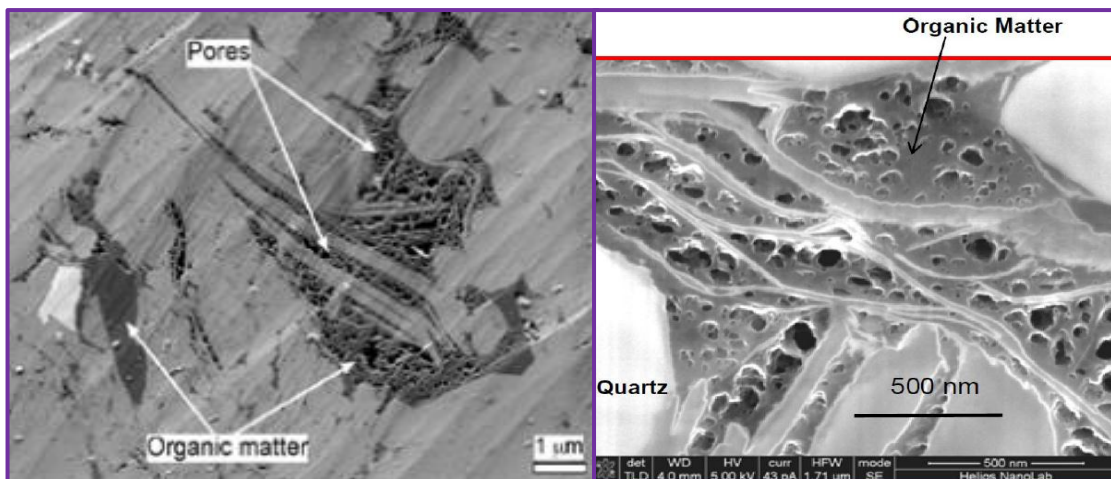
² GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. In: Society of Petroleum Engineers, SPE 153004. Copyright 2012. p.3.

³ GLORIOSO, J. RATTIA, A. LOLLEY, R. REPSOL .A. Review of the Fundamentals of Shale Gas Evaluations: The Dangers of Effective Porosity and Clay Excess Conductivity Correction, SPE 167785 Copyright 2014. p. 4.

El kerógeno hace parte de la matriz; en la figura 3 se muestra el contenido de materia orgánica en los poros de una roca de Shale Gas por medio de un análisis SEM; las principales características para su consideración en las evaluaciones petrofísicas es su baja densidad, cercana a la del agua, largo tiempo de viaje, alta porosidad de neutrones y alta resistividad; por estas razones es esencial establecer el contenido de kerógeno en peso y volumen y sus propiedades, aunque esto es algo difícil de hacer.

La porosidad se puede encontrar tanto en la fracción inorgánica como en el kerógeno y los tamaños de poro tienden a ser pequeños; ya sea micro poros o nano poros pueden ser encontrados en estos tipos de rocas.

Figura 3. Análisis SEM.



Fuente: GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. *Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas*. *En: Society of Petroleum Engineers, SPE 153004*. Copyright 2012. 38p.



2. MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS

2.1 PROCEDIMIENTOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RECURSOS (O RESERVAS)

2.1.1 Procedimientos determinísticos. Un único valor se utiliza para cada uno de los parámetros, lo que resulta en un valor único para la estimación de recursos o reservas.

2.1.2 Procedimientos probabilísticos. Utiliza toda una gama de valores que razonablemente podrían ocurrir para cada parámetro desconocido (a partir de datos de ciencias de la tierra y de ingeniería) para generar una amplia gama de posibles resultados para el volumen de recurso. Para hacer esto, se debe identificar los parámetros que conforman la estimación de recursos (o reservas) y, a continuación, determinar la llamada función de densidad de probabilidad (PDF). La PDF describe la incertidumbre alrededor de cada parámetro individual basándose en datos de ingeniería y Geociencias.⁴

2.1.2.1 Consideraciones estadísticas. Los procedimientos probabilísticos involucran el uso de términos básicos de estadística. Por ejemplo, la información

⁴ Guidelines for Application of the petroleum resources management system, PRMS patrocinado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEC, Noviembre 2011. p. 78.

de núcleos y perfiles se considera una muestra de la cual se pueden estimar algunas de las características del yacimiento (población).⁵

Distribuciones de frecuencias teóricas.

Para facilitar los cálculos y la comparación, es conveniente aproximar los conjuntos de información usando distribuciones de frecuencias teóricas. Las distribuciones de frecuencias se denominan funciones de densidad de probabilidad o PDF.

Existen varios tipos de PDF que se usan para aproximar observaciones específicas de un yacimiento tales como: porosidad, permeabilidad, saturación irreducible de agua, etc. Las distribuciones asociadas a estas observaciones pueden ser simétricas o sesgadas.

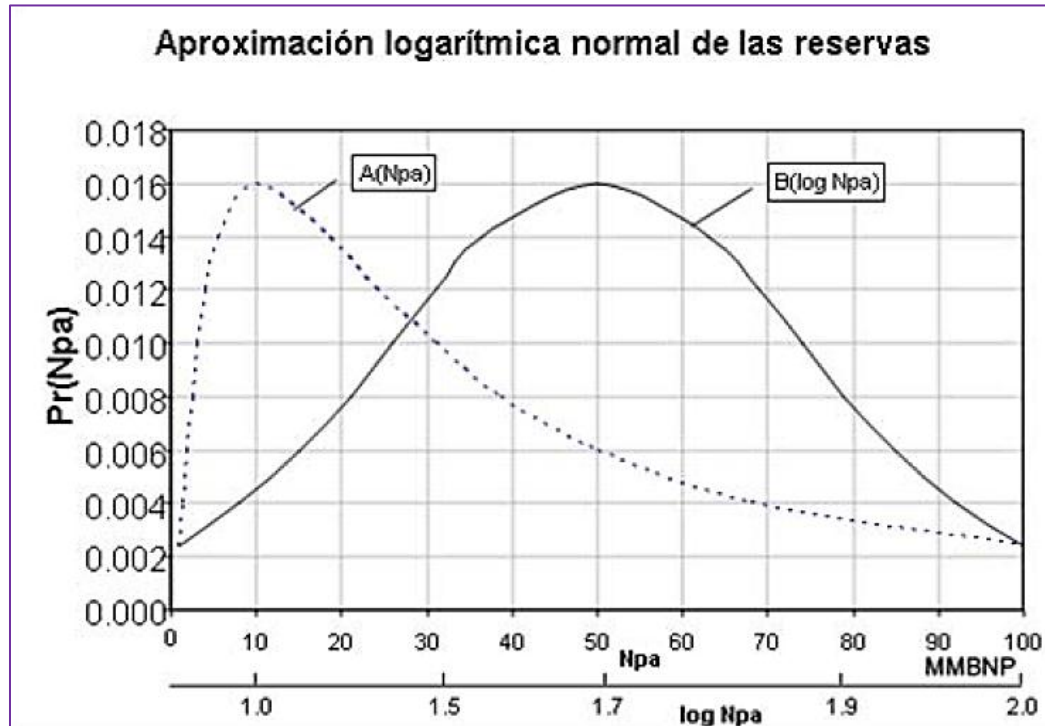
Las PDF tienen ciertos atributos que son relevantes para los cálculos probabilísticos. Estos son; por ejemplo:

- El promedio aritmético, media o valor esperado.
- La mediana o percentil 50.
- El grado de variación o desviación estándar.
- La naturaleza de la distribución de valores sobre la moda o el tipo y el grado del sesgo.

La distribución de recursos (o reservas) iniciales, para un conjunto de pozos en un área geológica determinada, puede ser aproximada por una PDF logarítmica normal. Tales distribuciones exhiben un sesgo positivo (ver figura 4)⁶.

⁵ De Santolo M., Yliane C, González U., Rommel A. Actualización De Conceptos De Reservas, Procedimientos Y Métodos Para Su Cálculo: Propuesta Del Informe Técnico Para Sometimiento Al Ministerio De Energía Y Petróleo, Caracas Venezuela, 2006. p., 50.

Figura 4. Aproximación logarítmica normal de una distribución de reservas iniciales.



Fuente: De Santolo M., Yliane C, González U., Rommel A. Actualización De Conceptos De Reservas, Procedimientos Y Métodos Para Su Cálculo: Propuesta Del Informe Técnico Para Sometimiento Al Ministerio De Energía Y Petróleo, Caracas Venezuela, 2006.

Si las PDF de los logaritmos de los valores de producción acumulada (Npa) se pueden aproximar a una PDF Gaussiana, como la representada por la curva “B”, entonces las PDF de la curva “A” se denominan logarítmica normales.⁷

⁶ Ibíd., p. 51.

⁷ Ibíd., p. 52.

2.1.3 Tratamiento de las incertidumbres⁸. La cuantificación de las incertidumbres es un aspecto clave del uso de los procedimientos probabilísticos. Algunas incertidumbres pueden atribuirse a la información disponible y pueden ser cuantificables con análisis estadísticos. Sin embargo, otras incertidumbres se atribuyen a la geología y a la interpretación de la información. Dicha información no podría cuantificarse por medio del análisis estadístico.

Tipos de incertidumbre

Existen dos categorías:

- **Categoría 1:** Relacionada a la información geológica y/o de ingeniería en áreas perforadas y la precisión de la media e interpretación de tales datos.
- **Categoría 2 de incertidumbre:** Relacionadas al escenario geológico en áreas no perforadas y/o bloques de fallas no perforados.

La Categoría 1 incluye:

- El volumen bruto de roca
- Propiedades en sitio del sistema roca – fluido, lo cual incluye las propiedades petrofísicas y propiedades PVT.
- Localización del o los contactos de los fluidos en caso de existir.
- Distribución espacial de la permeabilidad.
- Naturaleza y grado de la heterogeneidad principal.
- Grado de la compartimentalización del yacimiento.

⁸ *Ibíd.*, p. 58.



- Área o áreas de drenaje de los pozos individuales.
- Eficiencia de recuperación del petróleo, gas y/o condensados.

La Categoría 2 de las incertidumbres (algunas de las cuales pueden ser consideradas factores de riesgo) incluyen:

- Presencia (o ausencia) de volúmenes relativos del petróleo y/o gas libre inicialmente en sitio.
- Presencia (o ausencia) de yacimientos de roca comercialmente productivas.
- Extensión del área de la acumulación comercial (si existiese).

Dependiendo de la calidad y cantidad de la información, algunas incertidumbres de Categoría 1 pueden ser cuantificables, es decir, tratadas con análisis estadísticos. Tales incertidumbres (identificadas aquí como incertidumbres de ingeniería) incluyen la porosidad, saturación de agua, propiedades PVT, eficiencia de recuperación y las áreas de drenaje de los pozos individuales.

Las incertidumbres de Categoría 1 pueden ser atribuibles a la interpretación de los procedimientos utilizados para el análisis de los datos, más que a los datos mismos.

Otras incertidumbres (en ambas categorías) se identifican como **incertidumbres geológicas**, las cuales no son cuantificables mediante el análisis estadístico y son sujeto del buen juicio profesional.

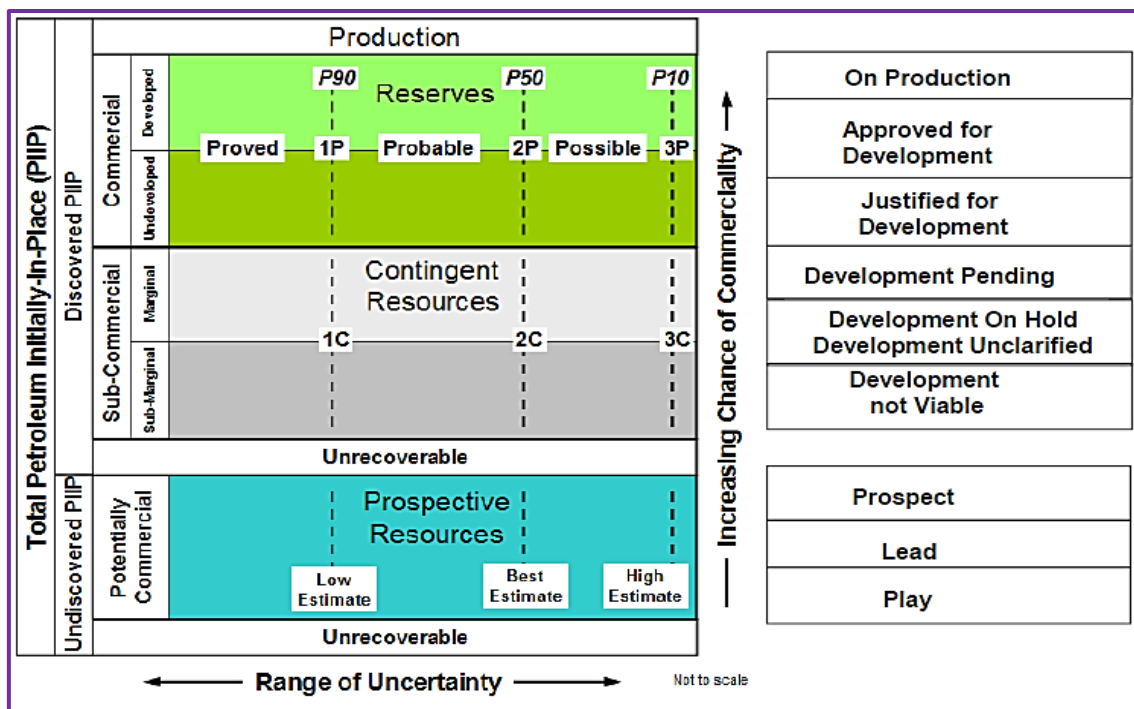
2.1.1.1 Rango de incertidumbre en cantidades recuperables.

Rango de Categorización de Incertidumbre. El "rango de incertidumbre" refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación (o grupo de acumulaciones) para un proyecto específico, definido.

Debido a que todas las cantidades potencialmente recuperables son estimaciones basadas en supuestos sobre el rendimiento futuro del yacimiento (entre otras cosas), siempre habrá cierta incertidumbre en la estimación de la cantidad recuperable como resultado de la implementación de un proyecto específico. En casi todos los casos, habrá una incertidumbre significativa en las cantidades estimadas in situ y en la eficiencia de recuperación, y también puede haber incertidumbres comerciales específicas del proyecto.

En la PRMS, el rango de incertidumbre se caracteriza por tres escenarios específicos reflejando el resultado bajo, mejor y alto de los casos del proyecto, figura 5. La terminología es diferente dependiendo de qué clase es la apropiada para el proyecto, pero el principio fundamental es el mismo, independientemente del nivel de madurez.

Figura 5: Clasificación PRMS de reservas y recursos con subclases de madurez de proyectos.



Fuente: Phillip Chan, *A Process to Evaluation Unconventional Resources*, SPE 134602, copyright 2010.

En resumen, si el proyecto satisface todos los criterios para las reservas, las estimaciones de bajo, mejor y alto son designadas como probadas (1P), probadas más probables (2P), y probada más probable más posible (3P), respectivamente. Los términos equivalentes para los recursos contingentes son 1C, 2C y 3C, mientras que los términos "estimación baja", "mejor estimación", y " estimación alta " se utilizan para los recursos prospectivos.

La incertidumbre en las estimaciones de recursos es mejor comunicarla mediante un rango de posibles resultados. Sin embargo, si es necesario reportar un solo resultado representativo, la "mejor estimación" se considera la evaluación más realista de las cantidades recuperables

Si se aplican métodos probabilísticos, los resultados P90 y P10 son generalmente seleccionados para las estimaciones bajas y altas. (Bajo el PRMS, el requisito es para los casos seleccionados que tengan niveles de probabilidad "al menos" 90% y 10%, respectivamente.).⁹

Incentivos para Análisis de Incertidumbre. Entre ejemplos mostrados anteriormente, incluyen estimaciones de reservas volumétricas usando la simulación convencional Monte Carlo (Cronquist 2001), que puede establecer una distribución de probabilidad completa de reservas, incluyendo reservas probadas (estimación baja- P90) reservas probadas más probables (estimación más probable- P50), y reservas posibles probadas más probables (estimación alta pero realista- P10). Para ser significativo, tal análisis debería incluir altas y bajas estimaciones realistas de los parámetros individuales incluidos en el procedimiento de cálculo¹⁰ Al enfocarse en los plays de gas no convencional, estos generalmente se caracterizan por un bajo riesgo geológico y de alto riesgo comercial. Existe la incertidumbre en los datos geológicos y de ingeniería y, en consecuencia, en los resultados de los cálculos efectuados con estos datos. Se requieren enfoques probabilísticos para proporcionar una evaluación de la incertidumbre en las estimaciones de recursos.

La Simulación Monte Carlo (SMC) es una Técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudo-aleatorios y automatizar cálculos. Usado para cuantificar el impacto de los parámetros inciertos en la respuesta de un estudio de análisis de riesgo. Este método pronostica valores de respuesta y los diferencia de los valores de los parámetros inciertos.

⁹ SPE/AAPG/WPC/SPEE Petroleum Resources Management System (PRMS). 2011.

¹⁰ LEE, W.J. SPE, Texas A&M University, and R.E. Side, SPE, Consultant. Gas Reserves Estimation in Resource Plays. SPE 130102. In: Copyright 2010, Society of Petroleum Engineers. P., 10..



Dichos valores luego se muestran en el rango de incertidumbre de los parámetros, utilizando una distribución de probabilidad. Los valores de las respuestas pronosticadas se usan para calcular la densidad de la población (áreas o yacimientos en estudio) y cuantificar las respuestas.

En contraste con los procedimientos indicados antes, la simulación de Monte Carlo (SMC) facilita el manejo de algoritmos complejos, con numerosos parámetros de entrada, que exhiben una variedad de las PDF y dependencias potenciales entre sí.

Las desventajas de la SMC incluyen:

- Se requiere de suficiente información para caracterizar las PDF de los parámetros de entrada.
- El análisis de la información y la entrada de las PDF tiende a ser subjetiva.
- Se requiere de considerable experticia para manejar los programas de computación por su complejidad.
- Se requiere de un computador con alta velocidad de procesamiento y considerable memoria.
- El procedimiento se realiza dentro de una “caja negra”, es decir no se puede visualizar la lógica ni el proceso de cálculo.
- Los estimados obtenidos mediante la SMC se perciben como informativos en lugar de resultados precisos.

La SMC es el procedimiento más ampliamente usado en el mundo para la estimación y calificación probabilística de recursos (o reservas).¹¹

Tipos de distribución.

- **Distribución Uniforme (a,b).** La distribución uniforme es útil para describir una variable aleatoria con probabilidad constante sobre el intervalo [a,b] en el que está definida. Esta distribución presenta una peculiaridad importante: la probabilidad de un suceso dependerá exclusivamente de la amplitud del intervalo considerado y no de su posición en el campo de variación de la variable. Cualquiera sea la distribución F de cierta variable X, la variable transformada $Y=F(X)$ sigue una distribución uniforme en el intervalo [0,1]. Esta propiedad es fundamental por ser la base para la generación de números aleatorios de cualquier distribución en las técnicas de simulación.

Campo de variación: $a \leq x \leq b$

Parámetros:

a: mínimo del recorrido.

b: máximo del recorrido.

- **Distribución Normal (Mu, Sigma).** La distribución normal es, sin duda, la distribución de probabilidad más importante del Cálculo de probabilidades y de la Estadística. como aproximación de la distribución binomial. De todas formas, la importancia de la distribución normal queda totalmente consolidada por ser la distribución límite de numerosas variables aleatorias, discretas y continuas, como se demuestra a través de los teoremas centrales del límite. Las consecuencias de estos teoremas implican la casi

¹¹ De Santolo M., Yliane C, González U., Rommel A, Op cit. p. 67.

universal presencia de la distribución normal en todos los campos de las ciencias empíricas: biología, medicina, psicología, física, economía, etc.

La distribución normal queda totalmente definida mediante dos parámetros: la media (μ) y la desviación estándar (σ).

Campo de variación:

$$-\infty < X < \infty$$

Parámetros:

Mu: media de la distribución, $-\infty < \mu < \infty$

Sigma: desviación estándar de la distribución, $\sigma > 0$

- **Distribución Lognormal (Mu, Sigma).** La variable resultante al aplicar la función exponencial a una variable que se distribuye normal con media *Mu* y desviación estándar *Sigma*, sigue una distribución lognormal con parámetros *Mu* (escala) y *Sigma* (forma). Dicho de otro modo, si una variable *X* se distribuye normalmente, la variable $\ln X$, sigue una distribución lognormal.

Campo de variación:

$$0 < x < \infty$$

Parámetros:

Mu: parámetro de escala, $-\infty < \mu < \infty$

Sigma: parámetro de forma, $\sigma > 0$

- **Distribución Triangular.** Se denomina así por el hecho de que la función de densidad tiene una forma triangular, que viene definida de la siguiente manera:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2}{a(a+b)}(a+x) & -a < x < 0 \\ \frac{2}{b(a+b)}(b-x) & 0 < x < b \end{cases}$$

Se denomina triangular cuando viene definida por dos parámetros, que representan el valor mínimo y el valor máximo de la variable. En este caso el triángulo es equilátero. Se denomina triangularG (triangular general), cuando viene dada por tres parámetros, que representan el valor mínimo y el valor máximo de la variable, y el valor del punto en el que el triángulo toma su altura máxima. En este caso el triángulo no es necesariamente equilátero.

La función de densidad de la distribución triangular G viene dada por:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{2(x-a)}{(b-a)(c-a)} & a \leq x \leq c \\ \frac{2(b-x)}{(b-a)(b-c)} & c < x \leq b \end{cases}$$

Cuando el valor de c sea la media de los dos valores extremos a y b, tendremos la distribución triangular.

2.2 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN PARA LOS RECURSOS

2.2.1.1 Método de Schmoker (Método de la Roca Fuente). El cálculo de las características volumétricas de la roca fuente y de los hidrocarburos generados

representa un paso adelante en la comprensión y definición del sistema de petróleo.

La estimación de la cantidad de hidrocarburos generados de rocas fuente activas, representan un elemento básico para la evaluación de los procesos de expulsión, migración y acumulación afectando la eficiencia del sistema de petróleo. Las diferencias entre la cantidad de hidrocarburos generados comparados con la cantidad en sitio, puede ser enorme. Se asume que solo un pequeño porcentaje de aceite generado es petróleo recuperable para la mayoría de las cuencas, y hasta un 10% de petróleo recuperable es generado en varias cuencas sedimentarias.

El método de Schmoker (1994) es la base de los cálculos. El método se basa en los siguientes elementos:

- Identificación de la roca fuente, definición de los límites mapeables y cálculo del volumen de la unidad homogénea.
- Cálculo de la masa de carbono orgánico en la roca fuente activa $M(gC_{org})$
- Estimación de la masa de hidrocarburos generados por unidad de masa de carbono orgánico $R(mgHC/gC_{org})$
- Determinación de la masa total de hidrocarburos generados HCG (KgHC) computando los datos de los primeros dos pasos.¹²

2.2.1.2 Método Volumétrico. El método volumétrico consiste básicamente en la estimación de hidrocarburos en sitio del volumen en cuestión (por ejemplo,

¹² VULAMA I. Source rock generative potential and volumetric characteristics of the Kurrachine Dolomite Formation, Hayan Block, central Syrian Palmyrides. Exploration Department, INA Oil Company, A. V. Holijevca. 2011. P., 14.

volumen de drenaje de un pozo individual o volumen de un segmento o de todo el yacimiento) y la estimación de la fracción de esos hidrocarburos en sitio que probablemente serán recuperados.

En yacimientos de gas no convencionales, se presentan importantes problemas con las estimaciones de volumen de gas en sitio. En algunos casos, la estimación de propiedades importantes del yacimiento (tales como el espesor neto del pay) es incierta, en los recursos de shale gas, las estimaciones del gas adsorbido en sitio en base a la materia orgánica pueden ser confiables, pero los volúmenes adicionales de gas en los espacios porosos pueden ser difíciles de estimar con exactitud. (Ross y Bustin 2007, 2008).

Independientemente de las dificultades con el método volumétrico, este tipo de análisis es esencial en las estimaciones de reservas minuciosas y en los esfuerzos de pronóstico de producción. Como mínimo, las estimaciones volumétricas proporcionan la comprobación de credibilidad en otros métodos, igualmente inciertos como metodologías.

2.2.1.3 Método Balance de Materiales (Grafica P/Z). Los métodos de balance de materiales (graficas de p/z vs. Producción de gas acumulada) se aplican normalmente con éxito en yacimientos de gas convencional sobre una base total del yacimiento Para yacimientos de gas no convencional las suposiciones necesarias para aplicar el método grafico p/z no son satisfechas

2.2.1.4 Método de las Analogías. La predicción de la producción futura, por analogías en yacimientos y pozos existentes puede ser un método confiable tanto para yacimientos como para pozos convencionales y no convencionales. La clave es identificar analogías verdaderamente adecuadas. Hodgins y Harrell (2006) y Sidle y Lee (2010) presentan un análisis de los requisitos para analogías

adecuadas. Una interpretación de estos requisitos para el caso específico de yacimientos no convencionales incluye los criterios que (1) el análogo debe estar en una etapa más avanzada de depleción que el pozo objetivo o yacimiento; (2) la técnicas de completamiento deben ser las mismas; y (3) en conjunto, las propiedades que controlan la recuperación no deben ser más favorables en el análogo que en el pozo objetivo o yacimiento.

Este método se debe intentar cuando sea posible, debido a su potencial para transferir conocimientos de pozos más maduros a pozos menos maduros.

2.2.1.5 Curvas de Declinación. La proyección de curvas de declinación es de los métodos más ampliamente usados en la industria, quizás el único método más utilizado de todos para pronósticos de producción futura de pozos de Tight gas y shale gas. El método básico para establecer las reservas remanentes es establecer la tendencia en declinación de producción en la historia, y proyectar esta tendencia en el futuro, terminando en el límite económico del pozo para establecer reservas.

La forma exponencial de la ecuación de Arps se puede derivar (Fetkovich y otros., 1996) para sistemas con baja compresibilidad (líquidos ligeramente compresibles, tales como aceites sub-saturados, pozos de gas de alta presión o pozos de gas con pequeñas detracciones), sujeta a ciertas suposiciones.

Los modelos de curvas de declinación comúnmente usados (en particular Arps) pueden ser inapropiados para su uso en yacimientos de permeabilidad extremadamente bajos. Los modelos empíricos recientes (Valkó, Ilk, y otros.) pueden ser más apropiados para estas aplicaciones.

2.2.1.6 Ajuste Histórico. Los datos de producción pueden ser ajustados con modelos analíticos, ampliamente disponibles en un software comercial, y modelos numéricos. Cuando se desconoce el yacimiento, las propiedades del pozo se

determinan en el procedimiento de ajuste histórico, el modelo calibrado puede ser usado para predecir producción futura y reservas remanentes.

Un ejemplo de un modelo avanzado bajo continuo desarrollo para un yacimiento de shale gas fue descrito por Jam (2009). El modelo incluye desorción y otras características importantes de yacimientos de shale gas. Modelos numéricos capaces de modelar las características más importantes de Tight gas y Shale gas también están disponibles ahora y están experimentando un mayor desarrollo para incluir mejores representaciones de la física básica que controla el flujo de gas a medida que la industria aprende más. Freeman y otros, (2009) han desarrollado un simulador numérico para estos sistemas que incluye capacidades de modelado de una permeabilidad de matriz ultra baja, pozos horizontales fracturados hidráulicamente, porosidad múltiple, campos de permeabilidad, desorción, permeabilidad dependiente de la presión, e interferencia de fractura. Los autores señalan que el uso de este tipo de modelado ha ampliado la comprensión de comportamiento de flujo en sistemas de tight gas y shale gas e indica que tal comprensión en última instancia puede ser usada para estimar propiedades del yacimiento y reservas en estos tipos de yacimientos.

2.2.1.7 Curvas Tipo. Las curvas tipo basadas en análogos pueden ser muy útiles cuando análogos adecuados pueden ser identificados. Este enfoque es problemático, en nuevos plays de gas shale con producción limitada a largo plazo y en algunas formaciones de tight gas estratificadas con varias capas con volúmenes de drenaje desconocidos. Las curvas tipo basadas en el modelo (analítico y numérico) también pueden ser útiles cuando la validación del modelo es posible, pero este enfoque es también problemático en muchos plays de shale inmaduros y yacimientos de tight gas con la producción limitada a largo plazo y



características complejas que no se comprenden totalmente en el tiempo que se requiere la producción.¹³

2.3 EVALUACIÓN DE GAS Y ACEITE EN SITIO A PARTIR DEL MÉTODO VOLUMETRICO

El método volumétrico puede ser impreciso en la estimación de shale gas, pero es una de las pocas técnicas que es capaz de cumplir esta tarea en la evaluación temprana y etapas de desarrollo.

A continuación se enuncian dos maneras para determinar el gas total de un yacimiento de shale gas:

2.3.1 Método Volumétrico para evaluación de gas y aceite en sitio a partir de porosidad efectiva. Los fluidos totales iniciales en sitio en yacimientos de shale se encuentran en forma de aceite libre y gas libre almacenados en el espacio poroso del sistema yacimiento, estos volúmenes de gas y aceite libres se calculan de la misma manera que en un yacimiento clásico. Además del gas libre los shales pueden contener cantidades significantes de gas adsorbido en la superficie orgánica (y en la arcilla).

Los fluidos libres en sitio en un yacimiento dependen de dos parámetros críticos. El primero de ellos es la porosidad conectada de la roca del yacimiento. El segundo es la saturación de hidrocarburos que representa el porcentaje de la porosidad ocupado por cada uno de los fluidos. La saturación de hidrocarburos es controlada por la presión capilar. Además, por el efecto de las fuerzas de

¹³ LEE, W.J. SPE, Texas A&M University, and R.E. Side, SPE, Consultant. Gas Reserves Estimation in Resource Plays. SPE 130102. In: Copyright 2010, Society of Petroleum Engineers. 10P.

gravedad, los fluidos presentes en el yacimiento tienden a estratificarse en función de su densidad.¹⁴ Datos detallados geológicos y de yacimiento son ensamblados para establecer el petróleo y el gas en sitio para el área prospectiva.

Los cálculos de gas en sitio en gas shales se realizan en dos partes: gas libre y gas adsorbido, la suma de ellos dará el gas en sitio total como se indica a continuación:

$$GIP_{total} = OGIP_{free} + OGIP_{adsorb}$$

2.3.1.1 Gas libre o aceite en sitio. El gas libre en sitio es calculado desde la ecuación volumétrica usual:

$$Bg = \frac{(Ps * (Tf + 460 \text{ } ^\circ F))}{(Pf * (Ts + 460 \text{ } ^\circ F))} * ZF$$

$$OGIP_{free} = KV4 * PH1e * (1 - Sw) * THICK * AREA / Bg$$

Dónde:

GIPtotal: Gas total en sitio (Bcf).

OGIPfree: Gas libre original en sitio (Bcf).

Bg: Factor volumétrico de formación del gas (fracción).

Pf: Presión de formación (psi).

¹⁴ BRUYELLE, J. *et al.* An Accurate Volumetric Calculation Method for Estimating Original Hydrocarbons in Place for Oil and Gas Shales including adsorbed Gas using High-Resolution Geological Model. IPTC 17670-MS. Copyright January 2014. 12P.

Ps: Presión de superficie (psi).

Tf: Temperatura de formación (°F).

Ts: Temperatura de superficie (°F).

ZF: Factor de compresibilidad del gas (fracción).

PHle: Porosidad efectiva (fracción)

AREA: Área del yacimiento (acres).

Sw: Saturación de agua en la zona no-invasada (fracción).

THICK: Espesor de capa (ft).

KV4=0.000043560

Para reservorios de aceite:

$$OOIP = KV3 * PHle * (1 - Sw) * THICK * AREA / Bo$$

OOIP= Aceite total inicial en sitio (Bb)

Bo: Factor volumétrico de formación del aceite (fracción).

KV3=7758

2.3.1.2 Gas adsorbido en sitio. El gas adsorbido en sitio es calculado como sigue:

$$OGIP_{adsorb} = KG6 * G_C * DENS * THICK * AREA$$

Dónde:

OGIPadsorb: Gas adsorbido original en sitio (Bcf).

G_C : Contenido de gas (scf/ton).

DENS: Densidad de la capa desde registros o mediciones de laboratorio ρ_b (g/cc).

THICK: Espesor de la capa (ft).

ÁREA: Espaciamiento de la unidad de área (acres).

KG6: 1.3597×10^{-6} Factor de conversión de unidades.

Las densidades de shale típicas están en el rango de 2.20 a 2.60 g/cc.¹⁵

2.3.2 Método volumétrico para evaluación del gas y aceite en sitio a partir de porosidad total. Algunos autores (Ejemplo: E.R. (Ross) Crain), prefieren trabajar con porosidad y saturación de agua efectiva obtenidos a partir de registros más que con los totales, para la estimación del gas libre. Entonces basados en un análisis de núcleo varios autores enuncian que el gas libre es la diferencia entre el espacio poroso efectivo y la fracción de porosidad efectiva ocupada por el gas adsorbido como se mencionó anteriormente. En la opinión de otro autor (SPE) la estimación de porosidad efectiva y saturación de agua efectiva en estos yacimientos, crea un mayor nivel de incertidumbre que la estimación de porosidad y saturación de agua total, razón por la cual es recomendable usar modelos de porosidad y saturación de agua total.

¹⁵ E.R (Ross) Crain. Crain's Petrophysical Handbook. [Online] Shareware Petrophysics Training and Reference Manual. <http://spec2000.net/01-index.htm>

La capacidad de adsorción de las arcillas ha sido documentada en la literatura junto con observaciones sobre las correlaciones de porcentajes de minerales de arcilla en la roca. Por lo tanto no es de sorprender que las arcillas en los yacimientos de shale gas sean conocidas por adsorber gases hidrocarburos y poder contribuir a la producción cuando se estimula adecuadamente, por lo que se recomienda que las correcciones por efectos de arcilla no debieran ser arbitrariamente aplicada en los análisis petrofísicos de los registros eléctricos. Otra razón adicional para evitar las correcciones de porosidad por arcilla incluye el hecho de que aún no se tienen métodos confiables para establecer la conductividad de las arcillas a condiciones de yacimiento y no se tienen herramientas capaces de diferenciar entre el gas libre y el gas adsorbido. El uso de un modelo de porosidad total y saturación de agua total ayudara a evitar deficiencias en la determinación del gas total en sitio.

El gas total en sitio basado en núcleos y/o interpretación de registros de pozos puede estimarse usando la siguiente ecuación:

$$GIIP_{Tot} = 43560 * A * h * \phi_T * (1 - Sw_T) * \left(\frac{1}{B_g}\right) * 10^9$$

Dónde:

$GIIP_{Tot}$ = Gas total inicialmente in situ (Bcf)

Sw_T = Saturación total de agua inicial (%)

ϕ_T = Porosidad total inicial

B_g = Factor volumétrico de formación inicial

A = área (acres)

h = espesor neto promedio (ft)

2.3.2.1 Gas adsorbido en sitio. El gas adsorbido en sitio puede establecerse con la siguiente ecuación:

$$GIIP_{ad} = gc * Den * A * h * C$$

Dónde:

$GIIP_{ad}$ = Gas adsorbido inicialmente en sitio (Bcf)

gc = Contenido de gas adsorbido (scf/ton)

Den = Densidad promedio de la formación in h; ρ_b promedio (g/cc)

C = Factor de conversión de unidades; $1.3597 * 10^{-6}$

La extensión areal (A) y el espesor neto (h) deben ser los mismos en ambas estimaciones de gas total y gas adsorbido.

2.3.2.2 Determinación del Volumen de Gas Libre. El volumen de gas libre en sitio se obtiene restando el gas adsorbido del gas total como se indica¹⁶:

$$GIIP_f = GIIP_{Tot} - GIIP_{ad}$$

¹⁶ GLORIOSO, J. RATTIA, A. LOLLEY, R. REPSOL .A.Op. cit., p. 5



3. FUENTES DE INFORMACIÓN.

3.1 GEOQUÍMICA

La geoquímica estudia la historia de los elementos químicos en la corteza de la tierra y su comportamiento bajo diferentes condiciones naturales fisicoquímicas.

La determinación de los objetivos de exploración de hidrocarburo más favorables depende del conocimiento geoquímico de rocas fuente y en el conocimiento de generación, migración, y procesos de acumulación combinados con la geofísica y características geológicas de la cuenca sedimentaria bajo evaluación.¹⁷

3.1.1 Roca Fuente. La roca fuente es un sedimento de grano fino rico en materia orgánica que podría generar petróleo crudo o gas natural después de la alteración térmica del Kerógeno en la corteza terrestre. El aceite o gas, puede migrar desde la roca fuente a sedimentos más porosos y permeables, donde finalmente el aceite o gas pueden acumularse para formar un depósito comercial de aceite o gas.

Si una roca fuente no ha sido expuesta a temperaturas de aproximadamente 100°C, es denominada **roca fuente potencial**. Si la generación o expulsión de aceite o gas ha ocurrido, es denominada **roca fuente actual**. Los términos inmaduro y maduro son comúnmente usados para describir rocas fuente y también el estado actual del Kerógeno contenido en la roca.¹⁸

¹⁷ MARTINELLI, G. Petroleum Geochemistry. ARPA, Environmental Protection. Agency of the Emilia Romagna Region, Reggio Emilia, Italy. p. 2.

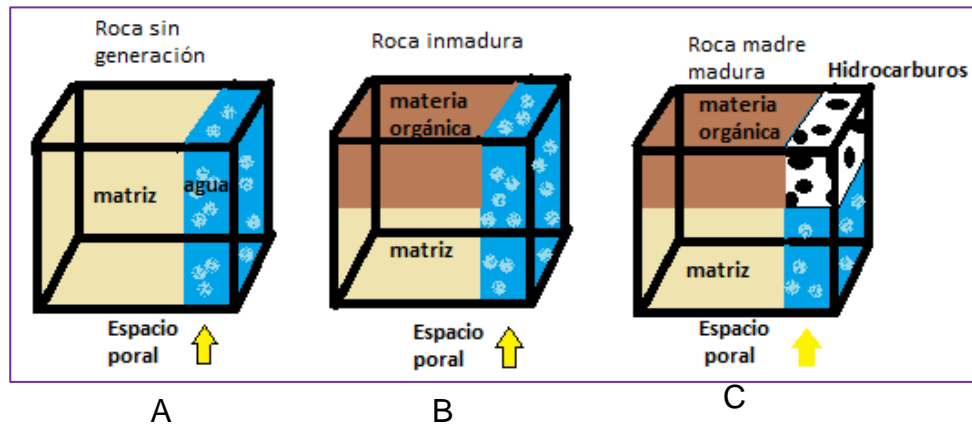
¹⁸ E.R (Ross) Crain. Op. cit., [Online]

Composición de la roca fuente. Según el modelo descrito por Philippi (1968) y otros, se asume que las rocas ricas orgánicas están compuestas de tres componentes: **(1)** la matriz de la roca, **(2)** la materia orgánica sólida, y **(3)** los fluidos llenando el espacio poroso.

Las **rocas no fuente** están compuestas principalmente de solamente dos componentes: la matriz y el fluido llenando el espacio poroso (Figura 6-A). En una **roca fuente inmadura**, la materia orgánica sólida y la matriz de la roca componen la fracción sólida y el agua de formación llena el espacio poroso (Figura 6-B). En la **roca fuente madura**, una porción de la materia orgánica sólida es transformada a hidrocarburos líquidos (o gaseosos) que se mueven en el espacio poroso, desplazando el agua de formación (Figura 6-C). Estas transformaciones físicas tienen efectos sobre las respuestas de registros de porosidad y resistividad, todas las figuras A, B y C se aprecian en la figura 6.¹⁹

¹⁹ PASSEY, Q.R. CREANEY, J.B. KULLA, F.J.A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. Volumen74. N12. Diciembre1990. p.1.

Figura 6. Esquematación de los componentes sólidos y de los fluidos en rocas fuente y no fuente.



Fuente: Tomado y adaptado de STINCO L y MOSQUERA A. Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las formaciones Vaca Muerta y los Molles, cuenca Neuquina, Argentina. (Modificado de Passey y otros., 1990).

3.1.2 Carbón Orgánico Total. El TOC, o carbón orgánico total, es la cantidad de carbón ligado en compuestos orgánicos de la roca; el carbón orgánico en forma de Kerógeno es el remanente de la vida orgánica antigua conservada en rocas sedimentarias, después de la degradación por procesos bacterianos y químicos, y además modificado por temperatura, presión, y tiempo. El paso último, llamado maduración térmica, es una función de la historia de enterramiento (profundidad) y proximidad a fuentes de calor.

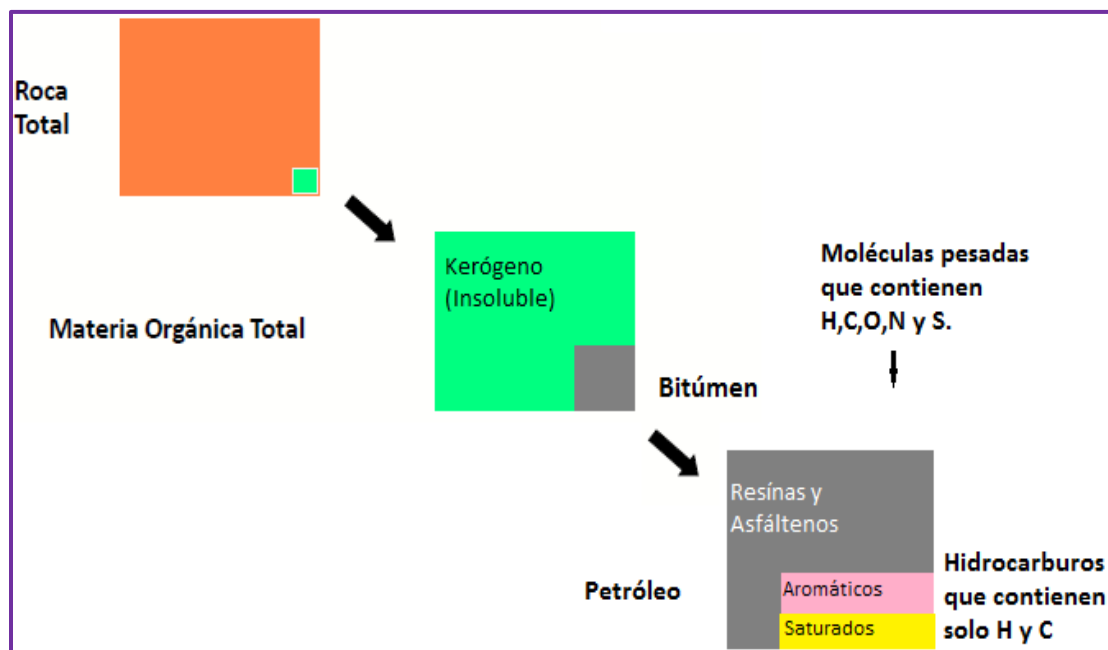
Las reacciones químicas resultantes de la madurez de la materia orgánica son responsables de producir gas, petróleo, pirobitumen y carbón que contribuyen en conjunto al contenido de carbón orgánico total y que se encuentran durante la perforación de pozos de petróleo.²⁰

²⁰ E.R (Ross) Crain. Op. cit., [Online]

Si el Kerógeno madura y produce gas y aceite, la cantidad de Kerógeno disminuirá, mientras el TOC en la roca permanece constante hasta que los hidrocarburos sean expulsados a otros reservorios.

El TOC ha sido usado principalmente para evaluar la calidad de la roca fuente, aunque actualmente también se utiliza en la evaluación de reservorios no convencionales. En general, TOC y kerógeno están estrechamente asociados con los shales o shales limosos, aunque, también pueden estar presentes en areniscas y rocas carbonatadas²¹, figura 7.

Figura 7. Composición de la materia orgánica.



Fuente: Tomado y adaptado de TISSOT y WELTE 1984.

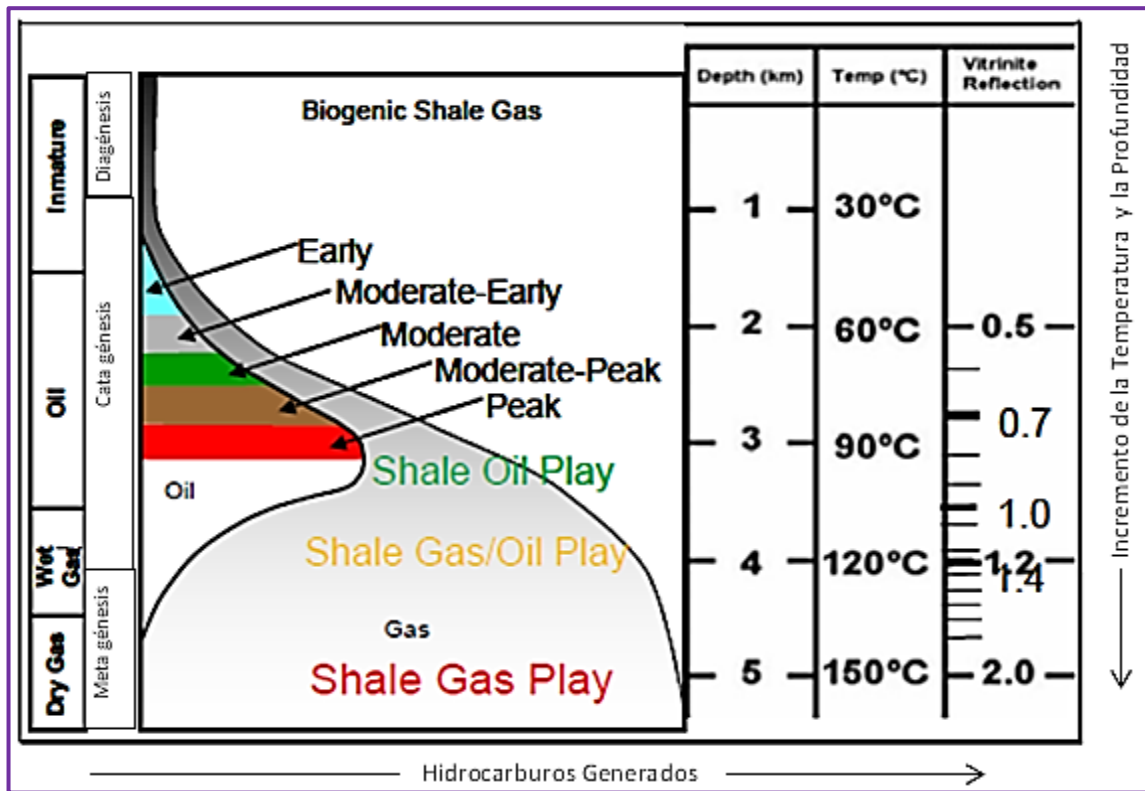
²¹ GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Op. cit., p.5.

3.1.3 Transformación del Kerógeno. Durante el proceso de enterramiento la carga de sedimentos sobre los materiales formadores del Shale aumenta gradualmente la presión y la temperatura. El proceso de compactación se encarga de transformar las arcillas, normalmente tabulares, en capas delgadas, las cuales más adelante, durante el proceso de litificación, se convierten en estratificaciones laminadas de Shale.

En el proceso inicial de calentamiento a presión (diagénesis), se descompone la materia orgánica preservada para generar un material insoluble denominado Kerógeno. Si el sepultamiento aumenta, la roca y sus constituyentes entran en un proceso denominado catagénesis, en el que el kerógeno se puede transformar lentamente en bitumen y luego en hidrocarburos líquidos o gaseosos (gas húmedo). Finalmente, la incorporación de calor adicional puede ocasionar la reacción del kerógeno remanente para producir carbono, y el cambio de las fases líquidas a fases de hidrocarburos, entrado así en una etapa llamada metagénesis. El proceso anterior se puede observar en las figuras 7 y 8.²²

²² VARGAS, C. Evaluating total Yet-to- Find hydrocarbon volumen in Colombia. Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April 2012. Universidad Nacional de Colombia: Reseach Group in Geophysics. p.,196.

Figura 8. Trasformación del Kerógeno en un shale.



Fuente: Tomado y modificado de GLORIOSO, Juan. RATTIA.REPSOL. *Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas*, 2012

3.1.3.1 Kerógeno. Las rocas presentes en yacimientos de Shale Gas, pueden generar y almacenar hidrocarburos ya que contienen Kerógeno. El Kerógeno es una mezcla de compuestos orgánicos que constituyen la materia orgánica de algunas rocas sedimentarias y es insoluble en solventes orgánicos normales dado el peso molecular masivo de sus compuestos complejos. Los elementos solubles son conocidos como “bitumen”. Cuando se somete a intenso calor, algunos tipos de Kerógeno liberan petróleo crudo o gas natural conocidos como combustibles fósiles.

En geoquímica, el Kerógeno es dividido en cuatro tipos principales:

- **Tipo I:** rico en algas principalmente lacustres y materia orgánica amorfa.
- **Tipo II:** rico en algas y materia herbácea (una variante que contiene niveles de azufre también existe).
- **Tipo III:** rico en materia húmica.
- **Tipo IV:** compuesto de materia orgánica inerte.

Se ha establecido que durante la madurez termogénica de Kerógeno tipo I, hidrocarburos líquidos tienden a ser generados, los tipo II generan gas y aceite, los tipo III generan gas, carbón (a menudo CBM, o mantos de carbón de metano) y, en extremas condiciones, aceite. En general se considera que el Kerógeno tipo IV no es capaz de generar hidrocarburos. El Shale gas es generalmente por Kerógeno tipo III y tipo II en etapas de post madurez.²³

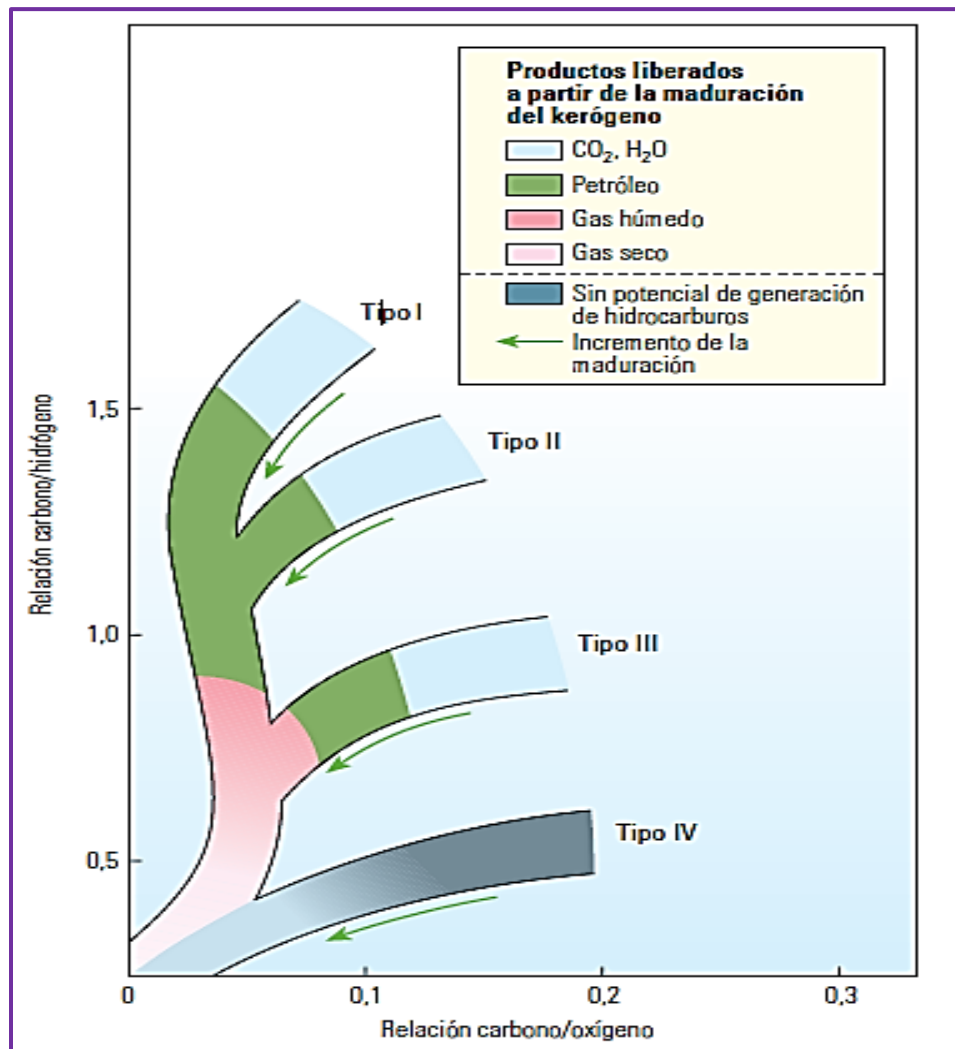
Un diagrama de Van Krevelen (Figura 9) muestra la relación entre el índice de hidrógeno (HI) y el índice de oxígeno (OI); además muestra los cambios producidos en el kerógeno por el incremento del calor asociado con el proceso de sepultamiento.

La tendencia general en la transformación térmica del kerógeno en hidrocarburo se caracteriza por la generación de hidrocarburos no gaseosos; luego, se transforma en petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el kerógeno pierde principalmente oxígeno a medida que libera CO₂ y H₂O; posteriormente, comienza a perder más hidrógeno conforme libera hidrocarburos.²⁴

²³ GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Op. cit. p., 4.

²⁴ McCARTHY, KEVIN, NIEMANN, MARTIN y otros. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. In: Oilfield Review. Verano 2011: 23 no.2 Schlumberger.p.,43.

Figura 9. Diagrama de Van Krevelen.



Fuente: La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. 2011.

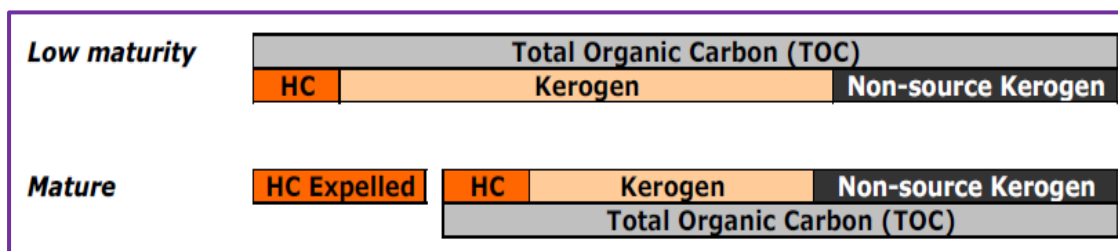
3.1.4 Madurez térmica del kerógeno. El potencial de hidrocarburo del carbono orgánico depende de la historia térmica de las rocas que contienen Kerógeno.

Tanto la temperatura como el tiempo a esa temperatura determinan el resultado. Las temperaturas medias (<175 C) producen generalmente aceite y un poco de gas. Las temperaturas más calientes producen generalmente el gas. El tipo de

hidrocarburo versus la temperatura define la "ventana aceite" y la "ventana de gas", con algunas superposiciones evidentes, como se observa en la figura 30.²⁵

La madurez térmica de la materia orgánica representa un elemento crítico del shale gas termogénico. El proceso de madurez disminuye gradualmente el contenido de kerógeno, pero sólo produce cambios en el TOC cuando se produce la expulsión. La reducción en Kerógeno y TOC se da por la cantidad de carbón expulsado como aceite o gas; el carbono inerte aumenta. La figura 10 muestra cambios en el TOC (gas / aceite, kerógeno, carbono inerte), como resultado del proceso de maduración y expulsión

Figura 10. Madurez térmica.



Fuente: Tomado y modificado de GLORIOSO, Juan. RATTIA.REPSOL. *Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas*, 2012.

3.1.5 Reflectancia de la vitrinita. Es una técnica clave para estimar el nivel de madurez térmica de la materia orgánica y se puede medir en el laboratorio sobre muestras de formación. Este método debe aplicarse con el tipo de kerógeno analizado en mente. El muestreo, el análisis y la interpretación de los datos son llevados a cabo por especialistas.²⁶

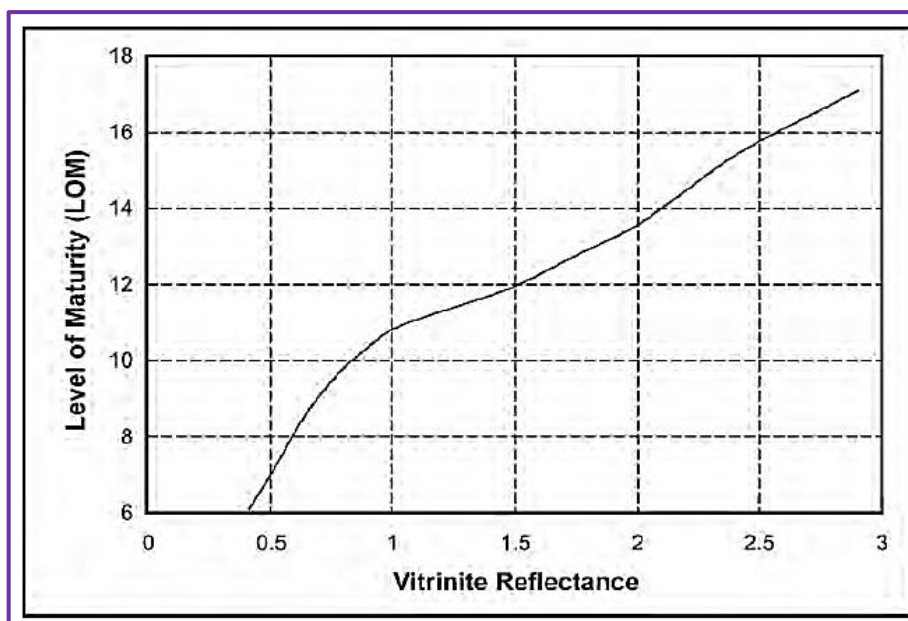
²⁵ E.R (Ross) Crain. Op. cit., [Online]

²⁶ GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Op. cit. p., 7.

La reflectancia de la vitrinita (R_o) es usada como un indicador del nivel de madurez orgánica (LOM), como lo indica la figura 11. Algunos petrofísicos no confían en este gráfico y utilizan técnicas de regresión en TOC medido para estimar LOM.

Valores de R_o entre 0.60 y 0.78 generalmente representan valores propensos a aceite. $R_o > 0.78$ generalmente indica generalmente propensos a gas. Los Valores altos pueden sugerir “sweet spots” para completar pozos de gas shale. Valores de LOM altos reducen el TOC calculado.²⁷

Figura 11. Gráfica para encontrar el Nivel de Madurez Orgánica de Reflectancia de la Vitrinita.



Fuente: CRAIN E.R. *Unicorns In The Garden Of Good And Evil: Part 1- Total Organic Carbon (TOC)*.10 November 2010.

²⁷ E.R (Ross) Crain. Op. cit., [Online]

La calibración de parámetros LOM puede ser completada basada en diferentes análisis de la muestra como la propia reflectancia de vitrinita, índice de alteración térmica (TAI) y Tmax.

Aplicando técnicas de laboratorio conocidas (Rock Eval) se puede obtener: Índice de hidrógeno (HI), índice de oxígeno (OI), hidrocarburos libres (S1), hidrocarburos generados por craqueo térmico o potencial de hidrocarburo residual (S2), CO2 liberado por kerógeno (S3), temperatura a la cual la liberación máxima de hidrocarburos es registrada (pico S2) que representa el índice de madurez térmica (Tmax), y el índice de producción (PI) que es indicativo de la conversión del kerógeno en hidrocarburo. Los Índices de hidrógeno y oxígeno facilitan la clasificación de los diferentes tipos de kerógeno; la madurez térmica es un indicador del potencial de generación de hidrocarburos.

En algunos casos, para estimar el TOC a partir de registros es necesario establecer el índice de madurez del kerógeno a través de la reflectancia de vitrinita (Ro) o el nivel de metamorfismo orgánico (LOM). La interpretación de los estados de madurez debe realizarse para cada tipo de kerógeno.

En las tablas 2 y 3 se indican los rangos de Ro dentro de las ventanas de madurez y calidad de contenido de TOC dependiendo de la fuente de potencial de la roca. La interpretación de las etapas de madurez se debe desarrollar para cada tipo de Kerógeno.

Tabla 2. Etapas de interpretación de madurez según el tipo de Kerógeno.

Madurez Termal	Ro
Inmadura	< 0.6 %
Ventana de aceite	0.6 – 1.1 %
Ventana de gas húmedo	1.1 – 1.4 %
Ventana de gas seco	1.4 - ~ 3.2 %
Destrucción del gas	>~3.2 %

Fuente: Tomado y modificado de GLORIOSO, Juan. RATTIA.REPSOL. Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, 2012.

Tabla 3. Calidad del contenido de TOC

Calidad	TOC (W%)
Pobre	<0.5
Regular	0.5 – 1
Buena	1-2
Muy buena	2-4
Excelente	>4

Fuente: Tomado y modificado de GLORIOSO, Juan. RATTIA.REPSOL. Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, 2012.

En base a la información anterior, se puede afirmar que la sola presencia de Kerógeno en una roca no equivale necesariamente a la generación de hidrocarburos. La madurez térmica tal como se señala anteriormente o madurez biogénica son condiciones esenciales para la generación y adsorción de gas en shales gas, aceite en shale oil, o en cada tipo de Kerógeno y nivel de madurez.²⁸

3.2 MEDICIONES PETROFÍSICAS

3.2.1 Mediciones de Laboratorio. Los laboratorios comerciales se han esforzado por encontrar métodos para medir exactamente y específicamente porosidad, densidad de grano, permeabilidad, mineralogía y módulos elásticos para los tipos de roca de un shale gas. Actualmente, para analizar porosidad, densidad de grano, saturación de agua y permeabilidad, el método del Instituto de Investigación de Gas (GRI, Gas Research Institute), reportado por Luffel y Guidry en 1992, es comúnmente usado. El GRI principalmente consiste de un análisis convencional de porosidad total, densidad de grano y saturación de agua Dean Stark en condiciones estándar sobre muestras trituradas.

Existen diferentes técnicas para medir porosidad en yacimientos de shale gas, las cuales se explican a continuación.

- **Método GRI:** mide la porosidad a través de la expansión de helio en muestras trituradas, en lugar de núcleos de diámetro completo. Utiliza alrededor de 100 gramos de muestras trituradas, con 15 a 30 gramos de la muestra tamizada (malla 20/35) dejada de lado para medir porosidad. El

²⁸ GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Op. cit. p., 7.

método mide la porosidad total conectada porque la muestra está completamente seca, eliminando el agua ligada a la arcilla. Con la advertencia de que las temperaturas que se utilizan en el proceso de secado son adecuadas, la porosidad por lo tanto representa la porosidad total de kerógeno, junto con la matriz inorgánica y la de la arcilla.

El método GRI establece que mediante el uso de muestras trituradas, una mejor expansión de helio es obtenida en la muestra durante el periodo de prueba. Si hay una expansión de helio insuficiente durante la prueba, niveles más bajos de porosidad y menor densidad de grano son obtenidos.

- **Inyección de mercurio por presión capilar (MICP, Mercury Injection Capillary Pressure):** mide el volumen de roca total mediante métodos de inmersión, y el volumen poroso total en muestras secas mediante inyección de mercurio a una presión de 60.0000 psia.
- **Resonancia Magnética Nuclear (NMR, Nuclear Magnetic Resonance):** son útiles para medición de porosidad en rocas saturadas de agua independientemente de la matriz. Cuando minerales paramagnéticos están presentes en la matriz, o cuando la fase hidrocarburo está presente, la interpretación del tiempo de relajación se vuelve más compleja.

Un aspecto muy valioso de esta técnica es que facilita la obtención de porosidad independiente de la composición de la matriz. Esto es especialmente importante dado que la estimación de porosidad con registros convencional es difícil debido a los altos niveles de incertidumbre en el establecimiento de los componentes litológicos y volumen del kerógeno de la roca.

En muestras de porosidad baja, como es el caso de un shale gas, hay una baja relación señal-ruido, defecto de hidrógeno del gas en cuanto al agua

(resultando en niveles inexactos de baja porosidad), muy baja velocidad de registro, efectos de difusión potencialmente bajos y control de relajación superficial; es difícil separar las señales gas-agua.²⁹

3.2.1.1 Densidad de grano. Este es un parámetro muy importante en la evaluación petrofísica de yacimientos de shale gas, debido a que el kerógeno tiene una fuerte influencia sobre la densidad de grano (GD o pma). El kerógeno disminuye la densidad de grano en el shale cuando se compara con otro shale similar libre de Kerógeno. Este parámetro es útil para calibrar resultados de interpretación de registros, aunque esto es complicado dadas las dificultades experimentadas cuando se está estimando el volumen de kerógeno exacto y la densidad en las formaciones mediante el uso de registros.

La densidad de grano se puede obtener mediante mediciones de laboratorio o también puede ser estimada interpretando correctamente el análisis mineralógico, tal como, XRD, XRF o FT-IR. Algunos de estos análisis, como XRD, son incapaces de detectar kerógeno; sin embargo, una medida separada de w% TOC puede ser integrada a los análisis de XRD, para estimar GD.

Si la frecuencia de la muestra es alta, la continuidad de la curva obtenida en el laboratorio también será alta y esto facilitará las correlaciones núcleo-registro.

3.2.1.2 Saturación de agua. La técnica utilizada por el GRI para medir saturación de agua (S_w) es Dean Stark en muestras trituradas, esta ecuación tiene un mejor comportamiento en porosidades bajas que la mayoría de los otros modelos. La S_w también puede ser establecida mediante el método de la retorta en laboratorio. Como es el caso en yacimientos convencionales, la salinidad del

²⁹ Ibid., p. 13.

agua en la roca tiene un impacto significativo sobre estos análisis y, puede resultar a menudo en niveles altos de inexactitud.

3.2.1.3 Propiedades eléctricas. Hay pocas referencias sobre mediciones de parámetros eléctricos en muestras de este tipo de rocas. El factor de cementación (m), el exponente de saturación (n) y el coeficiente (a) normalmente empleados en modelos de resistividad son los parámetros en cuestión.

Patchett (1975) estudió la conductividad del shale, alcanzando la conclusión que la conductividad de la arcilla es altamente dependiente de la temperatura de formación y de la capacidad de intercambio catiónico (CEC, Cation Exchange Capacity) del mineral de arcilla; también afirmó que la salinidad del agua en la arcilla no afecta significativamente la conductividad.

En el mismo estudio, el sugiere que 2 es el valor más apropiado para expresar m . La falta de investigación moderna en mediciones de laboratorio de parámetros eléctricos de shale gas significa que posibles desacuerdos sobre el valor m pueden permanecer sin resolver. Además, la misma falta de resolución aplica a los valores que el exponente de saturación (n) debe tomar en caso de que más de una fase fluida este presente.

Quirein (2010) reportó un valor de m empírico de 1,6, calibrado para correlacionar con $\Phi \cdot S_g$ medido en núcleos, sin especificar el modelo de saturación de resistividad del agua utilizado para establecer esto.

3.2.1.4 Permeabilidad. La medición de la permeabilidad es de gran interés, ya que la permeabilidad de la matriz determina la viabilidad de mantener la producción a largo plazo en estos yacimientos.

Muchos de los métodos tradicionales sólo son capaces de medir niveles hasta de 0,01 mD bajo exactitud aceptable, además de efectos indeseables en muchas muestras de núcleos, tales como fisuras naturales o fisuras micro-inducidas; esto ha orientado a la búsqueda de alternativas innovadoras donde el desafío es medir de manera confiable en el rango microDarcy, o incluso menos.

El GRI aplica un método que toma ventajas del ciclo de expansión del helio en muestras trituradas para interpretar la curva de presión-tiempo y derivar analíticamente un resultado para la permeabilidad de la matriz. Dado que el experimento es completado sobre una muestra recibida, fluidos irreducibles estarán presentes en la roca; por lo tanto, esta permeabilidad puede representar la permeabilidad efectiva del gas @ Swirr y la porosidad llena de gas puede ser derivada. Asimismo, las condiciones del experimento son a condiciones ambientales donde probablemente los chips están libres de efectos de micro fracturas.³⁰

3.2.1.5 Mineralogía. Para elegir un modelo de minerales, es necesario primero obtener mediciones de laboratorio de núcleos sobre datos "reales del suelo". La identificación de la composición mineral en un shale gas es esencial para completar una evaluación cuantitativa de las propiedades del yacimiento y contenido de gas a través del análisis de núcleos y de registro eléctrico y radioactivo.

El establecimiento de la composición de la roca facilita, por ejemplo, la estimación de la densidad de la matriz, un parámetro fundamental en el cálculo de la porosidad de registro. Los análisis de laboratorio son esenciales para calibrar el

³⁰ Ibid., p. 15.

registro geoquímico, el éxito en la predicción de composición de la roca depende del modelo elegido.

La difracción de rayos X es uno de los métodos más comúnmente usados y aceptados, aunque sólo es considerado semicuantitativo ya que no detecta elementos amorfos, tales como kerógeno. Este tipo de análisis puede ser complementado mediante otras técnicas y generalmente se recomienda el uso de al menos dos fuentes de datos. Algunos de los métodos disponibles se enumeran a continuación:

- SEM-EDS (scanning electron microscope – energy dispersive spectrometry) (microscopía electrónica de barrido - espectrometría de energía dispersiva)
- XRD (X-ray diffraction) (Difracción de rayos X)
- XRF (X-ray Fluorescence) (Fluorescencia de Rayos X)
- FT-IR - DRFT-IR (Fourier transform infra-red spectroscopy – diffuse reflectance infra-red Fourier transform) (espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier – espectroscopia infrarroja de reflectancia difusa)
- LIBS (Laser Ionization Breakdown Spectroscopy) (Espectroscopia de plasma por ionización láser)
- EA (elemental analyser) (Analizador elemental)

La clave en shale gas es identificar cuarzo, calcita, dolomita, tipos de arcilla, minerales pesados como piritas, y kerógeno entre otros. Las proporciones de los minerales se expresan normalmente en peso (% w); cuando se expresan también en volumen (% vol), es esencial para establecer la densidad del mineral utilizado en el laboratorio para correlacionar con volúmenes de interpretación de registros.

El índice de fragilidad (BI, brittleness index) también puede estimarse a través del análisis mineralógico y / o con el módulo de elasticidad de Young y Poisson. El establecimiento del tipo de arcilla es importante, ya que tienen diferentes niveles de elasticidad que afectan la estimulación de la formación.

Los componentes litológicos no ricos en arcilla establecen el índice de fragilidad (BI) de la roca, que a su vez establece las condiciones más favorables para el fracturamiento hidráulico. El BI se puede derivar de la relación arcilla / limo (cuarcita y/o carbonato de limo), o mediante la aplicación del módulo de Young y el coeficiente de Poisson.³¹

3.2.1.6 Espesor neto. Se estima que el % actual de kerógeno maduro, el nivel actual de TOC, la saturación de hidrocarburo, la permeabilidad, porosidad (es decir, matriz y fracturas naturales) y, en algunos casos, las litologías definen el espesor neto de estos yacimientos. Luffel y otros (1992) sugieren que combinando la porosidad del núcleo y el volumen de hidrocarburos es posible obtener una porosidad de corte [cut-off]. Si esto funciona en el yacimiento de interés, el analista puede aplicar tales límites para obtener el espesor neto.³²

Los yacimientos no convencionales requieren especial atención al combinar mediciones de laboratorio de geoquímica y petrofísica. Además, exigen el ajuste permanente y perfeccionamiento de las tecnologías y la constante evolución de la investigación, para obtener con mayor precisión los parámetros claves

³¹ Ibid., p. 16.

³² Ibid., p. 17.

volumétricos del yacimiento. La tabla 4, muestra los valores mínimos necesarios para alcanzar la viabilidad comercial en estos yacimientos. Estos valores mínimos deben ser utilizados como referencias generales, y deben ser verificados caso por caso.³³

Tabla 4. Valores para establecer un yacimiento comercialmente viable.

Parámetro	Valor mínimo
TOC	>2%
Ro	>1%
Porosidad	>4%
Saturación de agua	<45%
Saturación de aceite	<5%
Permeabilidad	>100 ndarcies

Fuente: Tomado y modificado de GLORIOSO, Juan. RATTIA.REPSOL. Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, 2012.

3.2.2 Interpretación De Registros. Los intervalos de shale pueden ser identificados a partir de la combinación de registros Gamma Ray (GR), Potencial espontaneo (SP), sínico (DT), Registro de porosidad neutrón (NPHI), registro de densidad (RHOB) y de resistividad. Los shales tienen alto gamma ray, alta porosidad neutrón. La separación neutron-porosidad y neutrón-density es normalmente alta. Los intervalos esquistosos son identificados mediante un alto

³³ Ibid., p. 18

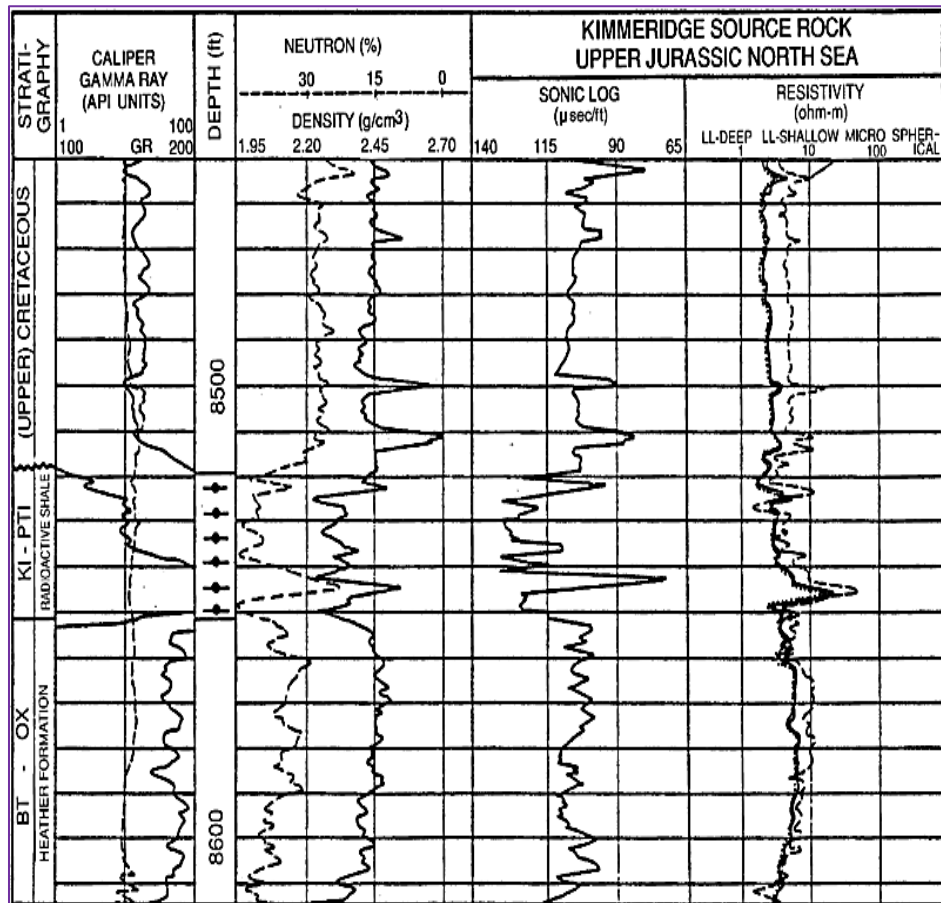
gamma y baja impedancia. Los shales con más alto TOC son identificados a partir de la superposición entre registros de porosidad y de resistividad.³⁴

En la figura 12, se observa la respuesta de un registro típico para una alta concentración de materia orgánica en una sección shale. El intervalo de roca fuente está indicado por puntos con guiones, a través de ellos se puede observar las altas lecturas del sísmico y el gamma ray y las bajas lecturas de densidad. El registro de resistividad da una lectura solo un poco más alta que la sección de shale sobrepuesta.³⁵

³⁴ HARILAL and TANDON, A.K. ONGC. Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. 9th Biennial International Conference & Exposición on Petroleum Geophysics. Hyderabad 2012. 8 Pag,

³⁵ AAPG WIKI. Using conventional well logs to estimate richness. [En línea]. http://wiki.aapg.org/Using_conventional_well_logs_to_estimate_richness.

Figura 12. Registro compuesto de un shale.



Fuente: AAPG WIKI. Junio de 2014.[En línea] http://wiki.aapg.org/File:Evaluating-source-rocks_fig6-2.png

3.2.3 Respuestas de los Registros Eléctricos y Radiactivos para un Shale Gas. Las respuestas de registros eléctricos y radiactivos son particulares en intervalos de shale gas, también este es el caso cuando se registra un shale oil. La presencia de kerógeno e hidrocarburos puede resultar en alteraciones en las respuestas de los registros de resistividad, densidad, sónico, neutrón, espectral y rayos gamma natural y de imágenes micro-resistivas en comparación a las respuestas desde intervalos en que no hay presencia de Kerógeno significativa. La experiencia con el registro de resonancia magnética es inmadura en esta etapa.

3.2.3.1 Resistividad. Para el tipo de arcilla y % volumen, la presencia de kerógeno e hidrocarburos aumenta la resistividad de la roca. Estas rocas pueden contener un % variable de arcilla, entre 30-70% según estudios llevados a cabo hasta la fecha; cuanto mayor sea el % de arcilla, menor es la resistividad de la roca. Sin embargo, la propiedad de la arcilla que más afecta la resistividad de la roca es la capacidad de intercambio catiónico (CEC), que varía dependiendo el tipo de arcilla y capas mezcladas; cuanto mayor sea el CEC, menor es la resistividad de la roca.

Los intervalos de Shale gas son más resistivos que los estratos adyacentes ricos en arcilla que reportan muy bajos niveles de Kerógeno, o que están libres de Kerógeno. Dentro de un solo intervalo de shale gas, la presencia de kerógeno puede ser gradacional resultando en forma de campana y las respuestas del registro eléctrico secuenciales según lo reportado por Passey

3.2.3.2 Gamma Ray Natural y Espectral. La presencia de shale aumenta el nivel de radiactividad natural de la formación. Normalmente es fácil distinguir entre estratos ricos de arcilla y capas arenosas o calcáreas.

La radiactividad natural anormalmente alta en shale gas es principalmente causada por la presencia de uranio concentrado, o iones de uranio. Por lo tanto, es altamente recomendable utilizar una herramienta de rayos gamma espectral (NGT) para evaluar tales formaciones. El GR total tiene la capacidad para separar niveles de radiación de torio (TH), potasio (K) y uranio (U).

La opinión generalizada es que la illita, la mica y los feldespatos son los principales contribuyentes de potasio; minerales de arcilla detríticos (adsorbido) y las micas son los principales contribuyentes de torio ²³²Th, y los iones de uranio son los principales contribuyentes de uranio. El efecto de la montmorillonita, clorita y caolinita en los niveles de radiación es menos significativo.

Las relaciones entre TH-K-Pef, ajustadas mediante análisis de laboratorio, son algunas de las opciones usadas para distinguir minerales ricos en arcilla.³⁶

3.2.3.3 Densidad y factor fotoeléctrico. El kerógeno y el gas son de baja densidad (ρ_b) y bajo factor fotoeléctrico (Pef); como resultado, altos niveles de los componentes arriba mencionados reducen la densidad y el factor fotoeléctrico de la roca. También, la densidad de la matriz del kerógeno (ρ_{ma}) es muy baja, similar a la densidad del agua; es por estas razones que si el volumen de kerógeno no es estimado exactamente, el cálculo posterior de porosidad será incorrecto, proporcionando valores superiores a los reales.

Algunos autores han hecho correlaciones entre ρ_b y TOC, reportando resultados satisfactorios medidos en el laboratorio de derivación de TOC desde la densidad de la roca.

El diámetro del pozo y una buena forma de las paredes del pozo son críticos para este tipo de registros; la profundidad de invasión del filtrado de lodo y el tipo de fluido de invasión deben ser conocidos a fin de utilizar esta técnica, aunque en este tipo de roca, los cambios en la formación cerca a las paredes del pozo pueden ser debido a otros factores más que a la invasión por filtrado de lodo.

3.2.3.4 Sónico. El kerógeno y el gas tienen altos tiempos de tránsito acústicos (Δt); un volumen alto de esos componentes por tanto aumenta el tiempo de tránsito compresional, Δt_c . Como resultado, el registro sónico produce estimaciones de porosidad exageradas cuando el gas y el kerógeno están presentes cuando no es posible contrarrestar los efectos de esos componentes.

³⁶ GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Op. cit. p., 18.

Un registro sónico es generalmente usado para aplicar la técnica ΔLogR . El método ΔLogR presentado por Passey es utilizado para detectar áreas potencialmente productivas y para estimar el TOC.

3.2.3.5 Neutrón Compensado. Este es uno de los registros convencionales menos utilizados en la detección y evaluación del contenido orgánico y en el potencial productivo de shale gas. Los registros neutrón se ven afectados por el hidrógeno en la materia orgánica, el hidrógeno en arcillas OH +, y además por el hidrógeno en el agua y los hidrocarburos presentes que también afectan la medición de la porosidad de neutrón.

Se considera que la porosidad neutrón del kerógeno es alta por esta razón su uso en la detección y estimación de TOC es limitado. También se cree que el índice de hidrogeno del kerógeno es inferior que el del agua; por lo tanto la porosidad neutrón tiende a disminuir de acuerdo a la cantidad de Kerógeno presente.

Cuantificar los efectos de porosidad reducida debido a la falta de hidrogeno en el gas y en el kerógeno es bastante complejo en este tipo de roca. Específicamente, la calcita tiende a reducir la porosidad neutrón de un shale gas y esto puede ser confundido con los efectos del gas.

Este tipo de registro es menos afectado por la condición de las paredes del pozo, aunque cualquier otro factor puede alterar la formación en áreas cercanas a las paredes del pozo impactando la calidad de la medición.

3.2.3.6 Resonancia magnética (NMR). Las técnicas de NMR parecen muy útiles para estimar porosidad en yacimientos no convencionales, dado que no dependen de las características de la matriz en la ausencia de minerales paramagnéticos. Sin embargo el contenido de gas, incluso en casos de baja porosidad, puede afectar negativamente la exactitud de la porosidad NMR. Existe evidencia insuficiente con respecto a estos efectos y su impacto sobre la cantidad

final de porosidad NMR; por lo tanto en el uso de esta técnica, es importante tener en mente que es un proceso continuamente en evolución.

El diámetro del pozo y un buen estado de las paredes del pozo son críticos para este tipo de registros; la profundidad de invasión del filtrado del lodo y el tipo de fluido de invasión deben conocerse con el fin de utilizar esta técnica, aunque en este tipo de roca, los cambios en la formación cerca a las paredes del pozo pueden ser debido a otros factores más que a la invasión de filtrado del lodo.³⁷

3.2.3.7 Imágenes Micro-resistivas. En lodo base agua, los colores en una imagen micro-resistiva de una zona con alto contenido de kerógeno tienden a ser claros, mientras que en zonas esquistosas adyacentes de bajo o nulo contenido de kerógeno los colores son más oscuros.

El uso de imágenes microresistivas ha sido resaltado para corroborar la detección y cuantificación del kerógeno con resistividad de la formación (R_t) alta y factor fotoeléctrico (P_{ef}) bajo.

Las respuestas de Kerógeno no deben ser confundidas con aquellas de tight calcáreos o capas silicásticas, mantos de carbón, o con concreciones de mineral altamente resistente.

Se ha reportado que en lodo base aceite, esta técnica de imagen es todavía fiable, siempre que el lodo no interrumpa o invada profundamente la formación, y no existan fracturas naturales abiertas que puedan hacer el proceso de interpretación más difícil.

El diámetro del pozo y un buen estado de las paredes del pozo son críticos para este tipo de registros; la profundidad de invasión del filtrado del lodo y el tipo de fluido de invasión deben conocerse con el fin de utilizar esta técnica, aunque en

³⁷ Ibid., p. 19

este tipo de roca, cambios en la formación cerca a las paredes del pozo pueden ser debido a otros factores más que a la invasión de filtrado del lodo.³⁸

La tabla de abajo, Tabla 5 resume las respuestas de algunos de los registros para la materia orgánica explicados anteriormente.

Tabla 5. Resumen de respuestas de los registros para la materia orgánica.³⁹

Registro/ Propiedad	Respuesta/Valor de la materia orgánica MO	Comentarios
Gamma Ray (GR) o Uranio (U)	Alto	GR alto causado por U; puede ser lineal con MO; U no siempre presente.
Densidad	Bajo (aprox. 1 g/cm ³)	Similar a los fluidos de poro.
Neutrón	Alto	Debido al hidrogeno en MO.
Sónico	Alto tiempo de transito	Las estimaciones varían desde 150 a más de 200 µsec/ft
Resistividad	Alto	Puede no afectar la respuesta del registro a menos que los hidrocarburos generados ocupen los poros.
Neutrón pulsado	Alta relación carbono-oxígeno	Medición más directa de carbón; necesita corrección inorgánica

Fuente: AAPG WIKI. Junio de 2014. [En línea]
http://wiki.aapg.org/Using_conventional_well_logs_to_estimate_richness.

³⁸ GLORIOSO, J. RATTIA, A. and Repsol. Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. In: Society of Petroleum Engineers, SPE 153004. Copyright 2012. 38p.

³⁹ AAPG WIKI. Using conventional well logs to estimate richness. [Online].
http://wiki.aapg.org/Using_conventional_well_logs_to_estimate_richness



4. METODOLOGÍA

En algunos yacimientos no convencionales, la presencia de kerógeno interfiere con los modelos de análisis de registro estándar. El Kerógeno se parece mucho a la porosidad en la mayoría de registros que indican porosidad. Por lo tanto un solo registro o cualquier combinación de ellos, dará una porosidad y saturaciones de aceite o gas libre altamente optimistas.

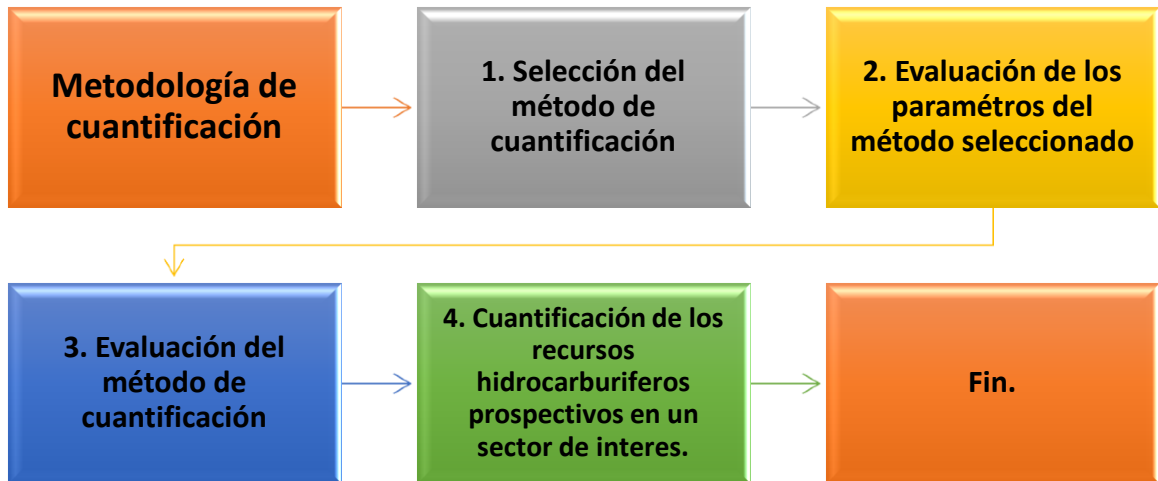
Los análisis petrofísicos conducen a valores de volumen de arcilla, volumen de Kerógeno y porosidad efectiva, la base de estos cálculos se puede dar a partir de varios modelos como es el caso de un modelo crossplot de litología densidad-neutrón.

Un conjunto completo de TOC y mineralogía XRD de las muestras, junto con datos de porosidad de núcleo y de saturación, son necesarios para calibrar los resultados de cualquier análisis petrofísico de yacimientos no convencionales. La arcilla bulk y el TOC son las dos medidas de laboratorio críticas requeridas a través del intervalo de interés. Sin datos de calibración válidos, el análisis petrofísico presentara posibles errores lo cual no permitirá tomar decisiones financieras significativas.⁴⁰

A continuación se describen los pasos a seguir de la metodología propuesta (Ver figura 13) para cuantificar recursos hidrocarburiíferos prospectivos en sitio en un yacimiento de shale.

⁴⁰ E.R (Ross) Crain. Op. cit., [Online]

Figura 13. Metodología propuesta para cuantificar recursos hidrocarburíferos prospectivos en sitio en un yacimiento de shale.



4.1 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN

De acuerdo a lo explicado en el numeral 1.4 se cuenta con varios métodos de estimación para cuantificar recursos y reservas en los diferentes yacimientos. El pronóstico de producción y aún más la estimación de recursos en plays activos es muy difícil con la mayoría de metodologías de cuantificación disponibles y los resultados incluyen incertidumbres significativas.

A continuación se debe definir cuál es el más adecuado para la cuantificación de los recursos prospectivos en sitio en un yacimiento de shale.

El método de Schmoker no aparece reportado como un método de estimación por los Organismos de cuantificación tales como el PRMS por lo cual no es tenido en cuenta.

Según lo documentado anteriormente el método gráfico p/z de balance de materiales, los modelos de curvas de declinación y las curvas tipo, no satisfacen en algunas ocasiones las suposiciones necesarias para su aplicación cuando se tienen yacimientos de gas no convencional o permeabilidades extremadamente bajas.

Un ajuste histórico requiere información dinámica (datos de producción) y el método de las analogías deber ser utilizado cuando sea posible transferir conocimientos de pozos más maduros a pozos menos maduros.

Finalmente el análisis volumétrico a pesar de las dificultades que puede presentar al hacer la estimación de gas shale en sitio, es una de las pocas técnicas que pueden ser aplicadas en evaluación temprana y etapas de desarrollo.

Por lo anterior es recomendable utilizar el método volumétrico, e identificar el comportamiento de cada uno de los parámetros que involucra cuando se tienen yacimientos no convencionales como en el caso de un shale. Este puede complementarse dado el caso con analogías de pozos más maduros de áreas cercanas.

La evaluación de los datos necesarios para aplicar el método volumétrico es propuesta de acuerdo a la tabla 6 que presenta una variedad de alternativas.

Tabla 6. Alternativas para evaluar la información necesaria para aplicar el método volumétrico.

MÉTODO VOLUMÉTRICO							
Ord	Área	Espesor	Porosidad	Saturación de agua inicial	Factor Volumétrico	Contenido de Gas	Densidad
1	Sísmica y sísmica de pozo	Correlacion Sísmica-registro	Análisis Petrofísicos de núcleos de la zona de estudio	Análisis Petrofísicos de núcleos de la zona de estudio	Pruebas PVT del fluido HC	Mediciones de Laboratorio	Mediciones de laboratorio
2	Correlación Sísmica-registro	Correlación pozo-pozo	Registros corridos en la zona de estudio	Registros corridos en la zona de estudio	Pruebas PVT del fluido de rezumaderos	Curva de adsorción de Langmuir	Mediciones de registros corridos en la zona de estudio
3	Mapas estructurales	Tope y fondo medido en un pozo /Estadísticas	Análisis Petrofísicos de muestras de afloramientos	Calculada mediante correlaciones	PVT sintético a partir de Geoquímica	Calculada mediante correlaciones	
4	Analogía	Afloramientos y prognosis	Analogía		Analogía		
5	Estadística, literatura, estudios previos.	Analogía	Estadística, (Valores frecuentes)		Correlaciones empíricas		
6		Estadística, (Valores frecuentes)			Estadística (Valores frecuentes)		

Fuente: Adaptado y modificado de RIBÓN, H. Cuantificación de recursos hidrocarbúferos prospectivos en un sector de una cuenca frontera colombiana. Bucaramanga 2012.

4.2 EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DEL MÉTODO SELECCIONADO

4.2.1 Procedimiento desarrollado. Para obtener los datos necesarios y aplicar el método volumétrico descrito en el numeral 2.3.1 se propone evaluar; cada uno de los parámetros críticos que involucran las ecuaciones volumétricas de gas y aceite (Porosidad efectiva, saturación de agua, espesor, área, contenido de gas y factores volumétricos) en el orden y con las alternativas que se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Parámetros requeridos para evaluar el método volumétrico.

GAS LIBRE			
Porosidad Efectiva, PHie	Alfa Leido (α_L)		Probabilidad
	Alfa de shale (α_{Sh})	Grafica Densidad vs Neutrón	
		Grafica XDN	
Saturación de agua, Sw	Fracción arcilla (Xsh)		
Espesor, THIC			
Area, A			
GAS ADSORBIDO			
Contenido de gas, Gc	WTOC	Registros de porosidad y resistividad	Probabilidad
		LOM o Ro	
		Schmoker	
Espesor, THIC			
Area, A			
ACEITE			
Porosidad Efectiva, PHie	Alfa Leido (α_L)		Probabilidad
	Alfa de shale (α_{Sh})	Grafica Densidad vs Neutrón	
		Grafica XDN	
Saturación de agua, Sw	Fracción arcilla (Xsh)		
Espesor, THIC			
Area, A			
Factor volumetrico del aceite, Bo	Correlaciones		Prob

A continuación se indican los procedimientos propuestos para calcular los parámetros críticos tales como porosidad, saturación de agua, y contenido de materia orgánica (TOC%) que requieren las ecuaciones.

4.2.1.1 Determinación de la porosidad efectiva. La porosidad efectiva se calcula utilizando el modelo de porosidad efectiva de Aristóbulo Bejarano (ARI).

Porosidad efectiva Aristóbulo B. Las ecuaciones que lo representan son las siguientes:

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

$$\alpha L = XDN = \frac{PHID}{PHIN}$$

$$PHID = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bulk}}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Dónde:

αL (*alfa leído*)= XDN = Densidad de la arcilla, f

αSh =Punto de arcilla saturada 100% de agua, donde el valor de la pendiente es el mínimo leído. f.

$PHID$ = Porosidad density.f

ρ_{ma} = Densidad de la matriz, g/cm³.

ρ_{bulk} = Densidad bulk, g/cm³.



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

PHIN= Porosidad leída del registro neutrón, f.

El modelo de porosidad efectiva de ARI propone utilizar una gráfica densidad de arcilla (XDN) versus profundidad con el fin de determinar el punto mínimo que representaría el alfa de shale húmedo (α_{Sh}).

4.2.1.2 Determinación de la saturación de agua. La saturación de agua se calcula a partir del modelo de saturación de agua de Aristóbulo Bejarano.

Saturación de agua total Aristóbulo B. Las ecuaciones que lo representan son las siguientes:

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

$$SW = XSH$$

La saturación de agua se resuelve como $Sw = XSH$ dado que XSH como microporosidad tendrá una saturación de uno (1) mientras que la saturación de agua en la porosidad que contiene hidrocarburos (Swo) asumiendo que ésta se encuentra mojada por hidrocarburos, dará cero.

$$XSH = \frac{XDN - 1}{\alpha_{Sh} - 1} * \frac{PHIN}{PHINsh}$$

Dónde:

XSH= Fracción de shale, f

XDN= Densidad de la arcilla, f

PHIN= Porosidad leída del registro neutrón, f.

αSh =Punto de arcilla saturada 100% de agua, donde el valor de la pendiente es el mínimo leído. f.

PHNsh= Porosidad de shale maxima leída desde el registro de neutrón, f.

4.2.1.3 Determinación del contenido de gas. El contenido de gas es calculado a partir del porcentaje de carbón orgánico total.

Usando correlaciones de TOC medido en laboratorio y contenido de Gas (G_c), se pueden usar valores de TOC derivados de registros para predecir G_c , que puede entonces sumarse sobre el intervalo y convertirse en gas adsorbido en sitio.

La correlación utilizada para Contenido de gas que involucra TOC a partir de registros se indica a continuación:

$$G_c = KG11 * TOC\%$$

Dónde:

G_c = Contenido de gas (scf/ton)

TOC%= Carbón orgánico total (porcentaje)

KG11= rango de factor de conversión del gas desde 5 a 15, Estándar=9 (E.R. (Ross) Crain,

Un análisis visual de TOC desde registros para el contenido orgánico es basado en la técnica de superposición porosidad-resistividad, ampliamente utilizada para localizar posibles indicios de hidrocarburo en análisis de registros convencionales.

Al extender el método a zonas radioactivas en lugar de zonas relativamente limpias, pueden ser identificados shales ricos en orgánicos (rocas fuente potenciales, gas shale, oil shale). Generalmente el registro sónico se utiliza como el indicador de porosidad pero los registros neutrón o densidad también pueden funcionar.

El truco aquí es alinear el registro sónico sobre el registro de resistividad de escala logarítmica a fin que la curva sónica se extienda sobre la curva de resistividad en los shales de baja resistividad. Los shales de baja resistividad se consideran rocas no fuente y es improbable que sean gas shale.

Una condición de línea base existe cuando las dos curvas se “rastrean” o se superponen directamente entre sí a través de un rango de profundidad significativa.

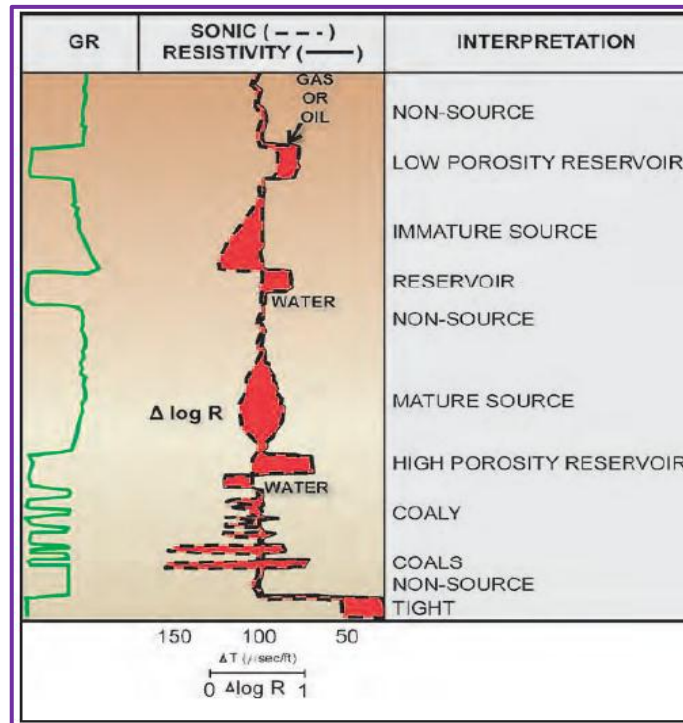
Los shales o limos con potencial de roca fuente muestran un considerable cruce mediante la separación y no paralelismo entre la curva sónica y de resistividad. (Figura 14).

Para la escala sónica y de resistividad $50 \mu\text{sec/ft}$ es igual a 1 década de resistividad (ohm-m).

El valor absoluto del sónico y de resistividad en los shales de baja resistividad se denomina líneas de base, y estas líneas base varían con la profundidad de enterramiento y edad geológica.⁴¹

⁴¹ CRAIN, E.R. Unicorns In The Garden Of Good And Evil: Part 1- Total Organic Carbon (TOC). Reservoir Issue 10. November 2010. 4p.

Figura 14. Registro esquemático mostrando la superposición sónico –resistividad en una variedad de situaciones.



Fuente: CRAIN E.R. *Unicorns In The Garden Of Good And Evil: Part 1- Total Organic Carbon (TOC)*.10 November 2010.

El modelo de Passey es a menudo llamado el método “DlogR”, con la “D” permaneciendo por “Delta-T” o tiempo de viaje sónico. Si una curva adecuada de tiempo de transito no está disponible, las curvas densidad o neutrón pueden ser utilizadas.

A continuación se presentan las tres posibles combinaciones:

$$SlogR = \log (RESD/RESDbase) + 0.02 * (DTC - DTCbase)$$

$$Wtoc = SFls * (SlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)})$$

O

$$DlogR = \log (RESD/RESDbase) - 2.5 * (DENS - DENSbase)$$

$$Wtoc = SFld * (DlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)})$$

O

$$NlogR = \log (RESD/RESDbase) + 4.0 * (PHIN - PHINbase)$$

$$Wtoc = SFln * NlogR * 10^{(0.297 - 0.1688 * LOM)}$$

Dónde:

SlogR o DlogR o NlogR = Numeros de Passey (separaciones) de los registros sísmico, densidad o neutron (fracción).

RESD= Resistividad (ohm/m)

RESDbase= lectura de resistividad en la línea base del registro en una roca shale no fuente (zona orgánica magra=delgada) (ohm/m).

LOM= Nivel de madurez orgánica (sin unidades)

WTOC= Carbón Orgánico Total del método de Passey (Fracción en peso).

SF_{l,d,n} = Factor de escala para calibrar valores de laboratorio de TOC.

DTC= tiempo de tránsito, lectura del registro sísmico en cualquier zona (µsec/ft).

DTCbase= valor de la línea base sísmica cuando las curvas son referenciadas en roca no fuente (µsec/ft).

DENS= Valor de densidad aparente (g/cm³)

DENSbase= Densidad aparente en la línea base en una roca shale no fuente (zona orgánica magra) (g/cm³).

PHIN= Porosidad neutrón leída desde el registro de pozo en el intervalo de interés (Fraccional).

PHINbase= valor de la porosidad neutrón en la línea base (fraccional).

Dividir los valores métricos DTC por 3.281 para obtener (μ sec/ft). La densidad del TOC es de 0.94 a 0.98 g/cm³. (E.R (Ross) Crain.)

Los valores de la línea base (referencia) se supone son escogidos en rocas shale no fuente que tengan la misma edad geológica que el yacimiento, aunque puede que no haya ninguna línea base en el área de interés.

El LOM es rara vez medido, excepto como reflectancia de vitrinita (Ro). Los valores de reflectancia de vitrinita (Ro) pueden ser convertidos a LOM con la gráfica mencionada anteriormente (Figura 11) en la sección de Geoquímica.

LOM está en el rango de 6 a 11 en shale gas y 11 a 18 en oil shale. (E.R (Ross) Crain).

Los resultados de fracción en peso de carbón orgánico (Wtoc) del análisis de registro deben calibrarse con datos de laboratorio geoquímico usando el factor de escala. Este factor de escala varía de un lugar a otro incluso dentro de un mismo horizonte geológico. Utilizar el modelo de Passey sin calibración local puede ocasionar que los resultados sean 2 o 3 veces más altos.⁴²

⁴² CRAIN, E.R (Ross), HOLGATE D. Step Program To Reduce Uncertainty In Kerogen-Rich Reservoirs: Part 1- Getting the right porosity. Reservoir Issue 03. March 2014. 4p

Método de Schmoker. Este es otro enfoque empírico para la determinación de TOC que ha sido desarrollado para estimar cuantitativamente el TOC desde datos de registros de densidad bulk (Schomoker 1983). El método se basa en la respuesta de las mediciones de densidad bulk para materia orgánica de baja densidad (~1.0 g/cc). El método utiliza la siguiente ecuación:

$$TOC = (154.497/\rho_b) - 57.261$$

Dónde:

TOC= Reportado en wt%

ρ_b = Densidad bulk (g/cc)

Esta ecuación asume una composición mineral constante y porosidad a lo largo de la formación. Aunque el método fue desarrollado y refinado basado en ambientes específicos, se utiliza con frecuencia para la estimación de TOC y una amplia variedad de formaciones Shales.⁴³

El contenido de gas puede ser obtenido mediante un enfoque más sofisticado utilizando la curva de adsorción de Langmuir, que se puede derivar de la temperatura y presión de yacimiento. La correlación de Gc con TOC que aparece descrita anteriormente parece ser adecuada, pero el método de Langmuir sería una etapa de calibración útil. En esta metodología no se tendrá en cuenta debido a que no se cuenta con los datos respectivos.

⁴³ CHARSKY,A and HERRON,S. Accurate, Direct Total Organic Carbon (TOC) Log from a New Advanced Geochemical Spectroscopy Tool: Comparison with Conventional Approaches for TOC Estimation Search and Discovery Article # 41162, July 2013.

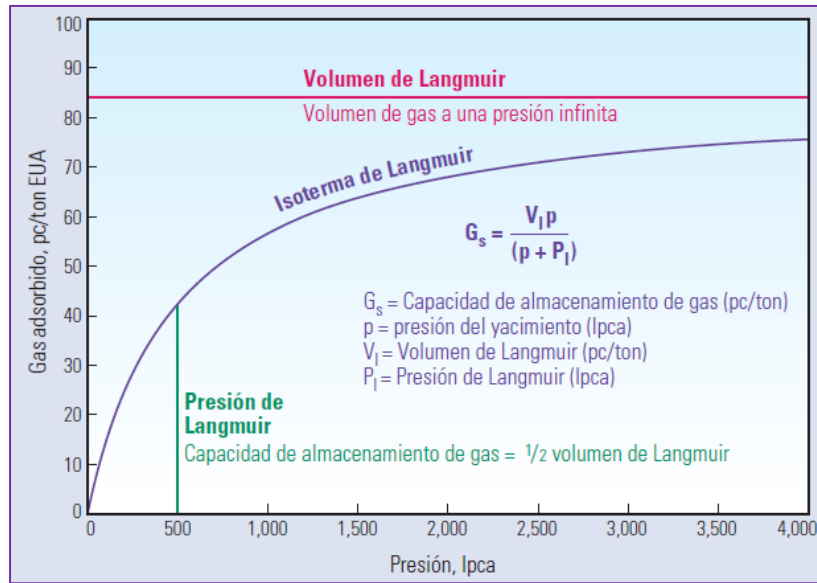
Isoterma de Langmuir. El metano adsorbido en la superficie del Kerógeno se encuentra en equilibrio con el metano libre presente en el shale. La isoterma de Langmuir fue desarrollada para describir este equilibrio, a una temperatura constante específica.

Esta relación se describe mediante dos parámetros: el volumen de Langmuir, que describe el volumen de gas a una presión infinita; la presión de Langmuir, que es la presión a la que el contenido de gas es igual a la mitad del volumen de Langmuir. (Ver figura 15)

Los parámetros de Langmuir se miden de núcleos, utilizando una muestra de shale triturada que se calienta para purgar los gases adsorbidos. La muestra se coloca posteriormente en un recipiente sellado y se somete a una presión cada vez más alta en una atmósfera de metano, a temperatura constante. La cantidad de gas adsorbido a una temperatura constante y a presiones cada vez más altas se mide y se utiliza para crear la isoterma, mediante el ajuste de los resultados a la fórmula de Langmuir. En los shale que siguen una curva similar, la adsorción constituye un mecanismo muy eficaz para el almacenamiento de gas a baja presión (menos de 100 lpc); por el contrario, no resulta eficaz a altas presiones, ya que el gas adsorbido se aproxima a su asíntota cuando la presión es superior a 2,000 lpc [13.8 MPa].⁴⁴

⁴⁴ BOYER, C. KIESCHNICK, J. LEWIS, R. Producción de gas desde su origen. Oilfield Review. Invierno de 2006/2007. 14P.

Figura 15. Isoterma de Langmuir (Almacenamiento de gas adsorbido).



Fuente: Producción de gas desde su origen.

4.2.1.4. Espesor neto. Como se enuncio en el numeral 3.2.1.6 para la determinación del espesor influyen un conjunto de variables del yacimiento lo cual hace que la determinación del espesor no sea sencilla de establecer.

La alternativa seguramente más fácil para obtener el espesor neto para una zona pay cuando no se cuenta con mucha información se puede obtener de la forma convencional mediante la siguiente ecuación:

$$ESPESOR (h) = BASE - TOPE$$

Dónde:

h = Espesor neto, ft

BASE= Intervalo inferior del espesor de interés, ft

TOPE= Intervalo superior del espesor de interés, ft

Una función de distribución de probabilidad puede ser utilizada para determinar espesores netos según la información que se tenga disponible.

4.2.1.5. Área de yacimiento. En las etapas tempranas del desarrollo del yacimiento los recursos deben ser calculados en base a lo que drenara cada pozo individual, donde el área de yacimiento utilizada en las ecuaciones pasa a ser el “área de drenaje” estimada para el o los pozos en cuestión.

El área de drenaje se estima generalmente por analogía con pozos que poseen propiedades similares de roca-fluidos y con el mismo mecanismo de producción del yacimiento. El volumen de drenaje se calcula con el área estimada de drenaje multiplicada por el espesor vertical verdadero de la arena neta con hidrocarburos, reflejada o estimada de los perfiles.

En el caso que no se cuente con la información necesaria para determinar el área de drenaje que involucran las ecuaciones, los cálculos volumétricos pueden ser expresados en función de la misma.

4.2.1.6. Descripción del Comportamiento del Yacimiento: Usando datos de registros para identificar unidades Hidráulicas. ⁴⁵Una unidad hidráulica (geometría de poro) es definida como el volumen elemental representativo (REV) del total de la roca del yacimiento en el que las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan el flujo de fluido son internamente consistentes y previsiblemente diferentes desde propiedades de otros volúmenes de roca.

⁴⁵ AMAEFUL. Jude O. ALTUNBAY Mehment; TIAB Djebbar. KERSEY G. David. KEELAN K. Dare. Enhanced Reservoir Description: Using core and log data to identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE. 1993.

Las variaciones en los atributos geométricos definen la existencia de zonas hidráulicas distintas con características similares de flujo de fluidos. En estas zonas, para cada valor de porosidad, el valor de la permeabilidad puede cambiar en varios órdenes de magnitud, lo que indica la existencia de varias unidades de flujo.

Las unidades hidráulicas a menudo se definen por: a) Los atributos geológicos de textura, mineralogía, estructuras sedimentarias, los contactos “bedding” y la naturaleza de las barreras de permeabilidad y por (b) Las propiedades petrofísicas de porosidad, permeabilidad y presión capilar.

Dentro de los modelos petrofísicos a considerar se encuentran el de Kozeny-Carmen, cuyo objetivo es expresar la permeabilidad en términos de propiedades medibles de la roca, pero debido a sus limitantes, se escoge la relación propuesta por Amafuele et al., que consiste en determinar el indicador de zona de flujo (FZI), con ayuda de los siguientes parámetros que consideran la heterogeneidad de las zonas de flujo:

$$K = \text{Permeabilidad} = 1014 * FZI^2 * \frac{\Phi^3}{(1 - \Phi_e)^2}$$

$$RQI (\mu m) = \text{Indice de calidad del yacimiento} = 0.0314 \sqrt{k/\Phi_e}$$

$$\Phi_z = \text{Indice de porosidad Normalizada} = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen de grano}} = \left(\frac{\Phi_e}{1 - \Phi_e} \right)$$

$$FZI = (\mu m) = \text{Indicador de zona de flujo} = \frac{1 - S_w}{S_w} = \left(\frac{RQI}{\Phi_z} \right)$$

Para calcular la Saturación de agua inicial se utilizaron los modelos de Aristóbulo y la ecuación de Simandoux.

Saturación de agua inicial Aristóbulo B. La ecuación que la representa es:

$$S_w = \frac{1}{1 + FZI}$$

Ecuación de Simandoux. Representada por:

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{PHIe^2 R_t} \right) + \left(\frac{PHIe^2 * R_t}{2PHIe^2 R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{aR_w V_{sh}}{2PHIe^2 R_{sh}} \right]$$

Esta ecuación demuestra que para bajos valores de FZI, la saturación de agua será cercana a 1 y para altos valores la saturación será cercana a 0.

Por otra parte, al evaluarse el Brittleness este también indica que tan energético puede ser el lugar, para este caso se emplea una nueva correlación a partir de la fracción de Shale (XSH) propuesta por Aristóbulo Bejarano.

Brittleness Aristóbulo B. La ecuación que la representa es:

$$B = Brittleness = \frac{Xq + Xc + Xd}{Xq + Xc + Xd + XSH} = (1 - XSH)$$

Dónde:

Xq = Fracción de cuarzo

Xc = Fracción de caliza

Xd = Fracción de dolomita

XSH = Fracción de shale, f

4.2.2. Validación (CRAIN). E. R. (Ross) Crain propone el siguiente procedimiento para obtener los parámetros requeridos por el método volumétrico descrito en el numeral 2.3.1 para yacimientos de shale ricos en materia orgánica. El modelo petrofísico involucra porosidad efectiva corregida por Kerógeno y volumen de shale, carbón orgánico total (W_{toc}), saturación de agua.

4.2.2.1. Volumen de Shale. El Volumen de Shale es el punto más importante de partida. Los cálculos de volumen de Shale se pueden obtener desde el registro Gamma ray, potencial espontáneo, del modelo density-neutrón entre otros. Se recomienda leer más de tres valores de volumen de shale y promediarlos para obtener el más indicado en la zona de estudio.

$$V_{sh} = (GR + SP + ND)/3$$

Volumen de Shale desde Gamma Ray:

$$V_{sh} = \left(\frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \right)$$

Dónde:

GR = Valor del GR a la profundidad de interés.

GR_{min} = Valor de GR que corresponde a formaciones limpias.

GR_{max} = Valor de GR que corresponde a arcillas o shales.

Volumen de Shale desde SP:



$$V_{sh} = \frac{0,5 (1 - SP/SSP)}{0,5 + SP/SSP}$$

Dónde:

SP = Valor del SP a la profundidad de interés, Mv.

SSP = Valor del potencial espontaneo estático, Mv.

Volumen de Shale desde el modelo Neutrón- Density

$$V_{sh} = \frac{PHIN - PHID}{PHINsh - PHIDsh}$$

Dónde:

$PHIN$ = Porosidad efectiva registro neutrón, fracc.

$PHID$ = Porosidad efectiva registro density, fracc.

$PHINsh, PHIDsh$ = porosidad shale del neutrón y del density leídos de la gráfica 16, a medida que se aumenta la arcillosidad (fracción de shale).

La porosidad a partir del registro de densidad se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$PHID = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right)$$

Dónde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz, g/cc

ρ_b = Densidad bulk, g/cc

ρ_f = Densidad del fluido g/cc. Para agua se toma un valor de 1g/cc.

La presencia de shales o arcillas en la formación pueden afectar la interpretación. A pesar de que las propiedades de los shales varía según la formación y el lugar, las densidades típicas de la capas de shale e intercalaciones laminares de shale, fluctúan entre 2.2 y algo mayor que 2.65 g/cm³.

4.2.2.2. Fracción en peso de TOC. La fracción en peso de TOC puede ser calculada desde registros de resistividad y porosidad. El modelo de Passey explicado en el procedimiento anterior es aplicado de igual forma en este método.

4.2.2.3. Fracción de volumen de Kerógeno. El volumen de Kerógeno es calculado al convertir la fracción en peso de TOC (W_{toc}). El factor de conversión del Kerógeno (KTOC) es la relación entre peso de Kerógeno y carbón orgánico total.

La conversión de fracción en masa a fracción de volumen es como sigue:

$$W_{ker} = W_{toc} * KTOC$$

$$VOL_{ker} = W_{ker} / DENS_{ker}$$

$$VOL_{ma} = (1 - W_{ker}) / DENS_{ma}$$

$$VOL_{rock} = VOL_{ker} + VOL_{ma}$$

$$V_{ker} = VOL_{ker} / VOL_{rock}$$

Dónde:

KTOC: Factor de conversión del Kerógeno, rango = 0.68 a 0.90, Estándar: 0.80. (E.R (Ross) Crain).

W_{ker} : Fracción en masa de Kerógeno (sin unidades).

$DENS_{ker}$: Densidad del Kerógeno (Kg/m^3 o g/cc).

$DENS_{ma}$: Densidad de la matriz ($(Kg/m^3$ o $g/cc)$).

VOL_{xx} : Volúmenes de componente (m^3 o cc).

V_{ker} : fracción volumétrica de Kerógeno (sin unidades).

$DENS_{ker}$ está en el intervalo de 1200 a 1400 Kg/m^3 . Similar al carbón de buena calidad. Estándar = 1300 Kg/m^3 . (E.R (Ross) Crain).

4.2.2.3. Porosidad corregida por Kerógeno y Shale. La porosidad efectiva es calculada con el modelo de litología compleja density-neutrón corregida por shale, modificada para corregir Kerógeno.

$$PHID_{ker} = (2650 - DENS_{ker})/1650$$

$$PHI_{dc} = PHID - (V_{sh} * PHID_{sh}) - (V_{ker} * PHID_{ker})$$

$$PHI_{nc} = PHIN - (V_{sh} * PHIN_{sh}) - (V_{ker} * PHIN_{ker})$$

$$\text{Aceite: } PHI_e = (PHI_{nc} + PHI_{dc})/2$$

$$\text{Gas: } PHI_e = \sqrt{\frac{PHI_{dc}^2 + PHI_{nc}^2}{2}}$$

$PHIN_{ker}$ está en el rango de 0,45 a 0,75, similar al carbón de baja calidad. Estándar = 0,65.(E.R (Ross) Crain).

Si el registro de densidad se ve afectado por las irregularidades del pozo rugoso, el registro sónico corregido por shale (PHIsc), puede ser utilizado:

$$PHIsc = PHIS - (Vsh * PHISsh) - (Vker * PHISker)$$

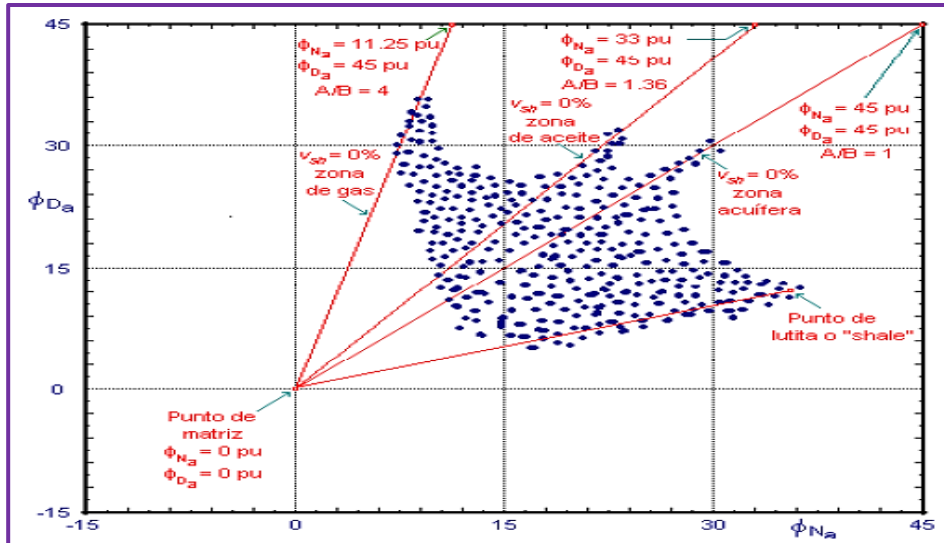
$$PHInc = PHIN - (Vsh * PHINsh) - (Vker * PHINKer)$$

$$PHIe = (PHInc + PHIsc)/2$$

DTCSker está en el rango de 345 a 525 usec/m. Estándar:= 425 usec/m. (E.R (Ross) Crain).

Otra alternativa para evidenciar las distintas zonas en las cuales hay presencia de gas, aceite o agua, y la zona de shale húmeda, es a partir de una gráfica de porosidad de densidad versus porosidad neutrón como se indica en la figura 16. Identificadas las zonas con gas, aceite y agua, simplemente se trazan las líneas que pasan por el origen (E_{jm} , ϕ_{Da} y $\phi_{Na} = 0$). De la gráfica se obtiene los valores de fracción de shale del registro de porosidad density (PHIDsh) y fracción de shale del registro de porosidad neutrón (PHINsh) a medida que se aumenta la arcillosidad.

Figura 16. Grafica densidad versus neutrón



Fuente: Viro consultoría LTDA. Interpretación de registros a agujero descubierto. Brasil 10 Nov 97.

4.2.2.4. Saturación de agua. La **ecuación de Simandoux** mencionada anteriormente es otro modelo alternativo reportado que permite calcular la saturación de agua en arenas arcillosas porque incluye el parámetro V_{sh} .

SI $PHI_e > 0.0$

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{PHI_e^2 R_t} \right) + \left(\frac{PHI_e^2 * R_t}{2PHI_e^2 R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{aR_w V_{sh}}{2PHI_e^2 R_{sh}} \right]$$

Dónde:

a = exponente de tortuosidad = 0,62

R_w = resistividad del agua de formación (ohm-m).

PHI_e = porosidad efectiva corregida.

R_t = Lectura de registro de resistividad profunda (ohm-m).

R_{sh} = resistividad del shale (ohm-m).

V_{sh} = Volumen de shale (fracción)

Parámetro recomendado: Rango RSH = 1,0-20,0. Estándar = 4.0 (E.R (Ross) Crain.)

$$R_w = \left[0,0123 + \frac{3647,5}{C_w^{0,955}} \right] * \left(\frac{81,77}{T(x) + 6,77} \right)$$

Dónde:

C_w = concentración de sal en el agua de formación

$T(x)$ = Temperatura en función de profundidad. (°F)

$$C_w = C_{mf} * 10^{\left[\frac{-SSP}{(0,133 * T_s + 62)} \right]}$$

Dónde:

C_{mf} = Concentración de sal en el filtrado del lodo, ppm

SSP = Potencial espontaneo estático, Mv.

El espesor neto y el área de yacimiento se determinan de igual manera que en el procedimiento desarrollado.

4.3 EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CUANTIFICACIÓN

Para la evaluación del método de cuantificación, de acuerdo a lo enunciado en las numeraciones 1.3 y 1.4 se dispone del método determinístico y el método probabilístico

El **método determinístico** usa un solo valor para cada parámetro. Se debe utilizar cuando se tiene una buena descripción del yacimiento.

El **método probabilístico** proporciona un rango de respuestas que razonablemente podrían ocurrir para cada parámetro desconocido para generar un rango de posibles resultados para el volumen de recurso.⁴⁶ Según la SPE PRMS y las nuevas reglas emitidas de la SEC en 2009 ambos permiten el uso de este método para la estimación de recursos y reservas

En base a lo anterior la metodología propuesta se enfoca en el método probabilístico para cuantificar volúmenes en sitio en un yacimiento shale.

Las distribuciones de probabilidad que se deben tener en cuenta al evaluar los parámetros involucrados en el método volumétrico se indican en la tabla 8.

Tabla 8. Distribuciones de probabilidad de los parámetros involucrados en el método volumétrico. Aplicación de interés.

MÉTODO VOLUMÉTRICO								
PARÁMETRO	Espesor	Porosidad	Saturación de agua	Nivel de madurez orgánica	Densidad	KG11: Relación Gc/%TOC	Factor Volumetrico del gas	Factor Volumetrico del aceite
ALTERNATIVA	Asumir distribución triangular	Asumir distribución normal	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular	Asumir distribución normal	Asumir distribución triangular

⁴⁶ Guidelines for Application of the petroleum resources management system, PRMS patrocinado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEC, noviembre 2011.

4.4 CUANTIFICACIÓN DE LOS RECURSOS HIDROCARBURIFEROS PROSPECTIVOS EN UN SECTOR DE INTERÉS

Para hacer la cuantificación de los recursos hidrocarbúricos en la zona de interés, en este punto se lleva a cabo una simulación probabilística (la simulación Monte Carlo puede ir de 1000 a 1000000 de iteraciones según criterio en base a la calidad y cantidad de información) la cual involucra todo lo especificado anteriormente, con la finalidad de obtener el estimado bajo, menor y alto para los recursos prospectivo al evaluarse el método volumétrico.

Los resultados obtenidos del método volumétrico al aplicar el método desarrollado y la validación (Crain), utilizando diferentes técnicas para determinar algunos de los parámetros involucrados por la ecuación, como es el caso del contenido Orgánico Total, donde se aplica la técnica de Passey y el método de Schmoker los cuales deberían dar similares entre sí. Lo mismo debe ocurrir con la porosidad, saturación de agua (M. Crain y M. Aristóbulo), y volúmen de shale; de no ser así, deben revisarse los datos con los cuales se realizó la estimación y la interpretación realizada a los registros o adquirir mayor calidad de los mismos para disminuir la incertidumbre generada en los resultados arrojados.



5. APLICACIÓN

5.1 SHALE GAS EN COLOMBIA

Según el informe de la Administración de Información de Energía (EIA), organismo estadístico y analista dentro del Departamento de Energía de Estados Unidos, la zona Norte de América del Sur cuenta con una prospectiva en formaciones de shale con potencial de shale gas y shale oil en depósitos marinos del Cretácico, en tres cuencas principales: en Colombia las cuencas Valle Medio del Magdalena y Llanos, y la cuenca Maracaibo / Catatumbo de Venezuela y Colombia, Figura 17.

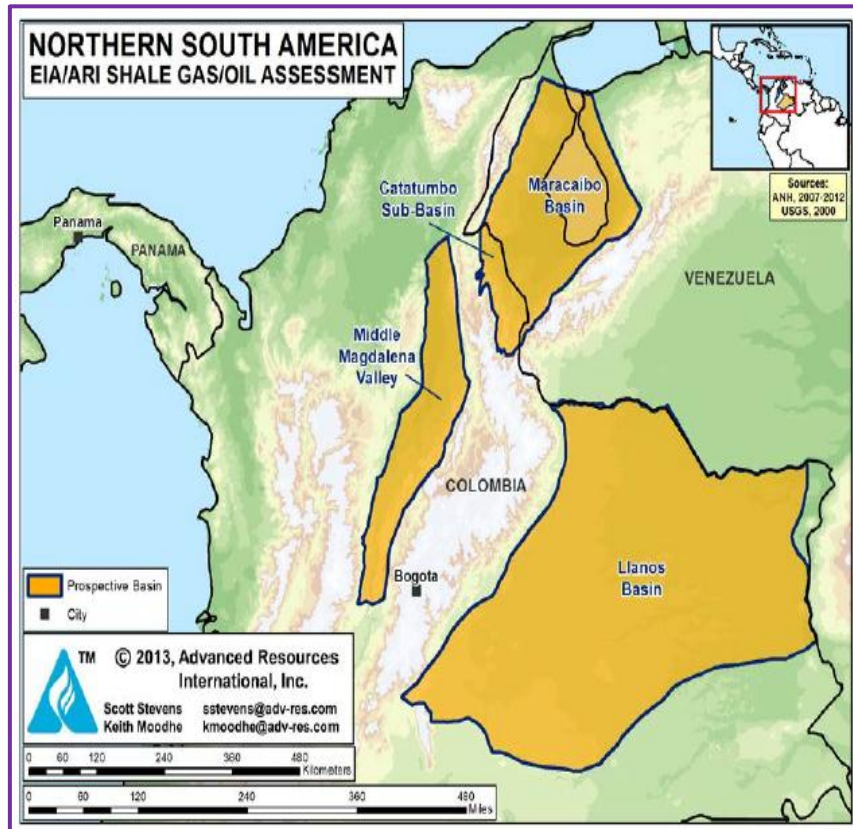
Los Shale del Cretácico ricos en materia orgánica (La Luna, Capacho, y Gacheta) representan la mayor parte del gas convencional y petróleo que se produce en Colombia y en el occidente de Venezuela, y son similares en edad a los yacimientos de shale de Eagle Ford y Niobrara en los EE.UU. Ecopetrol, Conoco Phillips, ExxonMobil, Shell, y otros han iniciado la exploración de Shale en Colombia. Considerándose el régimen fiscal petrolero de Colombia atractivo para la inversión extranjera.⁴⁷

Los recursos técnicamente recuperables (TRR) de shale gas y shale oil en el norte de América del Sur se estiman en aproximadamente 222 Tcf y 20,2 billones de barriles, en las Tablas 9 y 10 se puede apreciar con mayor detalle las cifras. Colombia cuenta con 6,8 billones de barriles y 55 Tcf de TRR, mientras que el oeste de Venezuela tiene 13,4 billones de barriles y 167 Tcf.⁴⁸

⁴⁷ US. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries outside the United States. Junio 2013. Pag IV-2 (188).

⁴⁸ *Ibíd.*, p. IV-2 (pag.188).

Figura 17. Prospectiva cuencas de Shale en la zona Norte de América del Sur.



Fuente: US. Energy Information Administration. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries outside the United States.* Junio 2013.

Tabla 9. Propiedades y recursos de yacimientos de Shale Gas en el Norte de Sur América.

Basic Data	Basin/Gross Area	Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)			
	Shale Formation	La Luna/Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho			
	Geologic Age	U. Cretaceous		U. Cretaceous	U. Cretaceous			
	Depositional Environment	Marine		Marine	Marine			
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	2,390	200	1,820	7,280	4,290	5,840	
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000	6,000 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Assoc. Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)	88.0	150.3	40.4	71.8	176.1	255.7	
	Risked GIP (Tcf)	117.8	16.8	18.2	183.0	264.4	522.6	
	Risked Recoverable (Tcf)	14.1	4.2	1.8	18.3	52.9	130.7	

Tabla 10. Propiedades y recursos de yacimientos de Oil Shale en el Norte de Sur América.

Basic Data	Basin/Gross Area	Middle Magdalena Valley (13,000 mi ²)		Llanos (84,000 mi ²)	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi ²)		
	Shale Formation	La Luna/Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho		
	Geologic Age	U. Cretaceous		U. Cretaceous	U. Cretaceous		
	Depositional Environment	Marine		Marine	Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)	2,390	200	1,820	7,280	4,290	
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,000	1,000	600	1,000	1,000
		Net	300	300	210	500	500
	Depth (ft)	Interval	3,300 - 16,400	3,300 - 10,000	13,000 - 16,400	5,000 - 15,000	5,500 - 15,000
Average		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Normal	Normal	
	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	
	Clay Content	Low	Low	Low	Low	Low	
Resource	Oil Phase	Oil	Condensate	Oil	Oil	Condensate	
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)	57.0	26.1	28.0	92.3	41.0	
	Risked OIP (B bbl)	76.3	2.9	12.6	235.1	61.6	
	Risked Recoverable (B bbl)	4.58	0.18	0.63	11.75	3.08	

Fuente: US. Energy Information Administration. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries outside the United States.* Junio 2013.

Las tres cuencas principales que están presentes en el norte de América del Sur que contienen shales prospectivos de ambientes marinos fueron evaluadas en el informe de la EIA. Según el informe estas cuencas incluyen:

- Cuenca Valle Medio del Magdalena: el enfoque de concesión de exploración y la actividad de perforación de shales en la región son hechos hasta el momento; por otra parte la cuenca del VMM cerca de Bogotá es el área de producción convencional onshore principal de Colombia. Contiene depósitos gruesos de la formación La Luna del Cretácico ricos orgánicamente.
- Cuenca Llanos: esta gran cuenca del este de Colombia tiene shales prospectivos de roca fuente de la formación Gacheta de edad Cretácica que son equivalentes a los de la formación la Luna. El TOC y el Ro aparecen generalmente bajos, aunque la región de estribaciones occidental puede ser más rica y más madura térmicamente.
- Cuenca Maracaibo/Catatumbo (Venezuela y Colombia): es una de las cuencas de petróleo más ricas de América del Sur, las cuencas Maracaibo (Venezuela) y Catatumbo (Colombia) tienen un amplio potencial de petróleo y gas en grosor, extendido en el Shale Cretácico La Luna.
- Una cuarta cuenca, la cuenca del Putumayo, en el sur de Colombia, también puede contener potencial de shale, pero no ha sido evaluada por ausencia de datos. Los shales cretácicos del Putumayo contienen riqueza orgánica en el grupo de la Marcarena.⁴⁹

⁴⁹ Ibíd., p. IV-4 (pag.190).

5.1.1 Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia). Según lo publicado en Colombia Sedimentary Basins de la ANH, por Barrero.D., y otros; la cuenca cuenta con la siguiente descripción:

- Área de 34.000 km² / 7.900.000 acres
- Pozos exploratorios 296
- Campos de petróleo descubiertos 41
- Reservas de petróleo descubiertas 1900 MMBO
- Reservas de gas descubiertas 2.5 GCF

La cuenca del Magdalena Medio se encuentra a lo largo de los tramos centrales del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental de los Andes colombianos, es una cuenca tendiente inter montañosa de norte a sur en el centro de Colombia y está situada a 150 kilómetros al norte de Bogotá. El proceso de exploración se ha orientado principalmente hacia la identificación de trampas estructurales en las secuencias del Paleógeno. Sutiles trampas estratigráficas adecuadamente no se han estudiado todavía. El registro sedimentario muestra una sucesión de depósitos continentales del Jurásico superpuestos por los sedimentos del Cretácico, tanto calcáreos y silicoclásticos, de origen transicional a marino. La secuencia del Paleógeno se compone de rocas siliciclásticas depositadas sobre todo en condiciones continentales con alguna influencia marina. Tres grandes fases de actividad están presentes en la cuenca; *rifting*, *thrusting* y *wrenching*, responsables de todo tipo de trampas geométricas.

La cuenca limita al Norte con el Sistema de falla Espíritu Santo (E.S.F.S.), al Noreste con el sistema de falla Bucaramanga-Santa Marta (B.S.M.F.), al Sureste con el Sistema de falla Bituima y La Salina (B.S.F.S.), al Sur con el Cinturón plegado de Girardot y al Occidente limita con Onlap de sedimentos del Neógeno

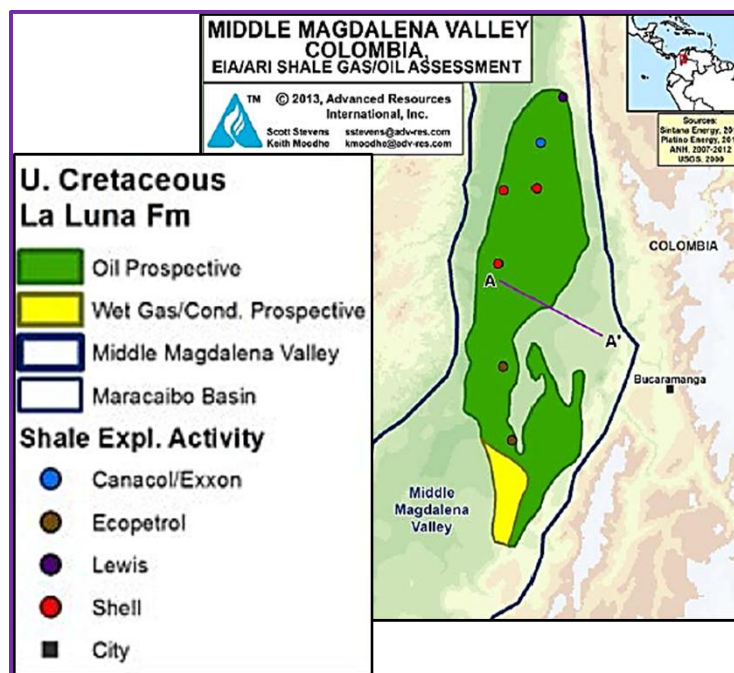
sobre la Serranía de San Lucas (SL) y la Cordillera Central (CC) basal. (Ver anexo A).

El VMM es la cuenca productora de petróleo y gas convencional más explorado de Colombia, con más de 40 campos de petróleo descubiertos que producen principalmente de yacimientos de areniscas del Terciario.

La figura 18 muestra áreas prospectivas y exploración de Shale en la Cuenca Valle Medio del Magdalena; con su tectónica compleja que incluye numerosos empujes y fallas extensionales, el interior de la cuenca del VMM tiene estructura más simple con topografía en la superficie relativamente plana.

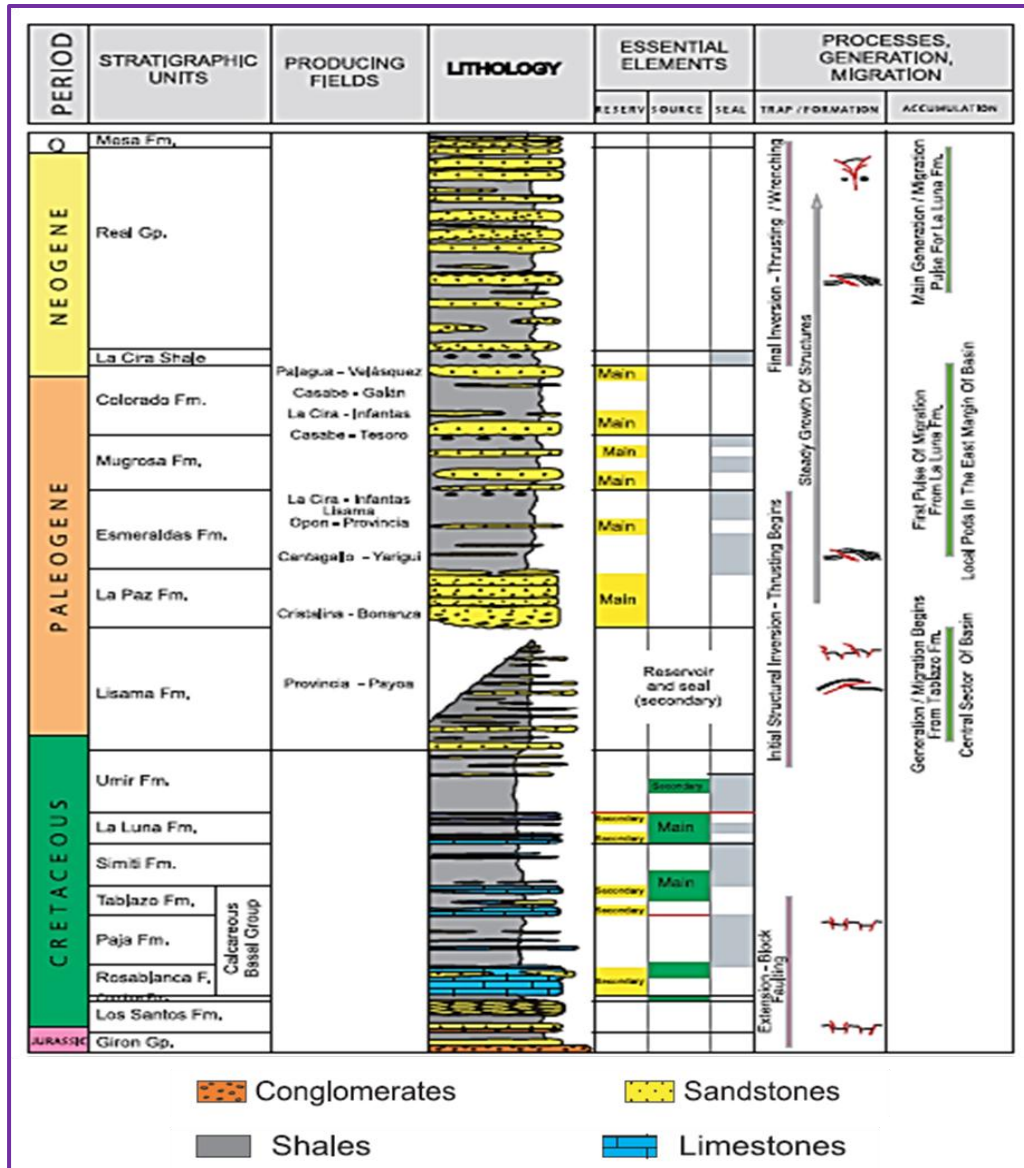
Por otra parte, el sistema petrolero de la cuenca puede observarse en la figura 19.

Figura 18. Áreas prospectivas y de Exploración de Shale.



Fuente: US. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries outside the United States.* Junio 2013.

Figura 19. Gráfica del sistema petrolero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: US. Energy Information Administration, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries outside the United States.* Junio 2013.

La cuenca del valle medio cuenta con las siguientes características en cuanto a la geología del petróleo:

Fuente. Las principales rocas fuente en la cuenca son las Calizas y shales del Cretácico provenientes de las formaciones La Luna y de Simití-Tablazo. Cuenta con un TOC alto 1-6% y la materia orgánica es esencialmente tipo II, la reflectancia de la vitrinita (R_o) alcanza valores de 0,6 -1,2%. Las principales rocas generadoras fueron depositadas durante dos eventos anóxicos en todo el mundo.

Migración. La discordancia del Eoceno separa el yacimiento primario de las rocas fuente activas subyacentes, formando un sistema de tuberías ideal para la migración de petróleo. Las principales vías de migración consisten en: 1) la migración vertical directa en la discordancia del Eoceno que sub-corta La Luna, 2) migración lateral a lo largo del portador de arenisca del Eoceno, 3) la migración vertical a través de las fallas en las zonas donde La Luna no sub-corta la discordancia del Eoceno. Período crítico que ocurre durante el Neógeno superior, alrededor del 5 Ma, y hoy continúa localmente.

Reservorio. El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales del Paleógeno (Paleoceno-Mioceno), formaciones Lisama, Esmeraldas-La Paz, y Colorado- Mugrosa, con porosidades promedio de 15-20% y permeabilidades promedias 20-600 md. Los yacimientos ligeramente explorados son sistemas fracturados de Calizas del Cretácico Basal del Grupo Caliza y la formación La Luna.

Sello. Los sellos de yacimientos de areniscas del Paleógeno consisten en lutitas dúctiles intercaladas no marinas, principalmente de las formaciones de Esmeraldas y Colorado. Los sellos de yacimientos potenciales de caliza del Cretácico son shales marinos de las formaciones Simití y Umir.

Trampa. La exploración ha sido dirigida a la prospección de acumulaciones en cierres estructurales en forma de grandes anticlinales asimétricos, entre ellos:

- Pliegues de fallas contraccionales relacionados con empujes ocultos bajo la superficie. Las estructuras dúplex con cierre de falla independiente.
- Cierres de falla dependientes en la que los estratos del yacimiento caen lejos de la falla.
- Muy importante; las trampas en la parte baja de sellado de las fallas.

Prospectividad. La cuenca del Magdalena Medio es una de las cuencas más exploradas de Colombia, donde 41 campos han sido descubiertos en depósitos del Paleógeno. Sorprendentemente, todavía contiene una de las zonas más prolíferas aún por explorar: los plays de carbonato del Cretácico.

Las áreas de exploración potenciales están principalmente relacionadas con fallas normales invertidas y anticlinales sub-empujados. Las trampas estratigráficas sutiles asociadas con onlaps del Mioceno-Superior Eoceno, canales incisos y truncamientos son también grandes objetivos para la exploración futura.⁵⁰

5.1.1.1 Formación La Luna. La formación La Luna del Cretácico es la principal roca fuente de la cuenca del VMM. La Luna es un depósito marino de shale negro, su riqueza orgánica se formó en un mar epi-continental extendido y es en tiempo equivalente (Santoniano) con el Niobrara shale en USA. Sin embargo, la sedimentación y la distribución de facies de la formación La Luna están fuertemente controladas por la paleotopografía, mientras que la tectónica post-deposicional causó eventos erosivos que truncaron su espesor en algunos puntos.

⁵⁰ Según Dario Barrero, et al. Colombia Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new Proposal, Bogotá Colombia 2007, pag 80.

Por ejemplo, gran parte del Campaniano y las secciones del inferior Maastrichtiano fueron erosionadas en las cuencas del sur del Valle Superior del Magdalena y Putumayo.

La formación La Luna se compone de tres miembros: la Salada, Pujamana y Galembo. Según el reporte de la EIA, el miembro Salada es el más rico en compuestos orgánicos (TOC 3-12%) de 150 m de espesor, que se compone de shales negros de capas delgadas y calizas finamente laminadas (40% CaCO₃), junto con intercalaciones delgadas de caliza negra de grano fino. Son comunes las vetas y las concreciones de pirita, como son los foraminíferos planctónicos y radiolarios (pero no bentónicos). El menor TOC corresponde al miembro Pujamana que se compone de shales con tonos de gris a negro, de capas delgadas y (43% CaCO₃). El miembro Galembo de 220-m de espesor tiene un TOC moderado (1-4%) y también se compone de shale calcáreos negros, de capas delgadas, pero con sólo delgadas intercalaciones de caliza arcillosa. El Galembo también tiene abundantes mantos sílex (chert beds) azul a negro.⁵¹

En resumen, las mejores rocas generadoras en la cuenca, con intervalos de bueno a excelente potencial de generación de aceite son las rocas del Cretácico de las formaciones La Luna y Umir. La madurez de las muestras varía de inmaduro a la ventana de generación de gas con incremento de madurez en la Formación Simití y Basal Grupo calcáreo. En la Tabla 11, se presenta una recopilación de datos de la formación la Luna disponible en la literatura.

5.1.1.2 Formación Tablazo. Es una formación geológica caracterizada por intercalaciones de Shales calcáreos con calizas duras azuladas, este tipo de ambientes permite la incorporación en los sedimentos de materia orgánica proveniente del plancton (Zoo y Fitoplancton), los cuales presentan en su estructura interna compuestos orgánicos químicos base para la formación de

⁵¹ Energy Information Administration, Op cit. p. IV-7 (pag 193).

hidrocarburos, el Fitoplancton presenta un 50% de Lípidos, 30% en proteínas y 20% Carbohidratos. (Quitoga and Gaiza, 1990). Es importante mencionar el aporte de materia orgánica por parte de organismos bentónicos y neríticos propios de la cuenca, las arenas arcillosas micáceas sugieren aporte de materia orgánica continental.

La formación Tablazo consiste de materia orgánica (Kerógeno tipo II) asociada con un ambiente de plataforma media.

En la Tabla 12, 13 y 14, se presenta una recopilación de datos de la formación Tablazo disponible en la literatura.

Además de la roca fuente la Luna, la exploración existe en horizontes secundarios incluyendo las rocas fuente Rosablanca, Simity y Umir, y los reservorios convencionales Tablazo y Paja.

Así como la luna, los horizontes de Rosa Blanca y Tablazo han sido también identificados como “self-sourced” o “hibrido” que contiene convencional e intervalos de roca fuente.⁵²

⁵² Global Energy Development PLC. Bolivar development Plan. Bolivar Block Colombia.

Tabla 11. Propiedades formación la Luna (VMM).

PROPIEDADES / FUENTES DE INFORMACIÓN	Walls. J, Cerón. M, y Anderson J. Charactering Unconventional Resource Potential in Colombia a Digital Rock Physics Project, URTeC 2014.	Walls Joel, Results and methodology from ANH Unconventional Resources core Project, Ingrain inc. 2013.	Sintana Energy, Unconventional reservoir quality, resources and economic analysis. VMM Colombia, 2013	Colombian Sedimentary Basins, ANH.	US. Energy Information Administration
Profund.	2742-12405	2742-12405	9000-12000	-	3300-16400
Espesor	-	-	950-1900	-	1000
Presión Psi/ft	-	0,47	0,55-0,8	-	Altamente sobre-presionado.
API °	-	-	26	-	-
TOC %	7,7	7,7	5 - 9%	1 - 6%	3 - 12%
φe	29%	29%	15%	15 - 20%	14%
Kh	920 md	920 md	770 md	20-600 md	-
Ro	0,6-1	0,6-1	0,7-1	0,6-1,2	0,85-1,15
Tipo Kerogeno	Tipo II incrementa hacia el sur y este	Tipo II incrementa hacia el sur y este	Tipo II	Tipo II	Tipo II
Tipo de HC'S	Mayoría aceite	Mayoría aceite	Aceite	aceite	Aceite condensado

Tabla 12. Características del shale.

Espesores (ft)		Profundidad (ft)		Presión Yacimiento	Promedio TOC (Wt%)
MO rica	Neto	Intervalo	Promedio		
1000	300	3300 - 10000	8000	Altamente sobre-presionado	5,00%
1000	300	3300 - 10000	8000	Altamente sobre-presionado	5,00%
Madurez Térmica (%Ro)	Fase de Gas		GIP Concentración (Bcf/mi2)	Risked GIP (Tcf)	Risked Recuperable (Tcf)
1,15%	Gas húmedo		150,3	16,8	4,2
101,15%	Condensado		26,1	2,9	0,18

Fuente: Ralph E. Davis Associates, Inc. Bolivar Development Plan, Colombia septiembre 2013.

Tabla 13. Datos de aceite en sitio: petrofísica, fluido, presión y temperatura.

Profundidad	Φ	Sw	T° yto	P ° yto	Gravedad Gas
5675	8,00%	20	150	2724	0,8
GOR	Net Pay	Recovery (%)	OOIP Block	Rec Reserves	Acres
1000	150	3,70%	853911046	31594709	20321

Fuente: US. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries Outside the United, the United States. Junio 2013.

Tabla 14. Propiedades generales de tablazo.

AMBIENTE	API °	Sulfuro (%)	GOR (scf/STB)	CLAY (%)	CaC02 (%)
Shale marino con materia orgánica terrestre.	35-40	<0,2	2000 - 5000	25- 35	65-75

Fuente: Sintana Energy, *Unconventional reservoir quality, resources and economic analysis. VMM Colombia, 2013*

5.2 CASO DE APLICACIÓN

5.2.1. Cuenca Valle Medio del Magdalena Colombia. De los datos geofísicos disponibles y datos de pozos en este momento, algunos prospectos han sido identificados en el VMM en las formaciones Galembó, Salada y Tablazo.

5.2.1.1. Evidencia de Hidrocarburos. Como se mencionó anteriormente, un siglo de historia de exploración en la cuenca del VMM ha llevado al descubrimiento de aproximadamente 1,900 MMBO, 2.5 Tcf gas y un total de 41 campos, incluyendo el primer gigante en Colombia, el campo La Cira-Infantas (900 millones de barriles).

5.2.1.2 Recursos No Convencionales. Como se mencionó en la *Fuente*, las formaciones La Luna y Simiti-Tablazo son las principales rocas fuente en la cuenca. Por lo tanto son los principales objetivos No convencionales. La cuenca está altamente cargada con características geoquímicas de la sección del Cretáceo como lo indica la Tabla 15.

Tabla 15. Características geoquímicas de las formaciones del VMM.

Formación	TOC, %	Ro, %	Sci	TAI	API, grado
Umir	0.25-5.42	0.87	6.09	1.90	24
La Luna	0.12-12.23	1.25	6.56	2.50	24-34
Simiti	0.19-6.52	1.21	7.47	2.50	
Tablazo	0.03-9.66	1.24	7.08	2.60	18.5-19.5

Fuente: Adaptado y modificado de Sintana Energy. Evaluation of the interests of Sintana Energy INC. In The VMM 37 Block in the Middle Magdalena Valley Basin Colombia

5.2.2. Evaluación del pozo estudio formación Tablazo, cuenca Valle Medio del Magdalena. Las rocas fuente del VMM son también yacimientos de potencial secundarios, llamados híbridos.

En base a información reportada y disponible en internet, la metodología propuesta se aplicara al pozo estudio Flecha 1 de la formación Tablazo. Se hizo una investigación acerca de los datos de laboratorio (geoquímicos) y de registros de pozo en base a la formación Tablazo y al pozo estudio; y de acuerdo a la información de buena calidad que se logró recopilar sobre la zona (shale), se procedió a aplicar la metodología propuesta para determinar el potencial de recursos hidrocarburíferos prospectivos.

5.2.3 Datos de Registros de Pozo y Geoquímica. Para evaluar la zona de shale en la formación Tablazo, se contó con información de registros del pozo estudio, entre los cuales está el registro de Gamma Ray, Caliper, Resistivo (ILD), y los registros de porosidad Neutrón y Densidad.

Se trabajó con información reportada a una profundidad entre 10548-10950 ft, con un Net pay entre 150-402 ft debido a la gran cantidad de datos disponibles en los registros sobre la sección de interés.

En cuanto a datos de geoquímica requeridos para aplicar la metodología propuesta, se basó en información encontrada en la literatura referente a la formación tablazo y al pozo estudio. En la Tabla 16, se presentan los datos de las características de la zona de interés disponibles en la literatura.

Tabla 16. Datos encontrados en la literatura referente a la Formación Tablazo y pozo estudio.

PARÁMETROS	VMM Tablazo Oil/Condensado
Profundidad pozo (ft)	10000-14000
Net pay (ft)	150-450
Tempratura reservorio (F)	184
Ro	1-1,6
TOC	0,05 - 0,07
Porosidad efectiva (fracción)	0,04-0,12
Permeabilidad (nD)	>100
Saturación %	<58
Gradiente de presión(psi/ft)	0,65
contenido cuarzo %	5
contenido arcilla %	30
CaCO ₂ %	65
Brittleness	Moderado
API	43
OOIP (Bbl/acre)	40000-80000
GOR	3000-5000
Densidad bulk prom. (gr/cc)	2,47

5.3 RESULTADOS

Con el fin de cuantificar los recursos hidrocarburíferos prospectivos en la zona de interés, se realizaron las respectivas simulaciones probabilísticas (Simulación Montecarlo con 1.000.000 de iteraciones) utilizando el software Crystal Ball.

Resultados Procedimiento desarrollado

Se procedió a la aplicación de la metodología en base a la información establecida en las tablas de la sección 4.1 y la sección 4.3. Se revisó el registro Caliper para descartar información del pozo en zona de derrumbe (ICH), con el fin de no afectar la veracidad de los cálculos posteriores, (Diámetro broca=12.75 pulg).

Después de los pasos descritos anteriormente, con los datos del registro de porosidad densidad y neutrón se graficó el XDN en todo el intervalo y a partir de esta grafica se halló el α_{shw} ; del registro Neutrón se halló el NPHI_{sh}, y de la superposición entre el registro de resistividad y densidad se hallaron respectivamente el RESD_{base} y DENS_{base}. Ver Tabla 17.

Tabla 17. Datos obtenidos a partir de los diferentes registros.

Datos leídos sobre los registros	
α_{sh}	0,2
NPHI _{sh}	0,14836
RESD _{base}	2,799
DENS _{base}	2,747

Posteriormente, teniendo en cuenta los valores de XDN, NPHI_{sh} y α_{shw} tal como se menciona en el paso a paso de la metodología, se calculó pie a pie en el intervalo de interés la porosidad efectiva empleando la ecuación de ARI para la porosidad y la saturación de agua, el factor volumétrico de formación del gas (Bg) y el número de passey (DlogR).

Para aplicar el modelo de Passey (no se tuvo en cuenta el factor de escalamiento SFI para calibrar los valores de TOC debido a que no se disponía de estos datos) en el cálculo del contenido orgánico total (TOC), se parte del rango encontrado en la literatura de la reflectancia de la vitrina R_o entre 1.1 y 2.6, entrando con dichos valores a la Gráfica de Nivel de Madurez Orgánica (LOM) vs Reflectancia de la Vitrinita (R_o) presentada en el subcapítulo 3.1.

En las tablas 18, 19 y 20 se observan los resultados requeridos para las distribuciones de probabilidad de las variables mencionadas anteriormente junto con el rango del factor de conversión de gas (KG11) y datos requeridos de la densidad bulk.

Se asume una distribución de probabilidad normal para la porosidad, saturación de agua, densidad bulk y factor volumétrico del gas, y una distribución de probabilidad triangular para el espesor neto de la zona de interés, el KG11, LOM y el factor volumétrico del aceite. Ver en las tablas 21, 22 y 23 los resultados de las distribuciones de probabilidad aplicada a los parámetros. Ver Anexos B, C, D, E, F y G.

Tabla 18. Datos de entrada requeridos para las distribuciones de los parámetros involucrados en la simulación de gas libre en sitio.

PHIe (fracc)	prom	0,0615
	desv	0,0415
	max	0,1975
	min	0,0001
Bg (Pc/Pcs)	prom	0,0022
	desv	0,0000
	max	0,0022
	min	0,0021
Sw (fracc)	prom	0,4496
	desv	0,2393
	max	1,0000
	min	0,0000
H (ft)	mínimo	150
	más probable	300
	máximo	402

Tabla 19. Datos de entrada requeridos para las distribuciones de los parámetros involucrados en la simulación de gas adsorbido en sitio

DENS (gr/cc)	prom	2,5077
	desv	0,0417
	max	2,6830
	min	2,2610
H (ft)	mínimo	150
	más probable	300
	máximo	402
KG11	mínimo	5
	más probable	9
	máximo	15
DlogR (fracc)	mínimo	1,3437
	más probable	1,7938
	máximo	2,2613
LOM	mínimo	10,8
	más probable	11
	máximo	12,1

Tabla 20. Datos de entrada requeridos para las distribuciones de los parámetros involucrados en la simulación de Aceite en sitio

PHIe (fracc)	prom	0,0615
	desv	0,0415
	max	0,1975
	min	0,0001
Bo (bl/STB)	mínimo	1,252
	más probable	1,3
	máximo	1,39
Sw (fracc)	prom	0,4496
	desv	0,2393
	max	1,0000
	min	0,0000
H (ft)	mínimo	150
	más probable	300
	máximo	402

Tabla 21. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en el cálculo del Gas Libre en la zona de estudio

Resultados de la distribución de probabilidad de parámetros involucrados en el cálculo volumétrico de Gas Libre en la Fm. Tablazo			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
θ (fracc)	0,0207	0,0651	0,1163
SW (fracc)	0,1762	0,4557	0,7477
Bg (PC/PCS)	0,0021	0,0022	0,0022
H (ft)	211,4606	287,4057	351,1597

Tabla 22. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en el cálculo del Gas Adsorbido en la zona de estudio.

Resultados de la distribución de probabilidad de parámetros involucrados en el cálculo volumétrico de Gas Adsorbido en la Fm. Tablazo			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
LOM	10,9644	11,2691	11,7564
DlogR	1,5470	1,7981	2,0541
Wtoc	0,0353	0,0440	0,0531
KG11	6,9979	9,5181	12,5501
DENS (gr/cc)	2,4543	2,5077	2,5611
H (ft)	211,4606	287,4057	351,1597

Tabla 23. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en el cálculo de Aceite en la zona de estudio.

Resultados de la distribución de probabilidad de parámetros involucrados en el cálculo volumétrico de Aceite en la Fm. Tablazo			
Propiedad	Estimado		
	Bajo	Mejor	Alto
θ (fracc)	0,0207	0,0651	0,1163
SW (fracc)	0,1762	0,4557	0,7477
Bo (bbls/STB)	1,2778	1,3112	1,3547
H (ft)	211,4606	287,4057	351,1597

Ahora se procede a evaluar el método volumétrico con el fin de calcular el potencial de recursos prospectivos en la zona de estudio, ver Tabla 24. Para dichos cálculos se usó una base de cálculo de 1Acre, (se involucraron los resultados de las simulaciones anteriores). En cuanto al Gas Adsorbido, el resultado que se presenta es por el modelo de Passey para el cálculo de TOC.

Tabla 24. Resultados de Gas libre en sitio, Gas adsorbido en sitio y aceite en sitio.

Resultados de Recursos Prospectivos para la Fm. Tablazo, empleando método de Passey para evaluar el Toc%			
Estimado			
TIPO DE HIDROCARBURO	Bajo	Mejor	Alto
OOIP (Bl/acre)	12.296,5398	51.637,3576	122.191,7016
OGIPLibre (MMpcs/acre)	42,1928	177,1818	418,4877
OGIPads (MMpcs/acre)	25,3360	39,7201	59,5589
OGIPTotal (MMpcs/acre)	67,52887	216,90190	478,04654

Los resultados indican que los recursos hidrocarburíferos prospectivos en la Formación Tablazo, según los resultados estarían para el caso de Aceite en sitio

en el rango de 51630.3 Bls / acre y para el Gas Total en sitio en 216.9 MMpcs/acre.

Por otra parte, el Gas Adsorbido se evaluó partiendo del método de Schmoker para estimar el contenido de materia orgánica total (TOC%), en la tabla 25 se muestran los valores de mínimo, más probable y máximo hallados por el método, y en la tabla 26 los resultados del TOC% a aplicar una distribución triangular.

Tabla 25. Resultados de TOC% evaluado por el método Schmoker.

%TOC	mínimo	2,1655
	más probable	4,5131
	máximo	6,8723

Tabla 26. Resultados de distribución de probabilidad triangular.

TOC%	Bajo	Mejor	Alto
	3,2172	4,5146	5,8169

En la tabla 27, se presenta el resultado de la simulación Montecarlo para Gas libre, Aceite y Gas Adsorbido usando Schmoker.

Tabla 27. Resultados de Gas libre en sitio, Gas, aceite en sitio y Gas Adsorbido por el método de Schmoker

Resultados de Recursos Prospectivos para la Fm. Tablazo, empleando método de Schmoker para evaluar el TOC%			
Estimado			
TIPO DE HIDROCARBURO	Bajo	Mejor	Alto
OOIP (Bls/acre)	12.379,6510	51.737,8576	122.444,4926
OGIPLibre (MMpcs/acre)	42,2233	177,4567	419,0188
OGIPads (MMpcs/acre)	24,4025	40,2736	62,9226
OGIPTotal (MMpcs/acre)	66,62582	217,73028	481,94143

Al usar el método de Schmoker para el cálculo de Gas Adsorbido, los resultados indican un estimado mejor para el Gas Total en sitio de 217.7 MMpcs/acre, este valor comparado con el método de passey es mucho mayor y la diferencia se encuentra en la evaluación del gas adsorbido.

Resultados Validación (CRAIN)

Por otra parte, en el segundo procedimiento metodológico al calcular la porosidad efectiva empleando las ecuaciones enseñadas en las clases de registros de pozos 2013, la saturación de agua a partir de la ecuación de Simandoux y el TOC% a partir de Passey promediando los resultados de este parámetro hallado con el registro de densidad y el registro de Neutrón y haciendo al igual que en el procedimiento anterior las respectivas distribuciones probabilísticas, se obtienen los resultados contemplados en las tablas de la 28 a la 30.

Tabla 28. Datos de entrada requeridos para las respectivas distribuciones probabilísticas.

DlogR1 (R-D)(frac)	mínimo	0,9370
	más probable	1,7695
	máximo	2,8355
DlogR2 (R-N)(frac)	mínimo	0,9760
	más probable	1,8906
	máximo	2,6744
PHIec (frac)	prom	0,0839
	desv	0,0320
	max	0,1243
	min	0,0789
SW Simandoux (frac)	prom	0,0811
	desv	0,0329
	max	0,1318
	min	0,0852

Tabla 29. Resultado del estimado bajo (P10), mejor (P50) y alto (P90) de cada parámetro involucrado en los cálculos volumétricos en la zona de estudio, empleando el procedimiento 2

Estimado			
parámetro	Bajo	Mejor	Alto
PHIec	0,0826	0,0977	0,1172
SW (Simandoux)	0,0885	0,1027	0,1232
DLOGR1	1,3352	1,8301	2,3875
DLOGR2	1,3709	1,8579	2,3094
TOC%	3,1955	4,4850	5,9424

Tabla 30. Resultados de Gas libre en sitio, Aceite en sitio y Gas Adsorbido por el procedimiento metodológico 2.

Resultados de Recursos Prospectivos para la Fm. Tablazo			
Estimado			
TIPO DE HIDROCARBURO	Bajo	Mejor	Alto
OOIP (Bls/acre)	105.760,426	146.933,216	193.319,332
OGIPLibre (MMpcs/acre)	362,7637	504,0755	661,9300
OGIPads (MMpcs/acre)	25,4176	40,5667	61,9212
OGIPTotal (MMpcs/acre)	388,18128	544,64222	723,85116

Según los resultados obtenidos en el procedimiento 2, el gas adsorbido 40.5667MMpcs/acre, resulta similar al hallado anteriormente, mientras que el cálculo de mejor estimado de gas libre 504.075MMpcs/acre y aceite en sitio 146933.216Bls/acre son mucho mayores en el procedimiento 2, puesto que los valores de porosidad empleados son mucho mayores.

El comportamiento estadístico de la Permeabilidad (K), la calidad del yacimiento (RQI), Índice de porosidad Normalizada (Φ_z), Unidades de flujo hidráulico (FZI), Sw Aristóbulo y Simandoux para la zona de estudio se muestra en la tabla 31.

Tabla 31. Comportamiento estadístico de K, RQI, Φ_z , FZI, SW_ARI, SW_Simandoux.

Percentil	K	RQI	Φ_z	FZI	SW_ARI	SW_Simand.	Brittleness
0,00	0,0000	0,0000	0,0001	0,0000	0,0000	0,0534	0,0000
0,10	0,0000	0,0004	0,0001	0,2582	0,1319	0,1280	0,2140
0,20	0,0018	0,0085	0,0200	0,5129	0,2296	0,1507	0,3409
0,30	0,0231	0,0258	0,0375	0,7049	0,3190	0,1655	0,4198
0,40	0,1172	0,0462	0,0526	0,9115	0,3817	0,1814	0,4842
0,50	0,2875	0,0686	0,0657	1,1764	0,4473	0,1967	0,5527
0,60	0,7139	0,0973	0,0809	1,5356	0,5158	0,2093	0,6183
0,70	1,4733	0,1431	0,0921	1,9880	0,5802	0,2293	0,6810
0,80	4,7405	0,2367	0,1054	2,8906	0,6591	0,2526	0,7704
0,90	48,399	0,6481	0,1330	5,3345	0,7860	0,2951	0,8681

Las figuras presentadas a continuación representan las respuestas para identificar unidades hidráulicas; la figura 20 muestra el comportamiento de la porosidad para cada variación de la permeabilidad, la figura 21 el comportamiento del Índice de calidad de yacimiento, la figura 22 el comportamiento de la saturación de agua, y por otra parte en la figura 23 se muestra el Brittleness a profundidad de formación.

Figura 20. Predicción de la Permeabilidad vs Índice de porosidad Normalizada a partir de datos de registro.

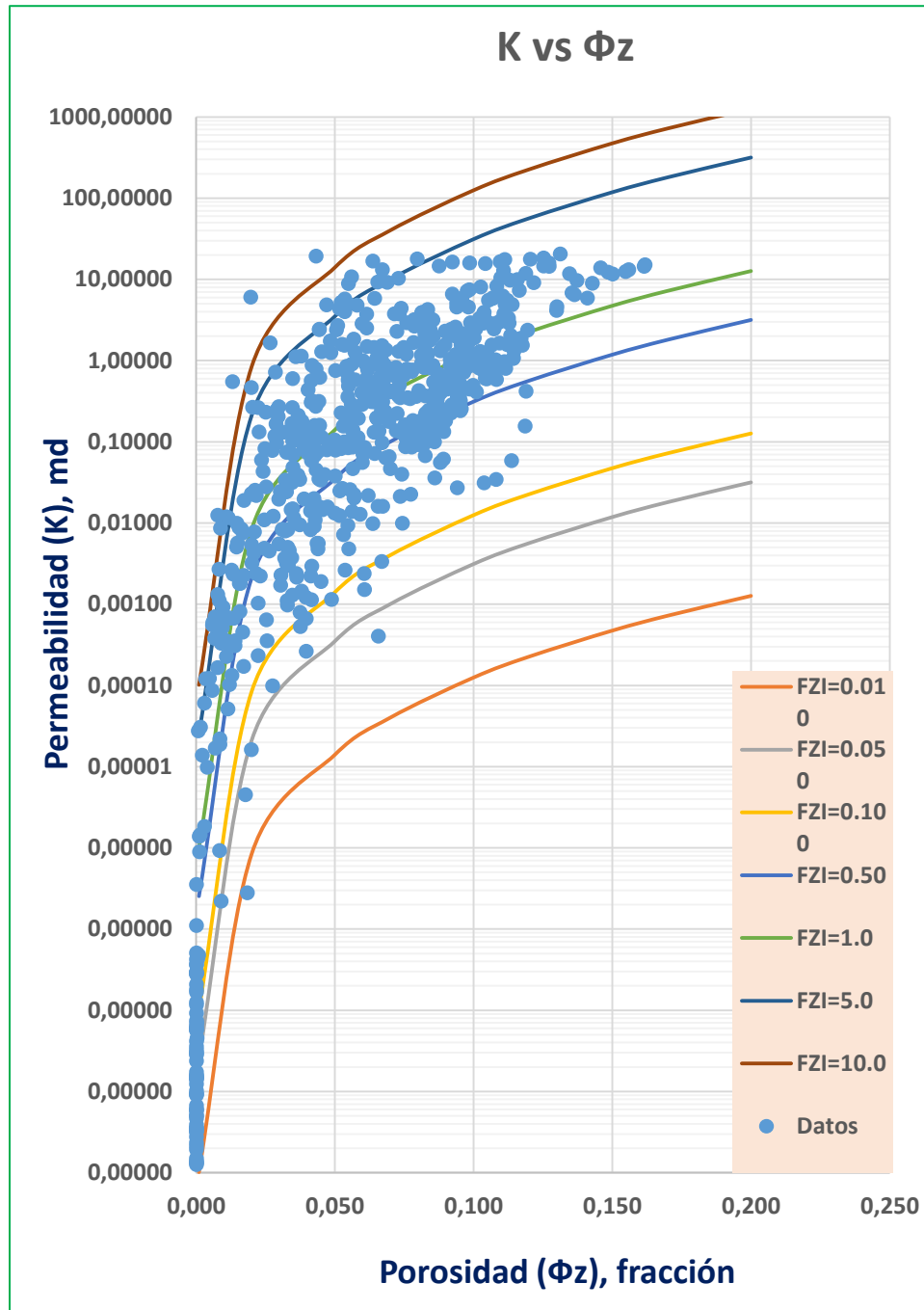


Figura 21. Predicción de Índice de Calidad de Yacimiento vs Índice de porosidad Normalizada a partir de datos de registro.

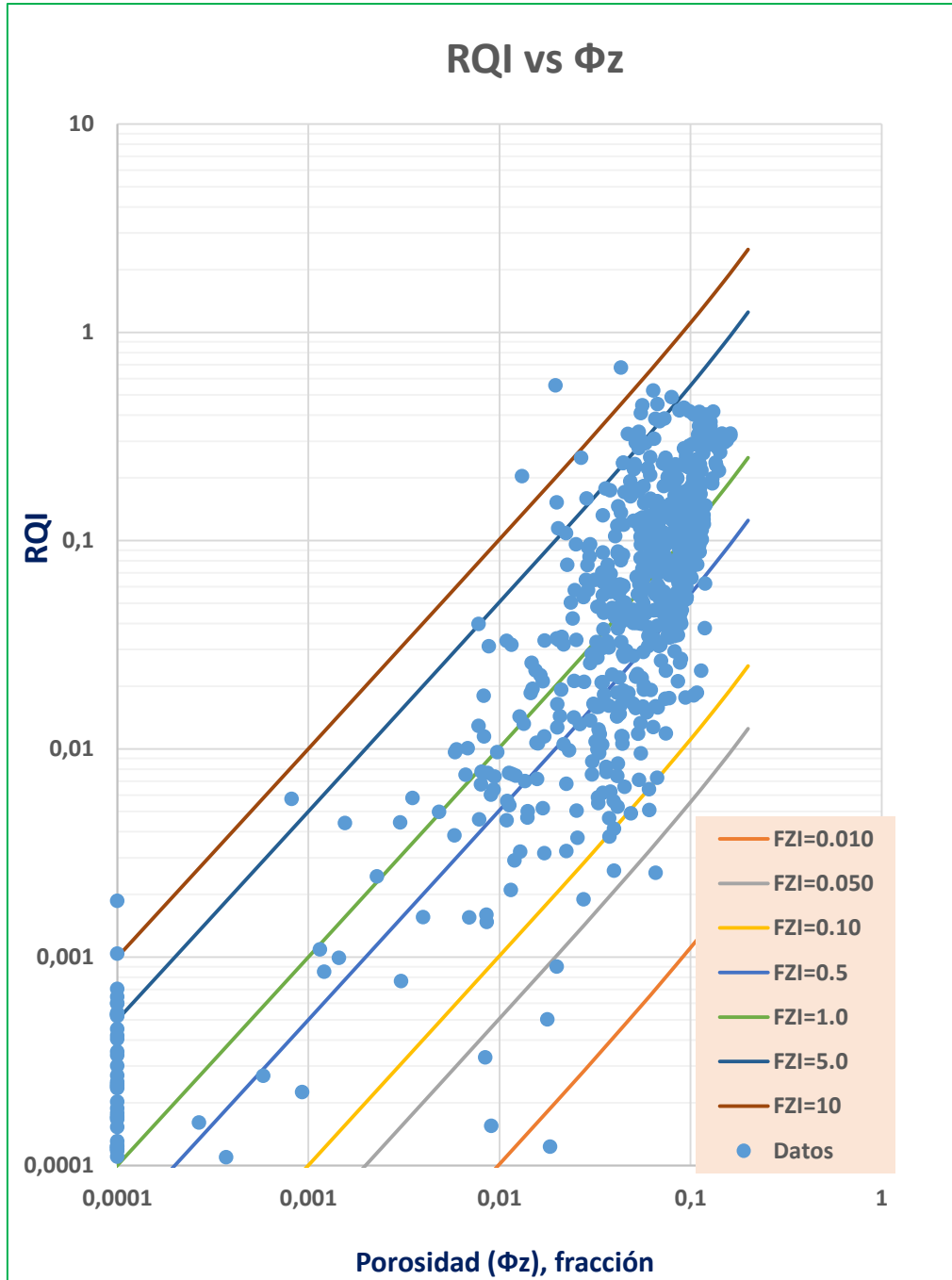


Figura 22. Saturación de agua inicial vs Unidades de flujo hidráulico.

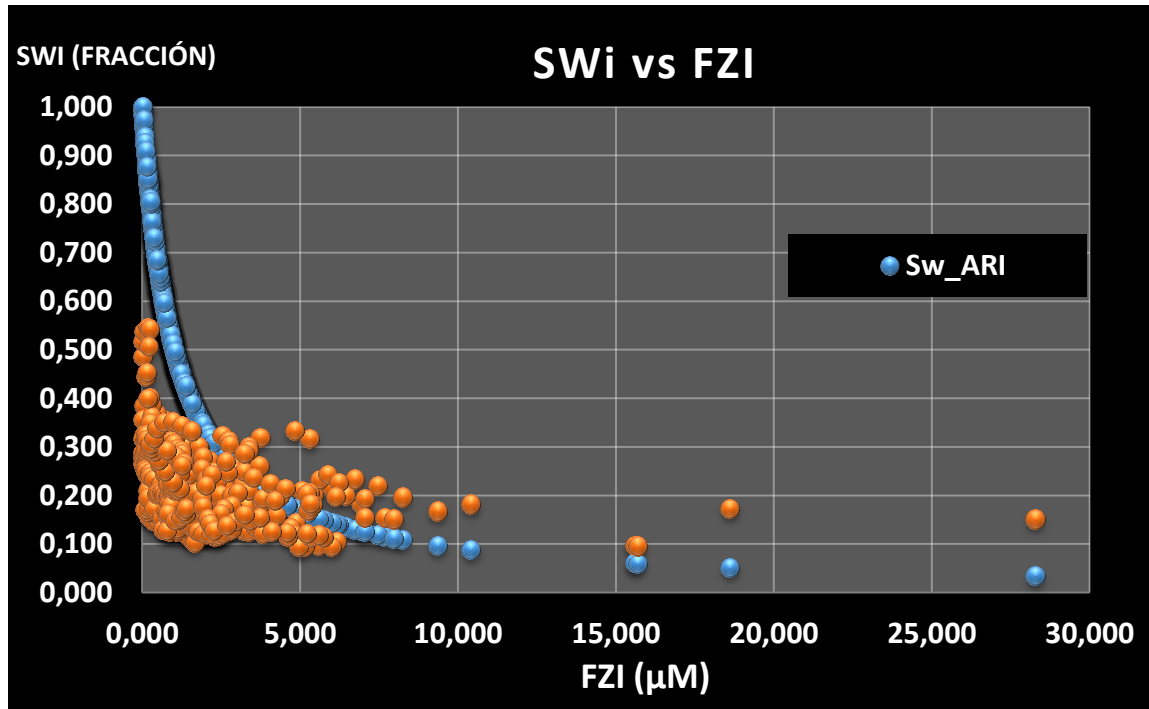
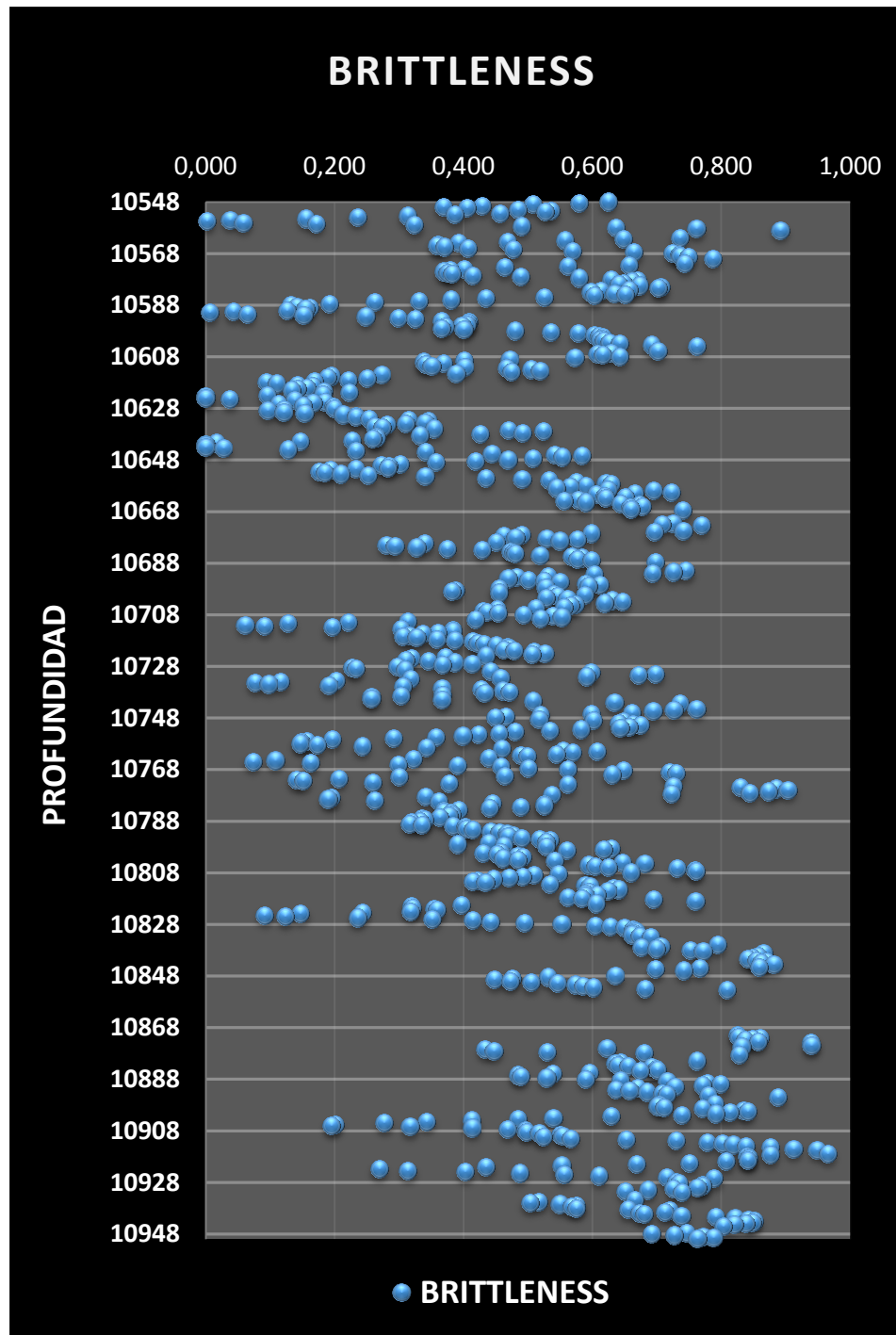


Figura 23. Comportamiento del Brittleness a Profundidad.



6. CONCLUSIONES

Antes de comenzar a aplicar la metodología propuesta, fue indispensable revisar la calidad de los registros corridos en el pozo flecha 1, en este caso mediante el índice de calidad de hueco, se pudo determinar los intervalos sobre los cuales era fiable la toma de datos para poder aplicar los respectivos procedimientos.

Según la metodología planteada en este trabajo, al realizar el procedimiento desarrollado, la estimación mejor de aceite en sitio para la formación Tablazo en el Valle Medio del Magdalena da un valor de 51637.35 a 51737,85; Bls/acre y empleando la validación de Crain, el mejor estimado de aceite en sitio es de 146933,21 Bls/acre. Según el reporte de Sintana Energy en 2013, el rango de aceite en sitio estaría entre 40000-80000 Bls/acre, esto nos indica que el valor de aceite estimado por el método de Crain está por fuera del rango triplicando la cantidad de aceite. La porosidad es uno de los parámetros claves que afectan fuertemente las estimaciones volumétricas.

Los valores obtenidos de mejor porosidad efectiva por el procedimiento desarrollado, es de 6,51% y por la validación de Crain, de 9,77%. El valor de porosidad efectiva reportado por Sintana Energy es de 8%, otros reportes dan un rango de 4 a 12%. Esta diferencia notable entre los dos valores de porosidad obtenidos por los dos procedimientos evidencia como una leve variación en la porosidad afecta directamente los resultados volumétricos infiriendo en que se sobre estimen los recursos prospectivos en sitio.

Un rango de 5,5 a 7% de TOC es reportado por la empresa Sintana Energy y por la EIA, Al aplicar el procedimiento desarrollado, el mejor estimado de TOC por el método de Passey es del 4,4% y por la técnica de Schmoker de 4,51%. La validación de Crain aplicando Passey arroja un mejor estimado de 4,48%. Los valores obtenidos por los dos procedimientos aplicando las dos técnicas se encuentran aproximadamente en el rango suministrado por la literatura, el TOC en

la roca es la fuente de gas y también toma su espacio por este motivo se debe contar con datos de excelente calidad y una buena interpretación de los registros para realizar una buena estimación.

Al usar el método de Schmoker para el cálculo de contenido orgánico total (TOC) da un valor de 4.5% lo que lleva a un estimado mejor de gas Adsorbido de 40.27 MMpcs/acre. Al comparar estos resultados con el arrojado por el modelo de Passey para la combinación del registro resistividad-Neutron se estima el TOC igual a 4.4% y un estimado mejor de gas Adsorbido de 39.72 MMpcs/acre, promediando los resultados de la metodología por passey para la combinación de los registros resistividad-Densidad y resistividad-Neutrón el TOC es 4.485% para un respectivo estimado mejor de gas Adsorbido de 40.5667 MMpcs/acre, Se observa que a mayor valor de contenido orgánico total calculado, mayor será el estimado del gas adsorbido en sitio.

El valor de mejor estimado de saturación de agua (M. ARI) arrojado por el procedimiento propuesto es de 0,45 y por la validación de Crain (M. Simandux) es de 0,10. Los valores reportados de agua por la literatura para la formación tablazo son menores a 0,58. Se evidencia como el agua es otro de los parámetros claves que influye directamente en la aplicación volumétrica ya que a mayor saturación de agua menor será la cantidad de saturación de hidrocarburos.

En la validación de Crain, el cálculo volumétrico de Gas total y Aceite en sitio mejor estimado de OOIP es 146933,216 bls/acre y OGIPTotal es 549,38218 MMpcs/acre.

La simulación Montecarlo es sin duda alguna una de las formas de calcular recursos prospectivos de Shale con menor grado de incertidumbre, gracias al número de iteraciones que se pueden hacer para un sin número de variables a la vez, en esta caso se emplearon 1000000 de iteraciones que permitieron obtener datos mucho más precisos y en rango comparable con datos reportados de la literatura.

Para poder enfocar un estudio de prospectividad aplicando el método volumétrico se deben definir muy bien los parámetros involucrados como porosidad, saturación, contenido orgánico, fracción de arcilla. Durante la aplicación de la metodología se pudo observar en algunos resultados arrojados de prueba, al correr la simulación para algunos de estos parámetros como en el caso del % TOC y la Porosidad, un mal dato o mala interpretación se ve influenciado en el cálculo de las estimaciones del volumen prospectivo en cuestión sobre estimando o dando inconsistencias.

En la gráfica de Brittleness vs Profundidad se muestra que los yacimientos de Shale tienen alrededor del 40% de arcilla. Por ejemplo, en el caso del Barnett, este tiene 30% de Ilita y 45% Cuarzo. Para el caso de estudio, un buen porcentaje de la zona tiene un Brittleness en el rango de 50-60%, lo cual deja entre ver un buen potencial para desarrollar la zona; sin embargo se recomienda hacer estudios de mecánicas de rocas para verificar los resultados.

En la gráfica de Predicción de la Permeabilidad vs Índice de porosidad Normalizada a partir de datos de registro, se evidencia la variabilidad de la permeabilidad para una misma unidad de porosidad, la cual se encontró entre $1 \cdot 10^{-4}$ -10 md, rango encontrado normalmente en la literatura para este tipo de yacimiento No Convencional.



7. RECOMENDACIONES

El uso de correlaciones empíricas disponibles en la literatura para cálculos volumétricos de Shale play, pueden ser un primer paso para determinar el potencial de recursos hidrocarbúricos prospectivos en la zona de interés. Sin embargo, las características propias de cada locación requieren formular correlaciones ajustadas.

Es importante correlacionar los resultados de registro de pozos con datos de geoquímica, especialmente en el cálculo de contenido de gas. Al no tener en cuenta dicha calibración, se estará incurriendo en una estimación mayor a la real de recursos prospectivos de Shale.

Este estudio comprueba una vez más que la porosidad, el contenido de materia orgánica y la madurez, tienen la mayor afinidad con el gas en sitio y parecen ser las características más contribuyentes para clasificar un reservorio de shale gas como exitoso.



BIBLIOGRAFIA

AAPG WIKI. Using conventional well logs to estimate richness. [Online]. Available from the internet: <URL:http://wiki.aapg.org/Using_conventional_well_logs_to_estimat__richness > [Cited February 20,2015].

BARRERO Dario, et al. Colombia Sedimentary Basins, Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a new Proposal, Bogotá Colombia 2007.

BOYER Charles. KIESCHNICK John. LEWIS Richard. Producción de gas desde su origen.[En línea] Oilfield Review. Disponible en internet: <URL: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/win06/p36_49.pdf>. Invierno de 2006/2007. 14P

BRUYELLE, Jérémie. GUÉRILLOT Terra 3E. DOMINIQUE, R. An Accurate Volumetric Calculation Method for Estimating Original Hydrocarbons in Place for Oil and Gas Shales including adsorbed Gas using High-Resolution Geological Model. [Online] En: IPTC 17670-MS. International Petroleum Technology Conference. [cited February 10, 2015] Copyright January 2014. 12P.

CHARSKY Alyssa and HERRON Susan. Accurate, Direct Total Organic Carbon (TOC) Log from a New Advanced Geochemical Spectroscopy Tool: Comparison with Conventional Approaches for TOC Estimation. [Online]. Available from the internet:<URL:http://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/41162charsky/ndx_charsky.pdf> [Cited January 5, 2015]. Search and Discovery Article # 41162, July 31 2013.

CHOPRA S., SHARMA R., and MARFURT K., Shale Gas Reservoir Characterization Workflows. Search and Discovery Article #41266 January 2014.



Crain's Petrophysical Handbook. [Online] E.R (Ross) Crain. Shareware Petrophysics Training and Reference Manual. [Cited March 10, 2015]. Available from the internet :<URL:<http://spec2000.net/01-index.htm>>

CRAIN E.R. Unicorns In The Garden Of Good And Evil: Part 1- Total Organic Carbon (TOC).[Online]. Available from the internet :<URL:<https://www.spec2000.net/10>> November 2010.

De Santolo M., Yliane C, González U., Rommel A. Actualización De Conceptos De Reservas, Procedimientos Y Métodos Para Su Cálculo: Propuesta Del Informe Técnico Para Sometimiento Al Ministerio De Energía Y Petróleo, Caracas Venezuela, 2006.

GLORIOSO Juan. RATTIA Aquiles. LOLLEY, R. REPSOL .A. Review of the Fundamentals of Shale Gas Evaluations: The Dangers of Effective Porosity and Clay Excess Conductivity Correction. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 167785 Copyright 2014.

GLORIOSO Juan. RATTIA Aquiles. and Repsol. Unconventional Reservoir: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas. In: Society of Petroleum Engineers, SPE 153004. Copyright 2012. 38p

Guidelines for Application of the petroleum resources management system, PRMS patrocinado por SPE, AAPG, WPC, SPEE y SEC. [Online]. Available from the internet :<URL: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf> [Cited April , 2015]Noviembre 2011.

HARILAL and TANDON, A.K. ONGC. Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. [Online] 9ht Biennial International Conference & Exposición on Petroleum Geophysics. Available from the internet :<URL: http://www.spgindia.org/spg_2012/spgp083.pdf> [Cited April 15 2015] Hyderabad 2012. 8 Pag,



LEE, W.J. SPE, Texas A&M University, and R.E. Side, SPE, Consultant. Gas Reserves Estimation in Resource Plays, Society of Petroleum Engineers, SPE 130102. En: Copyright 2010.

MARTINELLI, Giovanni. Petroleum Geochemistry. [Online] ARPA, Environmental Protection. Agency of the Emilia Romagna Region, Reggio Emilia, Italy. Available from the internet :<URL: <http://www.eolss.net/sample-chapters/c08/e6-193-04.pdf>> [cited February 2, 215]. 10 Pag.

McCARTHY Kevin, ROJAS Katherine, NIEMANN Martin y otros. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. [En línea] En: Oilfield Review. Verano 2011: 23 no.2 Schlumberger. 12P.

PASSEY, Q.R; et al. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoir. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 131350/SPE International, Copyright 2010. 29p.

Phillip Chan, A Process to Evaluation Unconventional Resources. En: Society of Petroleum Engineers, SPE 134602, copyright 2010.

Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries Outside the United States. [Online]. U.S. Energy Information Administration. Available from the internet :<URL: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>>.[Cited December 28, 2014] June 10, 2013.

US. Energy Information Administration, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 1 Countries outside the United States. Junio 2013.

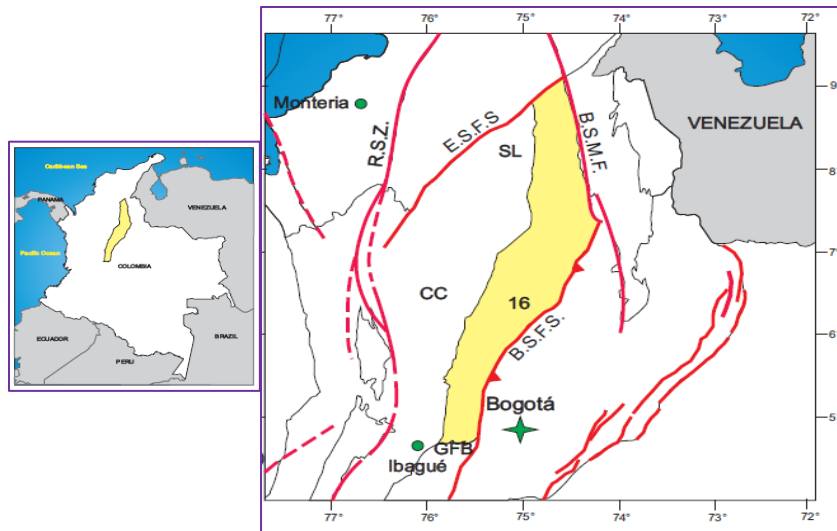


VARGAS Carlos A. Evaluating total Yet-to- Find hydrocarbon volumen in Colombia. Earth Sciences Research Journal, Volume 16, Special Issue, April 2012. Universidad Nacional de Colombia: Reseach Group in Geogphysics. Pag 290.

VULAMA Ivica. Source rock generative potential and volumetric characteristics of the Kurrachine Dolomite Formation, Hayan Block, central Syrian Palmyrides. [Online] Exploration Department, INA Oil Company, A. V. Holijevca. October 26, 2011[cited December 2014]. 14Pag.

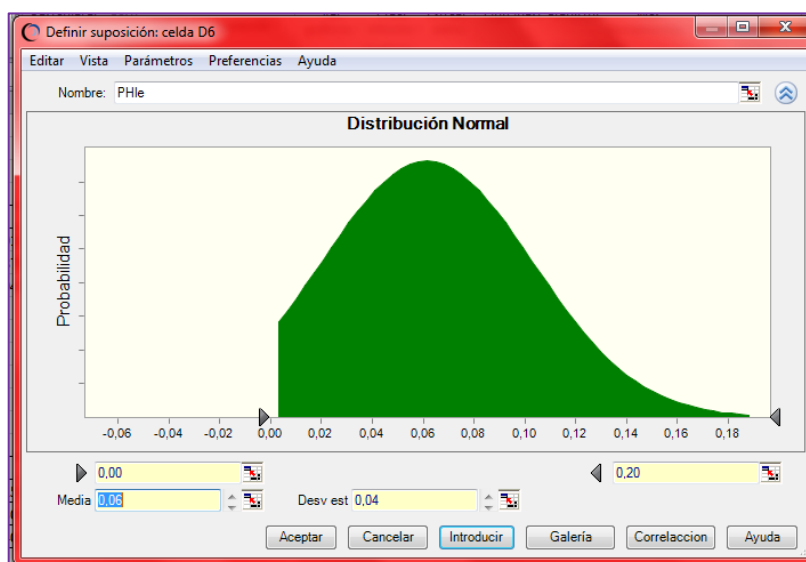
ANEXOS

Anexo A. Cuenca del Valle Medio del Magdalena sobre el territorio Colombiano

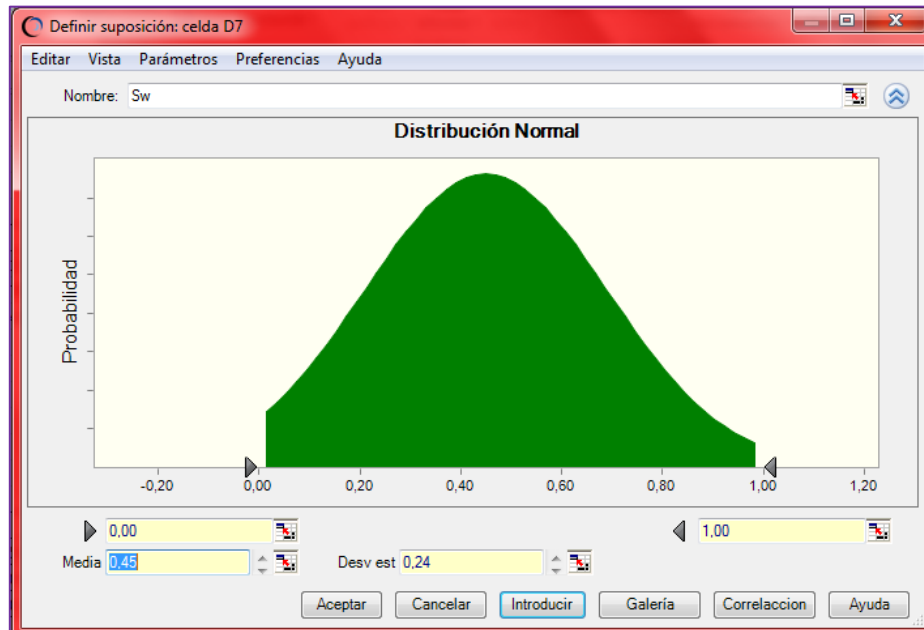


Fuente: Atlas Geoquímico, ANH 2010.

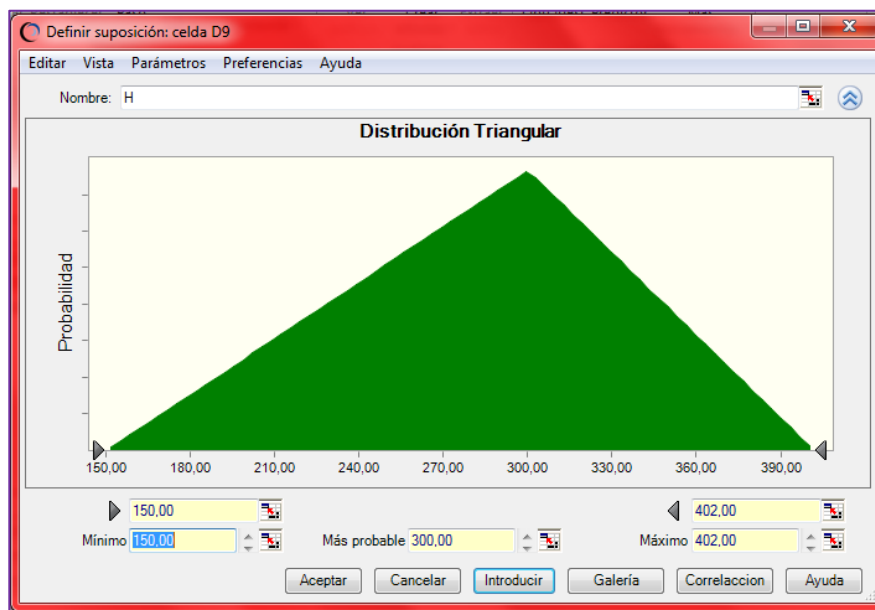
Anexo B. Distribución Normal para la porosidad efectiva PHle_ARI.



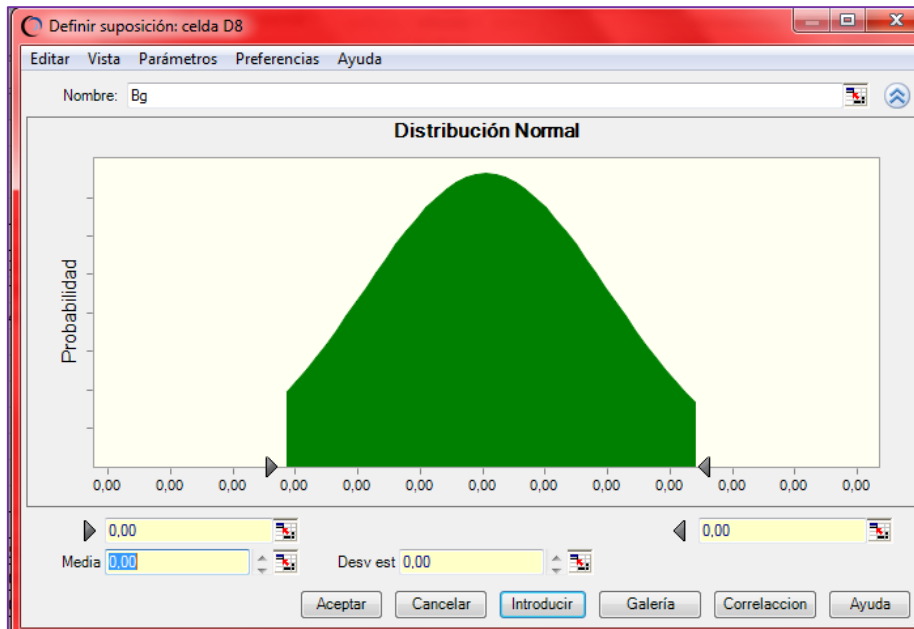
Anexo C. Distribución Normal para la Saturación de Agua, Sw _ARI.



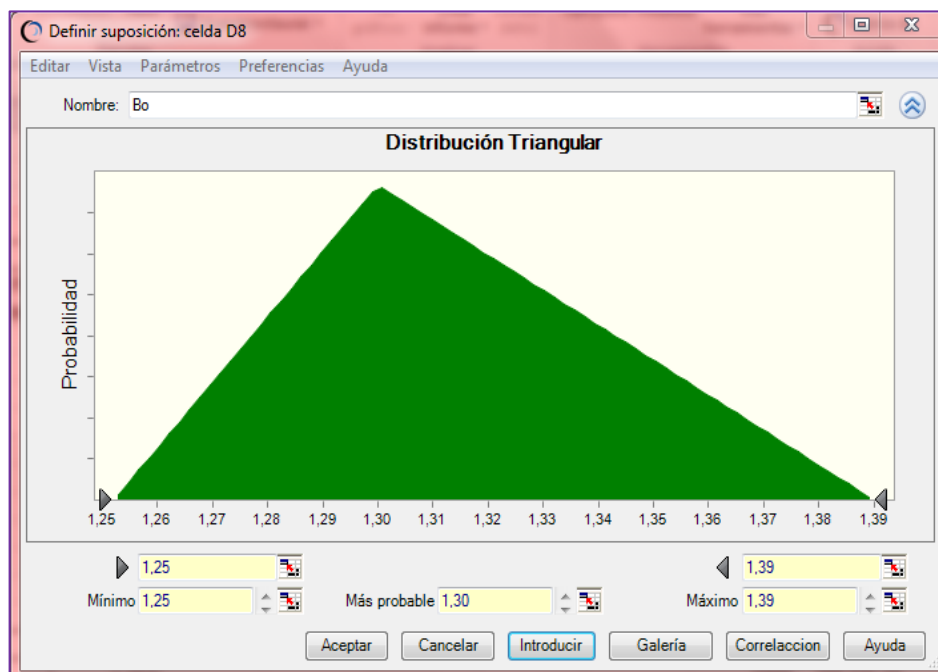
Anexo D. Distribución Triangular para el espesor.



Anexo E. Distribución Normal para el factor Volumétrico Bg.



Anexo F. Distribución Triangular para el Factor Volumétrico del Aceite, Bo.



Anexo G. Distribución de Probabilidad para la Densidad bulk.

