UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ω

ANÁLISIS PETROFÍSICO DE YACIMIENTOS DE GAS METANO ASOCIADO A CAPAS DE CARBÓN (CBM) MEDIANTE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.

Trabajo de Tesis que para obtener el título de:

Ingeniero Geofísico

Presenta:

RICARDO FRANCISCO CASTREJÓN MARTÍNEZ

Director de Tesis

Ing. José Bernardo Martell Andrade

Ciudad de México
Marzo del 2016

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

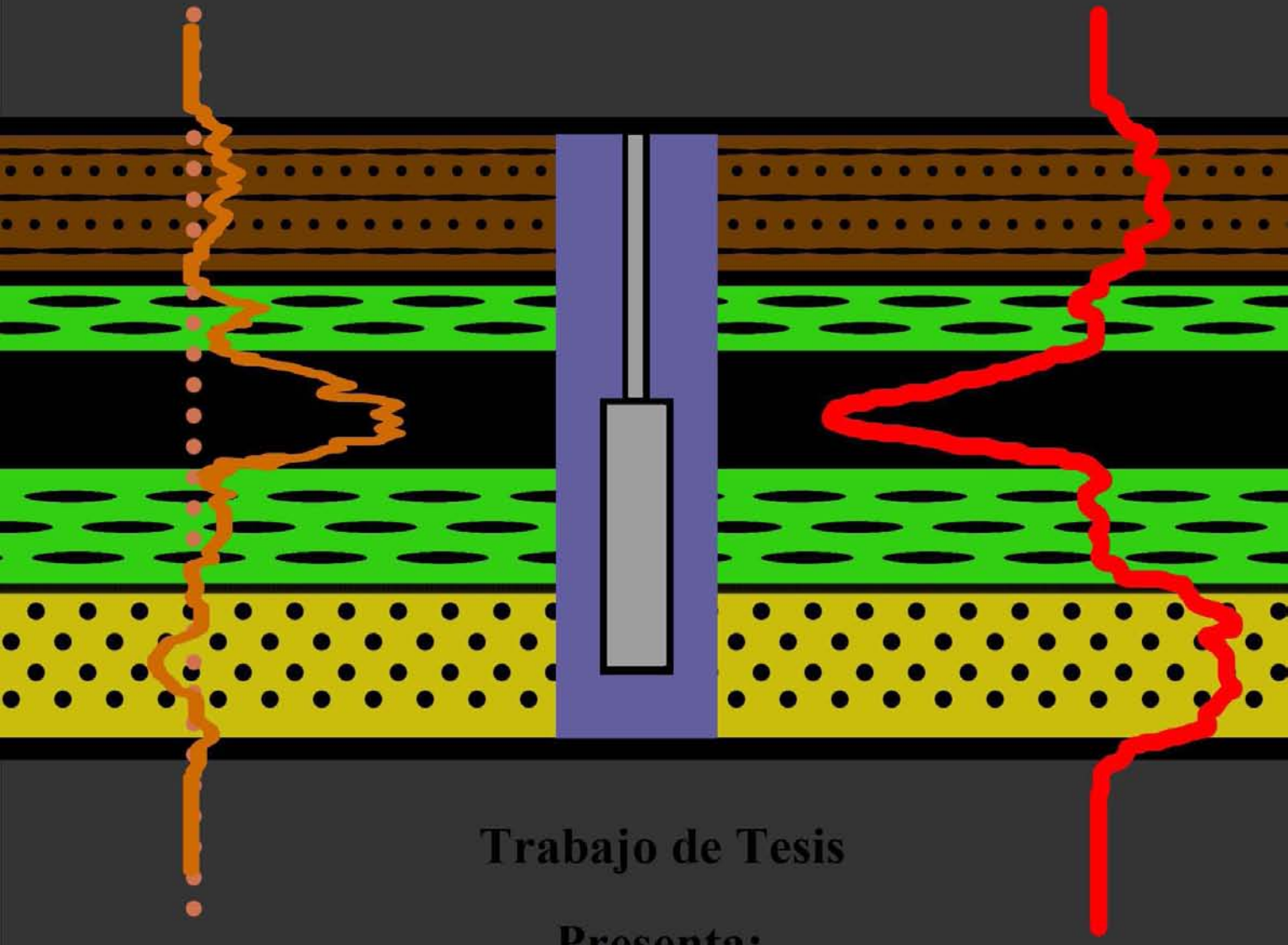
DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Universidad Nacional
Autónoma de México
Facultad de Ingeniería

Análisis Petrofísico de Yacimientos de Gas Metano Asociado a Capas de Carbón (CBM) Mediante Registros Geofísicos de Pozos



Trabajo de Tesis

Presenta:

Ricardo Francisco Castrejón Martínez

ÍNDICE

Resumen..... 1
Abstract..... 2

I – Introducción. Estado del Arte..... 3

II – Situación Actual y Panorama Futuro del CBM..... 8

2.1.- Origen de la exploración de metano en carbón (CBM)..... 8
2.2.- Futuro del Gas Natural y el CBM a nivel mundial..... 11
2.3.- Abundancia del CBM a nivel mundial..... 15
2.4.- Perspectiva del CBM para México, situación actual y potencial..... 16
2.5.- Geología de los Yacimientos de Carbón en México y Norteamérica..... 19
2.6.- Comparativa entre el CBM y los yacimientos de gas convencionales..... 25

III.- Propiedades Físicas y Químicas del Carbón..... 28

3.1.- Formación del Carbón..... 28
3.2.- Propiedades Físicas del Carbón..... 30
3.3.- Química del Carbón..... 36
3.4.- Rango..... 40
3.5.- Sorción..... 41

IV.- Evaluación del Potencial de Producción del CBM..... 45

4.1.- Introducción..... 45
4.2.- Flujo de Gas..... 46
4.3.- Permeabilidad..... 47
4.4.- Análisis de núcleos y Pruebas de Presión Producción..... 49
4.5.- Predicciones de los Niveles de Producción..... 54
4.6.- Monitoreo del yacimiento de CBM..... 54
4.7.- Información Geológica y Sísmica 3D..... 55
4.8.- Recuperación Mejorada de CBM (ECBM)..... 55
4.9.- Gasificación Subterránea del Carbón..... 57
4.10.- Aplicación del método de Espectroscopia Raman..... 58
4.11.- Conclusiones..... 60

V – Evaluación de un Proyecto de CBM mediante Registros Geofísicos de Pozos..... 61

5.1.- Introducción..... 61
5.2.- Registros Geofísicos de Pozos y su Respuesta en el Carbón..... 65
5.2.1.- Medición de la presión con herramientas de pozo..... 65
5.2.2.- Registros de Temperatura..... 65
5.2.3.- Caliper..... 65
5.2.4.- Rayos Gamma (GR)..... 68
5.2.5.- Potencial Espontáneo (SP)..... 70
5.2.6.- Registros de Resistividad..... 71
5.2.7.- Registros Acústicos..... 77

5.2.8.- Registros Radioactivos (Densidad, Factor Fotoeléctrico y Porosidad Neutrón)..... 80
5.2.9.- Registro de Resonancia Magnética Nuclear (NMR)..... 86
5.2.10.- Registros de Imágenes..... 89
5.2.11.- Rango de respuesta de los RGP al carbón..... 92
5.3.- Evaluación de los yacimientos de CBM utilizando RGP..... 93
5.4.- Conclusiones..... 109

VI – Análisis Petrofísico en Yacimientos de CBM en Alberta, Canadá..... 110

6.1.- Introducción..... 110
6.2.- Propiedades Físicas del carbón en las Planicies de Alberta..... 114
6.3.- Descripción de las principales zonas de carbón en las Planicies de Alberta..... 117
6.4.- Evaluación de Formaciones en las zonas de carbón de las planicies de Alberta mediante RGP..... 128
6.5.- Resultados..... 143
6.5.1.- Interpretación Petrofísica y Cálculo de Gas en Sitio en el Pozo 2..... 143
6.5.2.- Interpretación Petrofísica y Cálculo de Gas en Sitio en el Pozo 1..... 161

VII - Conclusiones, Recomendaciones y Comentarios Finales..... 177

Bibliografía..... 182

Resumen

El objetivo principal de este trabajo es la localización, delimitación y evaluación primaria (volúmenes de material mineral, carbono fijo, humedad y volátiles, rango, contenido maceral, estimaciones de porosidad y permeabilidad de las diaclasas, contenido de gas, gas en sitio, isoterma de Langmuir) para caracterización de un yacimiento de carbón por medio de los registros geofísicos de pozos de: Resistividad, Densidad, Caliper, Porosidad Neutrón, Rayos Gamma, Acústicos, Resonancia Magnética Nuclear y Registros de Imágenes, en dos pozos en la formación Mannville en las planicies de Alberta, en la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá. Con esta información se realizará un estudio cuantitativo y se obtendrán algunos parámetros fundamentales como lo son: espesor, contenido de gas, permeabilidad, evaluación de las formaciones adyacentes al carbón, orientación de las fracturas, así como otras propiedades mecánicas del carbón.

En este trabajo se explican a detalle los conceptos básicos del carbón, su origen, propiedades físicas y químicas, así como el mecanismo de generación de gas metano (CBM). También se han tratado las metodologías usadas en la actualidad para la evaluación de formaciones con potencial de explotación de CBM, con particular énfasis en el uso de Registros Geofísicos de Pozos (RGP) y otros métodos Petrofísicos para la determinación de parámetros especialmente importantes como: la porosidad y permeabilidad de las diaclasas, volumen de los principales componentes del carbón, potencial de producción, volumen y presión de Langmuir; todo esto para el cálculo de volúmenes de gas en adsorción y Gas en Sitio, el cual fue el objetivo principal de este trabajo y que se ha logrado satisfactoriamente.

Los datos con los que se contó para cumplir este objetivo fueron los mínimos recomendados, ya que solamente se tuvo un combo básico de RGP; así como información de Análisis Próximos, geometría y distribución espacial de las zonas de carbón, valores de %Ro (reflectancia de la vitrinita), contenido de gas de pruebas de desorción y Gas en sitio, como referencia de las Planicies de Alberta.

Los resultados del análisis e interpretación, junto con la incorporación de estudios geológicos de la zona, permitieron saber si dicho horizonte tiene potencial para su explotación, realizando comparaciones con resultados obtenidos en cuencas con una gran producción como por ejemplo la cuenca de San Juan, NM, EU; una de las cuencas más estudiadas y con mayor historia de exploración y producción de CBM a nivel mundial.

Además, se realizó una revisión exhaustiva de la literatura sobre Evaluación de Yacimientos de CBM y de carbón mediante Registros Geofísicos de Pozos, para hacer un análisis y resumen que va desde los estudios que fueron pioneros en este tipo de yacimiento, hasta aquellos más modernos que se apoyan de sofisticados algoritmos de inversión, modelado y simulación de yacimientos; así como en nuevas tecnologías de toma de Registros Geofísicos de Pozos con base en la experiencia de trabajos y proyectos previos. Se verán de forma rápida la idea general de los trabajos más relevantes y una discusión breve sobre sus ventajas, desventajas, aportaciones y posibles mejoras y aplicaciones.

Abstract

In this work an integral Formation Evaluation and the calculation of important parameters in CBM reservoir characterization like: mass fractions of the different coal components, porosity and permeability, Calorific Value, Net Coal Thicknesses, Gas content, gas saturation, and Langmuir's isoterm, were made for two wells of the Alberta Plains in the Western Canadian Sedimentary Basin; all this for the final purpose to calculate a Gas in Place estimate, and compare these results with the Gas in Place values reported in the literature for this work's wells' locations.

The logs taken on the wells analyzed on this work were restricted to: Caliper, Spontaneous Potential, Gamma Ray, Induction Resistivity (Deep and Medium), Shallow Focused Resistivity, Density, Neutron Porosity and Sonic. Altogether with the additional information on drilling and mud parameters found in the log files.

Additional information of much value was obtained from the AGS/AER website about Core Analyses and Proximate Analyses values from an existing public database with data from over 400 wells in Alberta, information about the main coal zones that both wells used in this work crossed within the Alberta plains was also available and was very helpful to achieve the objective of this work.

Without any additional information on gas contents nor density measurements from core samples related to the mass fractions of the different components in the same core samples, some educated assumptions had to be made. For the density and ash content correlation, it was necessary to assume a linear theoretical model that correlated the ash content with density just by using two extreme values; one for an ash content of 0% and another for an ash content of 100%, density values for these ash contents were estimated by the use of log crossplots. On the other hand, the same gas content - density correlations presented in Mullen (1988) and Mavor et al (1994) had to be used due to the lack of data (gas content doesn't necessarily have a linear correlation with density), and are considered to be the major source of error in the final Gas in Place estimates calculated in this work, since these correlations were made for coal seams at the San Juan Basin in New Mexico.

Finally, Gas in Place contents on BCF/section were estimated based on multiple procedures and recommendations found in the CBM reservoir characterization literature, with final results differing in about 1 to 4 BCF/section for two coal zone intervals that appear in both wells; these values are still close to the values calculated based on the gas contents measured directly from core samples in the basin (AGS/AER data), and the results are considered satisfactory considering the limited amount of information and data used for the characterization of CBM reservoirs in this work. The good results obtained in this work despite the lack of data are evidence that similar CBM reservoir characterizations using Well Log Analysis could be undertaken in several basins with a reduced amount of core analyses, and with the recommended information that is mentioned in the conclusions section of this work.

I. Introducción. Estado del Arte

Históricamente el gas metano que se genera en las capas de carbón en las minas de esta roca sedimentaria, era considerado como un peligro por ser altamente explosivo y durante el paso de los años se fueron desarrollando diferentes técnicas para ventilarlo a la atmósfera y así evitar accidentes. Con el paso de los años la industria se daría cuenta del gran potencial energético que tenía este recurso y se comenzó a utilizar de forma mínima en ciertas partes del mundo. Se tienen registros del primer uso del gas ventilado de minas de carbón en Inglaterra en el siglo XIX, el cual sería usado para encender el alambrado público. Hace más de 80 años se realizó el primer pozo para aprovechar el gas de yacimientos de carbón en Estados Unidos de América, lo que dió partida a que posteriormente se utilizara éste gas en comunidades locales a la mina o para suministrar energía eléctrica a ésta.

La extracción y producción de gas metano asociado a capas de carbón (CBM *Coal-Bed Methane*, también conocido como *Natural Gas from Coal* - CNG en Canadá y como *Coal Seam Gas* - CSG principalmente en Australia) se inició formalmente en la década de los treintas en Virginia, Estados Unidos; a partir de ese momento el desarrollo de la tecnología de extracción de gas metano de yacimientos de carbón dependería exclusivamente de la industria minera y tendría un desarrollo relativamente lento. No obstante, esta tuvo auge a principios de los años 80s en este mismo país, gracias al aumento de los precios del gas natural, y a la implementación de reformas a la ley que eximían a las empresas energéticas del pago inmediato de impuestos al desarrollar proyectos en yacimientos no convencionales, incluidos los yacimientos de CBM. Es a partir de este momento que comienza a haber gran interés por parte de la industria petrolera en el desarrollo de estos proyectos; la tecnología y métodos de los yacimientos convencionales comienzan a ser adaptados y aplicados al carbón, considerando su complejidad físico-química, geológica y estructural. Esta complejidad hace que exista una diferencia muy marcada entre el comportamiento de los yacimientos de CBM y los yacimientos de gas convencionales, presentando un reto para la industria energética.

El gas natural produce menos emisiones que cualquier otro combustible fósil al ser incinerado, es relativamente barato, abundante, de fácil extracción y seguro. Actualmente existen reservas considerables de carbón en más de 60 países y en muchos países desarrollados se tienen considerables niveles de producción de gas metano asociado a los yacimientos de carbón; principalmente en: Estados Unidos de América, Rusia, China, Australia, Canadá e India. Si además se toman en cuenta otros factores como la declinación de las reservas de aceite, problemas ambientales y políticos, problemas de seguridad con la energía nuclear, y la falta de fuentes alternativas; todo parece indicar que se tendrá una sustitución progresiva del uso del aceite por el gas natural. He ahí la importancia del aprovechamiento de todas las fuentes de este recurso, y en especial la del gas metano asociado a yacimientos de carbón.

En los últimos 30 años, la industria del CBM ha tenido avances sorprendentes en lo que respecta a evaluación de yacimientos, terminación y producción de los pozos. Esto ha tenido un gran impacto en su uso a gran escala en el suministro de combustible para la generación de electricidad y en la industria del transporte, aminorando la dependencia de otras fuentes de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Nuevas tecnologías en la exploración y explotación en yacimientos de carbón para la búsqueda de metano,

como lo son el uso de los pozos multilaterales perforados desde la superficie, geonavegación, fracturamiento hidráulico, recuperación mejorada de CBM mediante inyección de CO_2 y Nitrógeno (ECBM, *Enhanced Coal Bed Methane*); así como el uso de nuevos métodos y tecnologías en la toma de registros geofísicos de pozos, harán de la industria del CBM una alternativa energética rentable y redituable.

En los próximos 20 a 50 años, se podrían tener múltiples beneficios con la explotación y uso de gas natural proveniente principalmente de los yacimientos de carbón; dar a la sociedad un combustible limpio y seguro, aumentar las reservas de gas natural, brindar mayor seguridad para la explotación de minas de carbón y extraer el gas de aquellos horizontes que son demasiado profundos y/o de espesor reducido para explotar, disminuyendo al mismo tiempo el impacto ambiental de estos gases que eran liberados a la atmósfera anteriormente. Al ser los yacimientos de carbón a grandes profundidades posibles candidatos para la recuperación mejorada y secuestro de CO_2, pueden contribuir a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, mientras se optimiza la producción de esas capas de carbón.

Un problema común de las plantas de energía eléctrica es la falta de contratos con duración de más de 10 años para la adquisición de combustibles. Debido a que los pozos que producen metano de yacimientos de carbón tienen un decremento gradual pequeño en la producción y una vida útil promedio de 20 años, este combustible resulta atractivo para su uso en dichas plantas. También podría ser una fuente de energía alternativa para medios de transporte, ya que combustibles como el diésel han sido muy criticados a nivel mundial por su número de emisiones y el daño que ocasionan al medio ambiente.

Los registros geofísicos de pozo resultan una herramienta de evaluación de yacimientos muy útil para los estudios de CBM, proporcionando parámetros esenciales para comprender la naturaleza de un yacimiento al inicio y conforme avanza el proyecto. La caracterización básica de los yacimientos de CBM se basa en información composicional y elemental obtenida de muestras de núcleo en pruebas de laboratorio, la cual será empleada para la calibración de Registros Geofísicos de Pozos para la evaluación de la formación. Sin embargo, con el uso de nuevas tecnologías como los Registros de Resonancia Magnética Nuclear, Registros de Imágenes, Registros Geoquímicos, el Registro Sónico Dipolar y el Registro de Dispersión Dieléctrica Multifrecuencia, se está dejando de depender de análisis realizados en muestras de núcleos y de la necesidad de calibrarlos y obtener modelos de aproximación para las diferentes cuencas; se considera que en un futuro se podrá realizar una evaluación completa de la formación sin la necesidad de muestras de núcleo.

Diversos autores con experiencia en proyectos de CBM principalmente en Estados Unidos, Australia, Canadá e India, han presentado trabajos en donde se habla de la exploración de las capas de carbón mediante los registros geofísicos de pozo, métodos que comienzan a ganarse la confianza de las compañías interesadas en estos proyectos gracias a las respuestas tan singulares que tienen los diferentes registros al carbón, y la capacidad de estimar parámetros importantes de ellos.

Dentro de los trabajos más importantes se encuentran: los realizados por Mullen (1988 y 1989), en donde se describe la relación existente entre el contenido de materia mineral del carbón y su densidad, mediante el cual se pueden obtener modelos de correlación para obtener la composición del carbón con Registros Geofísicos y cuyo método ha sido

utilizado por múltiples autores con resultados satisfactorios; el trabajo realizado por Mavor et al (1990, 1994 y 1996) para la determinación del contenido de gas de forma más precisa mediante experimentación y revisión exhaustiva de datos previos para evitar errores; el desarrollo de la ecuación de rango de Langmuir con Hawkins y Olszewski (1992) basándose en la teoría para la adsorción de gases en superficies sólidas de Langmuir (1918), y tratando las ecuaciones de Kim (1977) para la obtención del contenido de gas, esta ecuación permitiría el cálculo de los parámetros de la isoterma de Langmuir con información composicional del carbón. También el trabajo realizado por Aguilera (1994), en el cual se emplean ecuaciones elementales de la petrofísica para desarrollar una relación que permite estimar la porosidad de las diaclasas mediante un método iterativo.

Uno de los parámetros más importantes para la determinación de los niveles de producción de los proyectos de CBM es la permeabilidad del carbón, la cual está dada por las diaclasas (fracturas naturales) presentes en éste. Para evitar costosos estudios para la obtención de muestras, se utilizan Registros de Imágenes de Resistividad para este objetivo (Harvey y Norcross, 2010).

Whetton y Elkington (2012) describen un nuevo método en donde mediante una simulación estadística de las curvas de neutrón y densidad para la caracterización de los yacimientos de CBM empleando métodos aplicados a los yacimientos convencionales, aumentando la resolución vertical.

Manescu y Bayford (2010) describen cómo los Registros de Resonancia Magnética Nuclear (NMR) sirven para determinar la porosidad y la distribución de poros en los yacimientos de carbón, y como los modelos usados actualmente en los yacimientos convencionales se pueden convertir para la caracterización de los yacimientos de CBM.

Son estos y muchos otros trabajos relacionados, los cuales serán mencionados a lo largo de este trabajo, que indican que es posible la caracterización completa de una zona prospectiva para la producción de CBM apoyándose en muestras de núcleo y mediante registros geofísicos de pozos, para determinar el potencial de una o varias capas de carbón para la extracción de gas metano de estas, ya sea previo a la explotación del carbón o en capas que no es posible explotar en la actualidad por la profundidad o la ubicación geológica en la que se encuentran.

Introduction. State of the Art.

Historically, coal seam gas has been vented to the atmosphere prior to any coal mining activity due to its volatility and in order to prevent any accidents, as years passed by, both the mining and the hydrocarbon industries began to realize the potential coal seam gas had as an energy resource, especially in North America, and other countries around the world with vast coal reservoirs.

Coal-Bed Methane (CBM), Natural Gas from Coal (CNG - Canada), or Coal Seam Gas (CSG - Australia) usage dates back as early as the 1930s in the United States, where it was used locally for energy, and after having a low development at the beginning followed by a rapid growth in its production near the 1990s, there has been a growing demand and exploitation of this natural gas resource. Everything seems to indicate that

natural gas will help cover the world's growing need for energy, and replace petroleum as the main energy source worldwide in the following decades.

In this last 30 year period the CBM industry has had great technological advancements to characterize and produce natural gas from coal seams. Nonetheless, the heterogeneous nature and geophysics of coal reservoirs, altogether with its different production behavior, demand new technologies in Formation Evaluation and Well Completions to be developed, as well as the adaptation of existing technologies on conventional oil and gas reservoirs to economically produce CBM. Some of these advancements include but are not restricted to: Multilateral Wells, Enhanced CBM production by means of CO_2 and Nitrogen injection and new Formation Evaluation methods with the use of new generation Wireline and LWD tools.

Well Logging is fundamental for a proper characterization of coal reservoirs, despite this, as there is not yet a reliable method in estimating gas content in coals directly from logs as in the case of conventional reservoirs, the need to conduct Proximate Analysis studies and gas desorption tests from core still exists. After being calibrated with this information directly measured from coal cores, Well Logs play an important role in extrapolating this discrete information to the entire coal seam by log correlation and log analysis from different wells across the reservoir.

Several authors with experience in CBM reservoir characterization have conducted research on new Petrophysical Techniques to be able to characterize and determine gas content from coal seams, without the need of a considerable volume of core test data. These methods have gained the trust of major oil and gas service companies as they are used more frequently nowadays.

Mullen (1988 and 1989) describe the linear correlation that is observed between ash content and density, as well as the correlation of ash content with the remaining three major components in coal (fixed carbon, humidity and volatile matter); this method has been widely used as it gives good results in gas content estimation. Similar works include: Mavor et al (1994 and 1996) where they conducted an exhaustive analysis on previous gas content and gas in place calculations, to decrease significantly the approximation error in the density log approach; the development of the Langmuir Rank equation in Hawkins & Olszewski (1992) for the estimation of gas content in coals, which is based in the theory for the adsorption of gases in solid surfaces presented by Langmuir (1918) and the calculation of gas content in coal by Kim (1977). These previous works are fundamental for the understanding of coal adsorption capacity and are the basis of this work.

There are also multiple works in the literature to estimate petrophysical parameters important for coal seam characterization, as a perfect example we have the work presented by Aguilera (1994) where by using fundamental petrophysical formulas, he is able to calculate cleat porosity by an iterative method that uses the resistivities at different depths of investigation in the coal seam.

In recent years, researchers have focused on developing new methods with the use of State of the Art logging tools for the direct estimation of gas contents in coal, relying less on the calibration of logs with core analyses data. Good examples of these new methods are the work presented by Harvey and Norcross (2010), where they propose the use of Resistivity Image Logs for cleat permeability determination; and the work presented by

Manescu and Bayford (2010), where they describe the use of NMR logs to determine cleat and matrix porosities in coal seams, as well as the possibility to determine gas content in coal cleats.

These and many other methods developed worldwide are presented in this work, the ones that were considered plausible to apply and use with the data and information obtained for the purpose of achieving the objective of this work, are presented in more detail in the upcoming Chapters.

II – Situación Actual y Panorama Futuro del CBM

2.1.- Origen de la exploración de metano en carbón (CBM)

Conforme el material orgánico se deposita y se forma el carbón durante el proceso de carbonización durante millones de años, el metano se genera naturalmente de éste. El gas metano penetra en la mayoría de los lechos de carbón adyacentes, debido a la gigantesca área superficial producto de una alta porosidad microscópica de esta roca sedimentaria, se estima que 1 libra de carbón tiene un área superficial de 55 campos de fútbol (Kuuskra et al, 1989), o bien se estima un aproximado de 160 a 300 metros cuadrados de área superficial por gramo de carbón, Beaton, 2003., de Bustin, 2001), se puede almacenar una inmensa cantidad de gas metano en las capas de carbón (CBM, *Coalbed Methane*) a diferentes profundidades, a diferencia del que se puede almacenar en otro tipo de roca como los yacimientos de gas de lutitas y de arenas comprimidas.

El mecanismo por el cual el metano es almacenado en el carbón difiere de los yacimientos convencionales y puede almacenar un volumen de gas de dos a tres veces mayor. El gas metano además de ocupar los espacios porosos como gas libre y estar disuelto en el agua, es adsorbido por las superficies de los microporos del carbón por medio de enlaces químicos débiles, en este caso el metano funge tanto como roca generadora como roca almacenadora.

El alto nivel explosivo del gas metano (5 a 15% por volumen de aire) ha hecho que sea necesaria su ventilación de las minas previo a la explotación del carbón, conforme la mina es más profunda el costo de ventilación aumenta. El uso de ventiladores potentes requiere de un elevado consumo de energía eléctrica, su ventilación a la atmósfera contribuye considerablemente a los niveles de metano y otros gases de efecto invernadero en la atmósfera, por lo que su explotación y uso ya sea solo de forma local en la mina, en una comunidad o de forma general resulta benéfico para la economía y el medio ambiente.

Conforme aumenta la profundidad, la calidad y rango del carbón, se tiene una mayor calidad del gas, este gas tendrá una mayor proporción de metano y una menor cantidad de otros gases como lo son el CO2 y el Nitrógeno, así como una mayor sorción a la superficie del carbón, ya que su estructura interna permite el almacenamiento adecuado del gas. Sin embargo este almacenamiento no será homogéneo, y será necesario realizar estudios como los Registros Geofísicos de Pozos, estudios geológicos y el análisis químico de muestras de núcleo en el laboratorio para identificar la distribución del gas, su abundancia y su calidad.

La mayoría del gas metano es producido in situ, ya sea como gas metano térmico, por descomposición microbiana o por descomposición catalítica del material orgánico en el carbón; siendo las dos primeras vías las más comunes; clasificando al carbón ya sea como de origen biogénico, termogénico o mixto. El gas de origen termogénico representa la mayor parte de los yacimientos de gas metano asociados a carbón (CBM).

El gas metano de origen biogénico es producto de la descomposición microbiana (principalmente por la descomposición de dióxido de carbono) del material orgánico en los yacimientos de carbón, se da en temperaturas que no superan los 56º C (Scott, et al., 1994), este tipo de gas se disolverá en el agua y migrará a formaciones adyacentes una vez que exista un sepultamiento y una compactación considerables. El CBM de origen

biogénico está presente principalmente en yacimientos de carbón someros por lo general en los bordes de cuenca. Existe la posibilidad de la introducción de nuevas bacterias a un yacimiento de carbón a través del agua percolada desde otra fuente la cual puede dar origen a la generación de gas biogénico secundario **(Figura 2.1.1)**.

El gas metano de origen termogénico se origina mediante una degradación química y térmica del carbón por encima de los 100º C (Hunt, 1979), a esta temperatura las bacterias que dieron origen al gas biogénico no pueden sobrevivir. La generación de gas metano termogénico se divide en una etapa temprana y la etapa tardía, el gas con este origen se encuentra en yacimientos de carbón profundos y a temperaturas altas **(Figura 2.1.1)**.

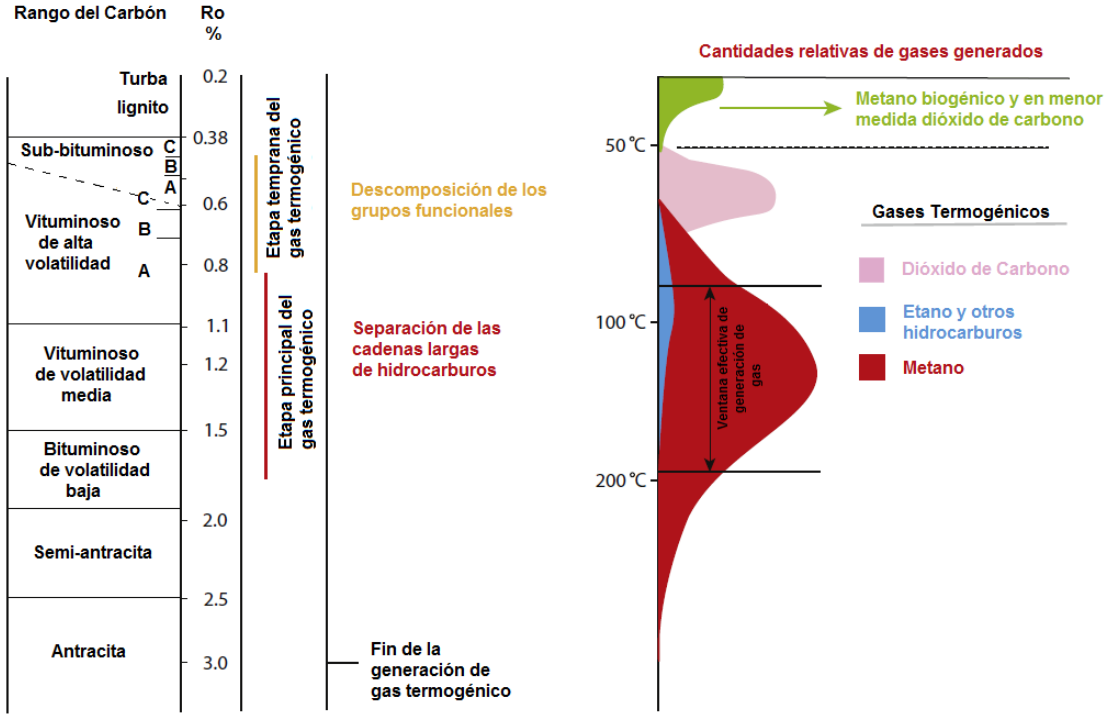


Figura 2.1.1.- Gráfico en forma de campana de Gauss de las ventanas efectivas de generación de gas metano biogénico y termogénico en el proceso de maduración térmica del carbón. *Del lado izquierdo tenemos los diferentes grados del carbón mineral con su respectivo coeficiente de reflectancia de la vitrinita (Ro%). En la parte de en medio y a la derecha tenemos las ventanas donde se genera la mayor cantidad de gas biogénico (en el lignito a una temperatura <50° C) y termogénico (de carbón sub-bituminoso a semi-antracita de 50° - ~200° C). El gas termogénico se presenta primero con altas concentraciones de dióxido de carbono seguido de una mezcla de etano y metano, teniendo una adsorción máxima de metano en temperaturas de aproximadamente 100° a 200° C en carbones bituminosos.*
Fuente: Modificado de Thakur et al. , 2014.

Uno de las cuencas de mayor importancia a nivel mundial por su calidad y niveles de producción de CBM resulta ser la cuenca de Black Warrior en Alabama, Estados Unidos de América, esta cuenca cuenta con espesores de 700 hasta 1300 metros de areniscas interlaminadas con lutitas, limolitas y capas de carbón de 25 metros con un rango de bituminoso de volatilidades alta y media en su mayoría, que en promedio contienen de

500 a 600 pies cúbicos de gas por tonelada (Ayers y Kelso, 1989). Un análisis de la composición del gas en esta cuenca dió los siguientes resultados (Hewitt, 1984., citado en Hallibuton, 2008):

Peso molar %	
Metano (CH_4)	96.2
Dióxido de Carbono (CO_2)	0.1
Nitrógeno (N_2)	3.4
Helio	0.26
Hidrógeno	0.01
Etano	0.01
C_{3+}	0.71

El gas obtenido de los yacimientos de carbón tiene un mayor contenido de metano que aquellos obtenidos en los yacimientos convencionales. Gases como el etano, el dióxido de carbono y el nitrógeno tienen una mayor afinidad a ser adsorbidos por el carbón por lo que son liberados después que metano; el gas metano asociado al carbón es de tan buena calidad que en la mayoría de los casos no es necesaria su purificación y puede ser utilizado de forma directa.

Estudios previos han demostrado que existen diversos parámetros que determinan la cantidad de gas metano asociado al carbón, como pueden ser la geología de la zona (geología estructural, hidrología y tectónica), el ambiente de depósito, distribución y rango del carbón entre otras.

El rango de carbón resulta ser el parámetro más importante para la determinación de la cantidad de gas en los yacimientos de carbón, entre los diferentes métodos actuales para la determinación del rango del carbón, el método de la Reflectancia de la Vitrinita (Ro) es de los más precisos y sencillos.

Para el caso del gas de origen biogénico, este se genera en carbones con un valor de reflectancia de vitrinita Ro < 0.3% (Claypool y Kaplan, 1974., citado en Thakur et al., 2014), se sabe que para yacimientos de carbón con valores de reflectancia mayores a 0.8% es casi imposible que se genere gas de forma biogénica por las altas temperaturas.

En el caso del gas de origen termogénico, tenemos que este comienza a generarse en su etapa temprana en carbones con alto contenido de hidrógeno y con un valor de reflectancia de la vitrinita Ro de aproximadamente 0.6% que corresponde a carbones bituminosos de volatilidad alta C. En esta etapa se generan también gases como el etano y el propano. La etapa de mayor generación de gas metano se tiene con un valor de reflectancia de la vitrinita de aproximadamente 1.2%, que corresponde a carbones bituminosos de alta volatilidad B y bituminosos de volatilidad media, la proporción de metano con respecto a otros gases aumenta considerablemente.

Hasta un valor de Ro de 1.8% habrá generación de gas metano termogénico pero este se detiene abruptamente para valores de Ro > 3.0%. A lo largo de este proceso también se tiene una ventana importante de generación de otros productos como agua y metano **(Figura 2.1.1)**.

La producción de CBM depende directamente de la permeabilidad del yacimiento de carbón así como de su distribución, el flujo del gas a su vez depende directamente de la disposición de las diaclasas y de las fracturas naturales del carbón. Es común que el gas se encuentre distribuido de forma heterogénea en el yacimiento y que sea necesario realizar un estudio detallado con muestras de núcleo y registros geofísicos de pozos en conjunto para su evaluación.

El gas presente en los yacimientos de carbón se encuentra confinado por la presión generada por el agua en la formación; es necesario disminuir esta presión inicialmente extrayendo agua por uno o varios pozos en la formación inicialmente para que se llegue al punto crítico de presión en donde el gas adsorbido pasará de los microporos a las diaclasas y de ahí al pozo para su producción. La cantidad de agua producida disminuirá abruptamente después de uno o dos años o incluso de unos pocos meses y se mantendrá en un nivel reducido durante el periodo de vida restante del pozo.

El contenido de gas es el principal factor que definirá los niveles de producción en un proyecto de CBM, seguido por la capacidad de adsorción y de almacenamiento del carbón, el cual depende del rango y la composición maceral. El carbón puede tener hasta 1000 pies cúbicos de metano por tonelada de carbón.

2.2.- Futuro del Gas Natural y el CBM a nivel mundial

El gas natural está compuesto en su mayoría por metano, es un gas incoloro, inodoro e insípido. Factores como la necesidad de una fuente energética abundante, limpia y segura han hecho que en países desarrollados tengan planes a largo plazo de sustituir su dependencia energética del petróleo y el carbón por el gas natural. Las fuentes no convencionales como el gas de lutitas (*shale gas*), las arenas compactas (*tight gas*) y el gas metano asociado a yacimientos de carbón (*Coalbed Methane: CBM*) juegan un papel muy importante en la actualidad **(Figura 2.2.1)**.

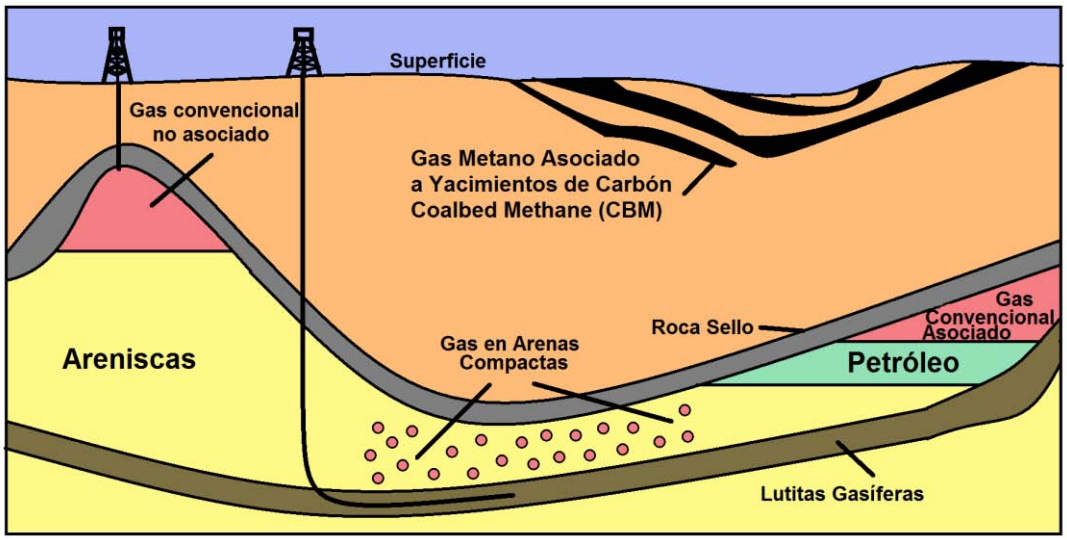


Figura 2.2.1.- Esquema simplificado de la geología de los yacimientos de gas natural.
Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration y U.S. Geological Survey, modificado de: U.S. Geological Survey Fact Sheet 0113-01 (dominio público).

Problemas de seguridad y de confianza por parte de los gobiernos para optar por la energía nuclear y la poca eficiencia de las energías alternativas (solar, eólica, biomasa, etc.), aunados al gran potencial del gas natural, contribuyen a que se esté dando una transición progresiva hacia el uso del gas natural **(Figura 2.2.2)**; sobre todo para la generación de energía eléctrica y en la industria del transporte. El gas metano produce menos emisiones que cualquier combustible fósil, teniendo un impacto menor para el medio ambiente que el carbón o el petróleo.

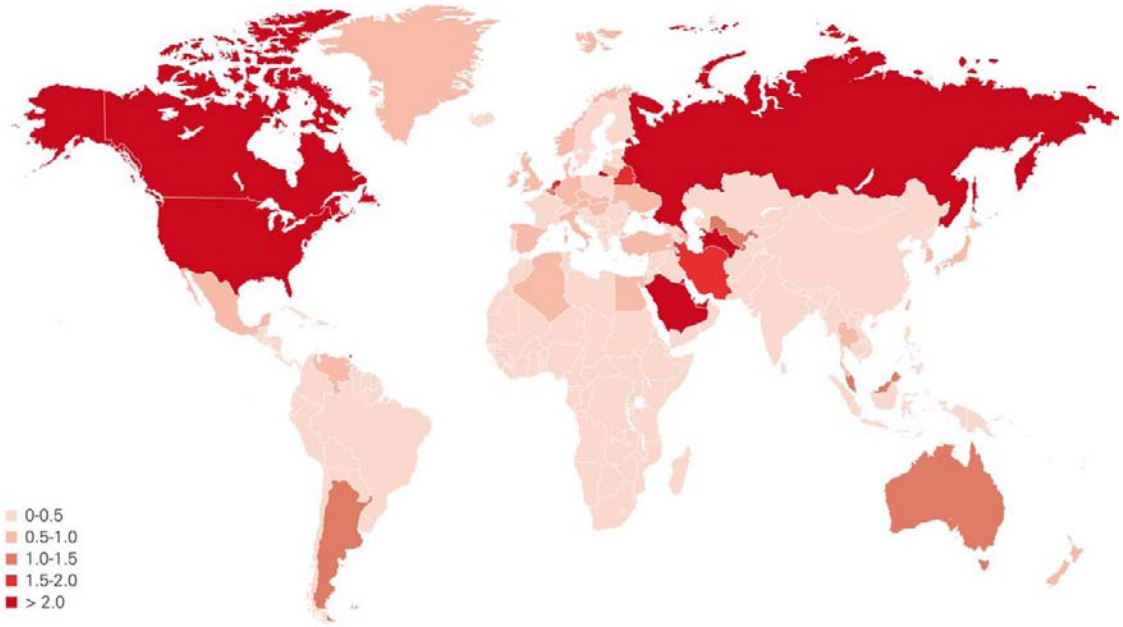


Figura 2.2.2.- Consumo de gas natural per capita en toneladas de petróleo crudo equivalente, 2015.
América del Norte es una de las regiones del Mundo con mayor consumo de gas natural.
Fuente: Modificado de BP Statistical Review of World Energy 2015, incluye datos de Cedigaz.

Si se toma como ejemplo a un país como Estados Unidos de América se puede observar que para el año 2014, del consumo total de energía en el país un 35% provino del petróleo, seguido de un 28% del gas natural, 18% del carbón, 10% de renovables y el 8% de energía nuclear. En la última década el uso de gas natural ha ido aumentando y se espera que llegue un punto donde reemplace al petróleo como la principal fuente energética **(Figura 2.2.3)**, también cabe señalar que cerca del 10% de la extracción total de gas natural en este país proviene directamente de yacimientos de CBM. En Canadá se estima que el gas proveniente de yacimientos de CBM representa más del 20% de la producción total de gas natural.

En 2014 la producción de gas natural fue la mayor en la historia de este país gracias a la eficiencia en la perforación sobre todo de yacimientos no convencionales **(Figura 2.2.4)**.

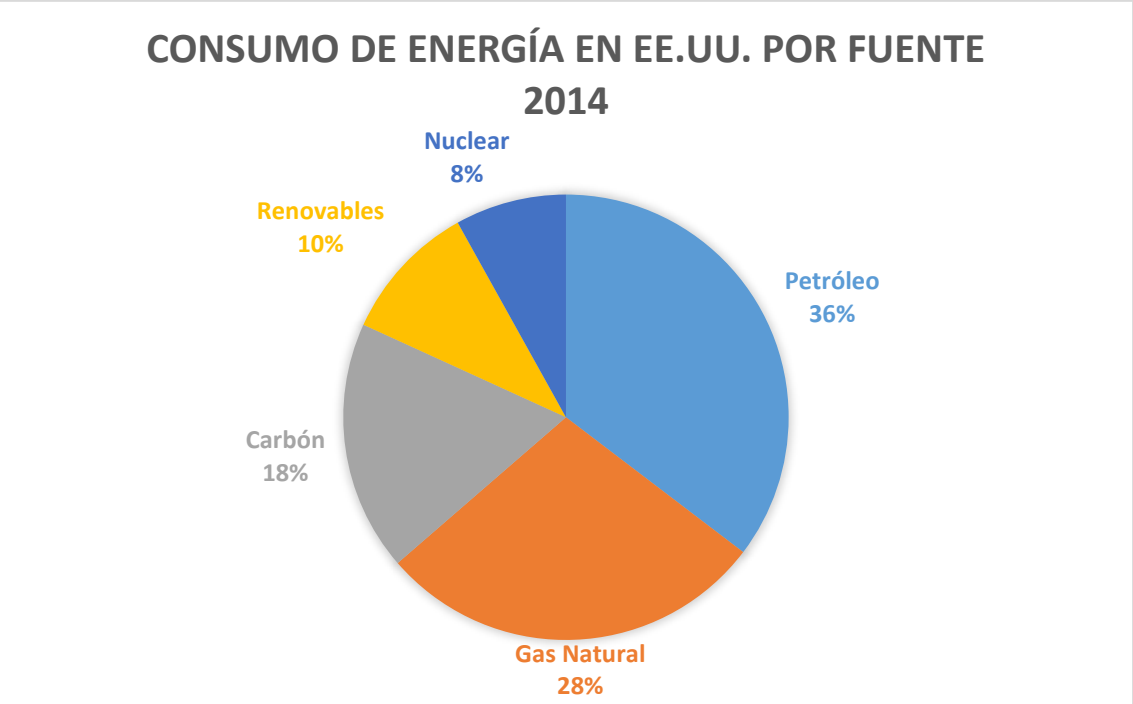


Figura 2.2.3.- Porcentajes de consumo de energía en EE.UU. por fuente, 2014.
Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration, Monthly Energy Review, Table 1.3 and 10.1 (March 2015), Preliminary data.

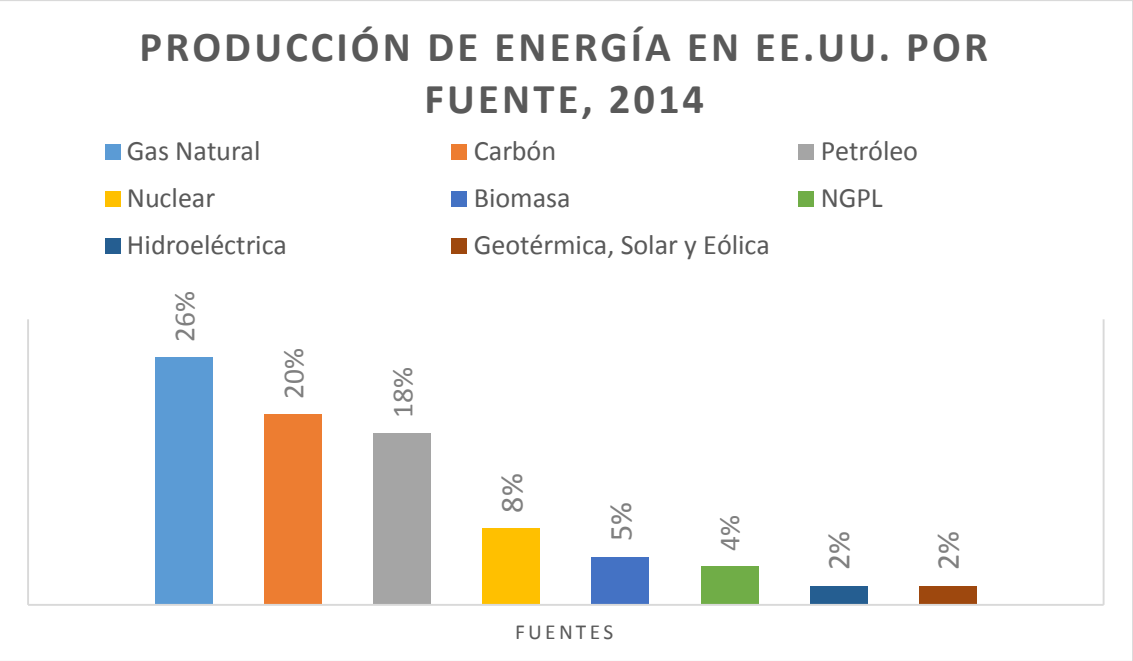


Figura 2.2.4.- Producción de Energía en EE.UU. por fuente, 2014.
NGPL (Natural Gas Plant Liquid) se refiere a los hidrocarburos líquidos producto del gas natural en las plantas de procesamiento, productos importantes para la manufactura de plásticos y gasolina.
Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration, Monthly Energy Review, (March 2015), Preliminary data.

De acuerdo al Statistical Review of World Energy 2015 de BP, en el mundo se cuentan con 6,606.4 Billones de pies cúbicos (TCF) de reservas totales de gas natural (187 Billones de metros cúbicos), de estas se estima que cerca del 15% corresponden a fuentes no convencionales, entre ellas el CBM **(Figura 2.2.5)**. De acuerdo al World Energy Outlook 2011 se estima que para 2035 la mayor parte de la producción de los recursos no convencionales provendrá del gas metano asociado a yacimientos de carbón y a las lutitas gasíferas, y el uso de gas proveniente de fuentes no convencionales ascenderá a cerca del 22%.

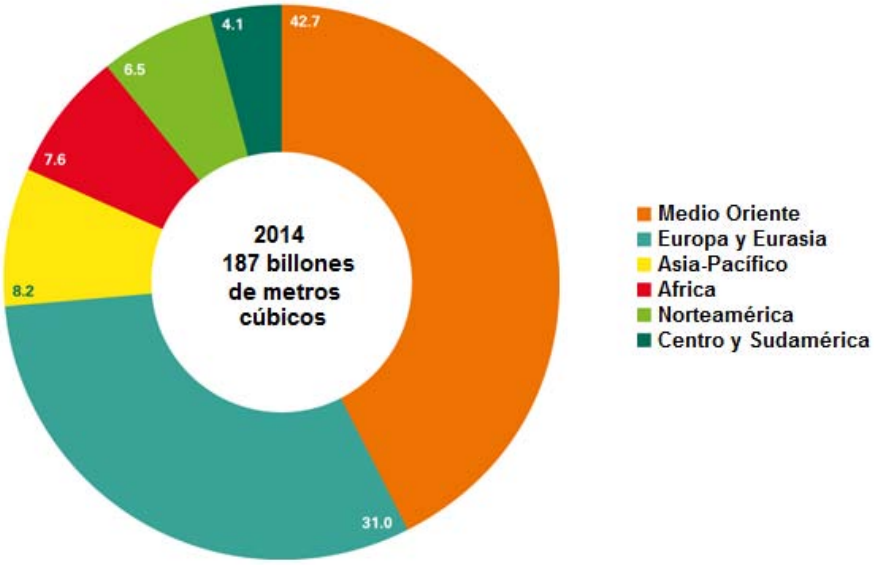


Figura 2.2.5.- Distribución Mundial de las Reservas de Gas Natural Probadas, 2014.
Fuente: Modificado de BP Statistical Review of World Energy 2015.

Además de acuerdo a a la U.S. Energy Information Administration en Estados Unidos de América el gas natural se emplea para la generación de energía eléctrica y para la producción de otros materiales como el acero, el vidrio, papel, etc., en los hogares es utilizado para la calefacción, la cocción de alimentos y en calentadores de agua **(Figura 2.2.6)**.

Futuros avances en la tecnología de extracción del CBM harán posible que se incremente la producción al poder extraer gas de regiones en las cuales no es posible en la actualidad. Además se pueden tener beneficios importantes al medio ambiente reduciendo las emisiones de metano y dióxido de carbono, y se puede incrementar la seguridad de las minas de carbón.

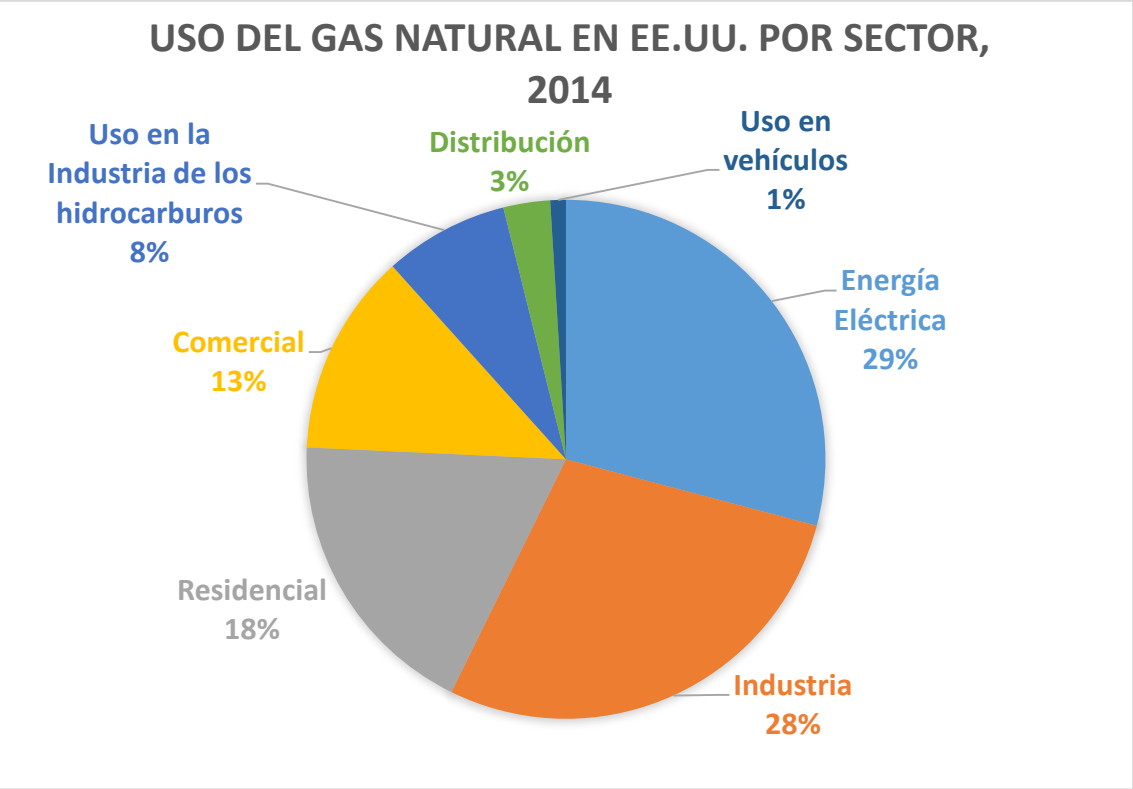


Figura 2.2.6.- Uso del Gas Natural en EE.UU. por sector, 2014.
Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration, Natural Gas Monthly (February 2015), Preliminary data.

2.3.- Abundancia del CBM a Nivel Mundial

Se estima que a nivel mundial se cuentan con reservas de CBM de entre 4000 y 7500 billones de pies cúbicos (TCF), y se producen 3 billones de pies cúbicos (TCF) por año (**Figura 2.3.1**).

Los proyectos de CBM tienen un periodo de vida promedio de 20 años en donde el nivel de producción disminuye poco a poco durante este periodo de tiempo, por lo cual el CBM resulta atractivo no sólo para su uso a largo plazo en plantas de generación de energía eléctrica, sino también en la industria del transporte. Las reservas no convencionales están mejor distribuidas que las convencionales y se estima que con las tasas de consumo actuales se tienes reservas para tener un abastecimiento por más de 75 años y para satisfacer los incrementos en la demanda.

El CBM puede ser extraído tanto de yacimientos de carbón profundos, los cuales son imposibles de explotar y de minas subterráneas. Se puede iniciar un proyecto de CBM básicamente en donde se tengan yacimientos de carbón de una extensión considerable. Más de 50 países tienen reservas de carbón considerables, entre estos países se encuentran Rusia, Estados Unidos, China, Alemania, Polonia, Australia, Canadá, Reino Unido y la India.

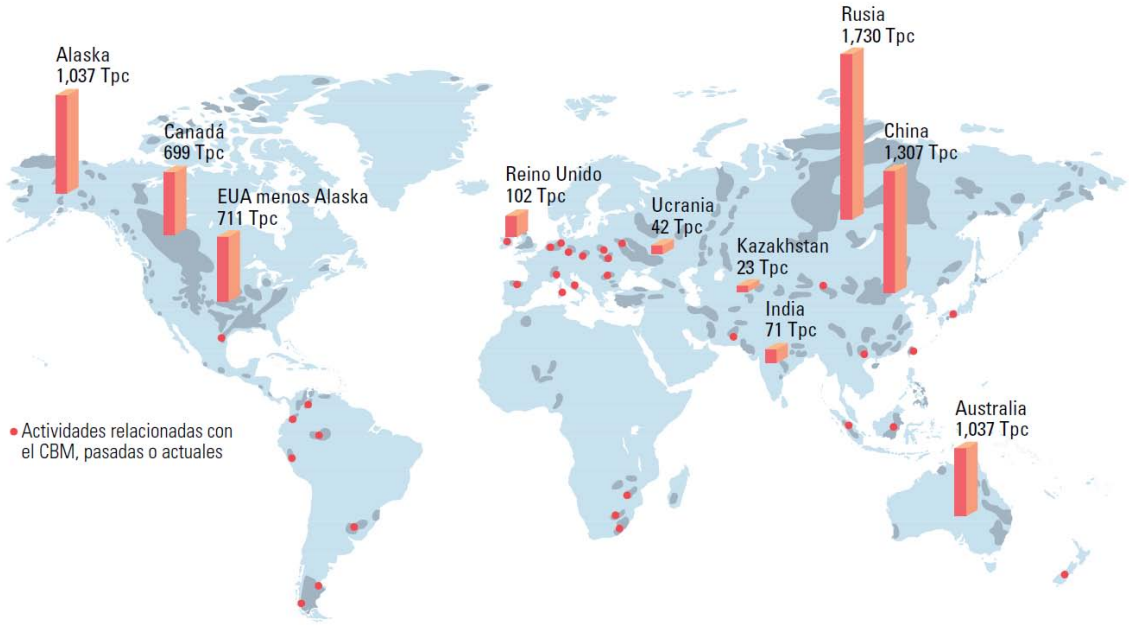


Figura 2.3.1.- Reservas mundiales de CBM.
En billones de pies cúbicos (TCF o Bpc en español) por región; los países con mayores reservas son Rusia, EE.UU., China, Canadá, Australia, Reino Unido, India, Ucrania y Kazakhstan. Los puntos rojos representan zonas donde se tiene registros de actividad de CBM pasada o futura.
Fuente: De Al-Jubori et al., 2009.

2.4.- Perspectiva del CBM para México, situación actual y potencial

En México se conocen diversos yacimientos de carbón a pesar de no ser uno de los mayores recursos energéticos del país. Debido a la distribución, abundancia y propiedades físicas de los carbones bituminosos y sub-bituminosos del norte del país, todo parece indicar que solamente sería rentable la explotación de CBM para su uso general en la región carbonífera de Coahuila.

Anteriormente, el Artículo 27 de la Constitución Mexicana indicaba que todos los hidrocarburos eran propiedad de los mexicanos y que la empresa responsable de la exploración, producción y comercialización de estos era PEMEX, al ser un hidrocarburo el gas metano entraba en esta clasificación. El gas metano era ventilado a la atmósfera ya que las empresas mineras que explotaban las minas de carbón no podían recuperarlo y PEMEX no tenía interés en la extracción de gas metano de los yacimientos de carbón, ya que se enfocaba en los yacimientos convencionales.

En la década de los 90s se inicia un programa de degasificación en la mina Pasta de Conchos mediante pozos verticales, ya que los niveles de metano en el aire superaban el 1%. No fue sino hasta hace 10 años que se modificó la ley para que las compañías mineras pudieran recuperar el gas de las minas de carbón. (Querol, 2006).

Minerales Monclova es una de las empresas con mayor interés en la degasificación, recuperación y uso del CMM (*Coal Mine Methane*) y CBM de las minas de Coahuila. El *Coal Mine Methane* se refiere al gas recuperado de las minas activas de carbón.

Esta empresa reportó niveles de gas *in situ* de 343 a 480 pies cúbicos de gas por tonelada (scf/ton) en la cuenca de Sabinas y de 411 a 618 scf/ton en la cuenca de Saltillito; el nivel de gas varía con la profundidad y presenta un contenido de metano del 97%. La permeabilidad de los yacimientos es de 33 mD a 180 m y decrecen un orden de magnitud conforme la profundidad aumenta cada 300 m según Santillan, 2004 (citado por Querol-Suñe, 2006).

La base de datos de la Global Methane Initiative identifica un proyecto activo y dos proyectos propuestos de recuperación de CMM de minas subterráneas en México. El proyecto activo usa el gas metano recuperado como combustible de caldera y los propuestos son para la generación de energía eléctrica y su uso en las minas (M2M Projects, 2010).

El Gas Natural en México

La red de gas natural supera los 9,173 Km y cuenta con 12 estaciones de compresión, además contaba con 10 interconexiones de gas natural con EE.UU. a finales del 2007. Los proyectos de recuperación de CBM están más que nada limitados por la industria energética y no por la infraestructura existente; si se tuvieran más proyectos de extracción de CBM y CMM todo parece indicar que sería competitivo en la industria y ayudaría a satisfacer en mayor medida la demanda de gas natural en México. (EIA, 2010).

Las reservas remanentes (la diferencia entra las reservas y la producción acumulada a una fecha dada) de gas natural en México ascendieron a 61,641 miles de millones de pies cúbicos (BCF) al 1º de enero de 2012. De acuerdo a la ubicación de los yacimientos de gas natural en el país; la región norte de México concentra cerca del 55.1% de este volumen, la región marina suroeste el 23.7%, la región marina noreste el 7.2% y la región sur el 14% **(Figura 2.4.1).** Las reservas potenciales de CBM en Coahuila representan cerca del 13% de las reservas de gas natural calculadas por PEMEX (Querol, 2006).

México no llega a satisfacer su demanda de gas natural con su producción interna, por lo que se ve obligado a importarlo de países como EE.UU., Qatar, Perú y Nigeria, importando cerca de 2,130 Millones de pies cúbicos de gas diarios (MMpcd) (Prospectiva Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, SENER).

En general el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica en el país ha aumentado, principalmente de gas natural, seguido del combustóleo y el coque de petróleo. El consumo de combustibles a nivel nacional para la generación de energía eléctrica ascendió a 5,319.3 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne) en 2012, dividido en los sectores público y privado, y representa un 46.6% del uso de gas natural en el país **(Figura 2.4.2 y Figura 2.4.3)**.

En México existen 3 regiones principales con yacimientos importantes de carbón: Sabinas y Fuentes-Río Escondido, Coah., el Noroeste de Oax., y el Sur de Hermosillo, Son. La región carbonífera del Estado de Coahuila produce más del 90% del carbón producido en México, esta es una zona de cerca de 12,000 km^2 (Wallace, 2009).

En la actualidad no existe ningún proyecto de CBM en México (no se debe confundir con proyectos de captura de CMM), el país tiene un potencial de 249 mil millones de metros

cúbicos (8,793 billones de pies cúbicos), (Scott and Ambrose, 2004, citado por Querol-Suñe,2006).

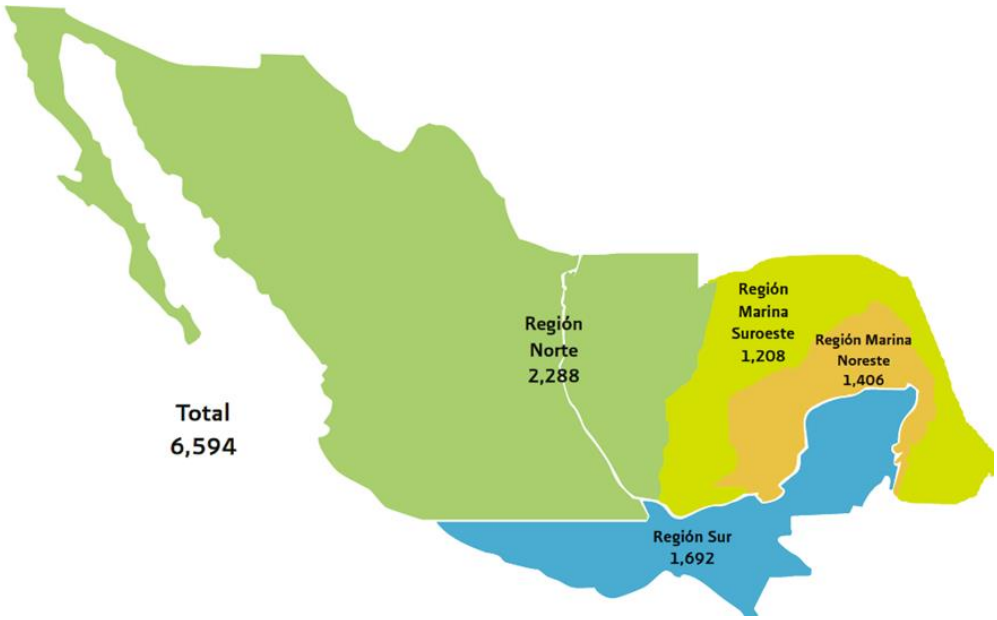


Figura 2.4.1.- Mapa de la República Mexicana con la división de las regiones gasíferas del país y su extracción de gas en millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) el cual muestra una mayor cantidad de yacimientos de gas en la región Norte.
Fuente: Tomado de Secretaría de Energía: Prospectiva del Mercado de gas natural 2012-2026, con base en PEMEX.

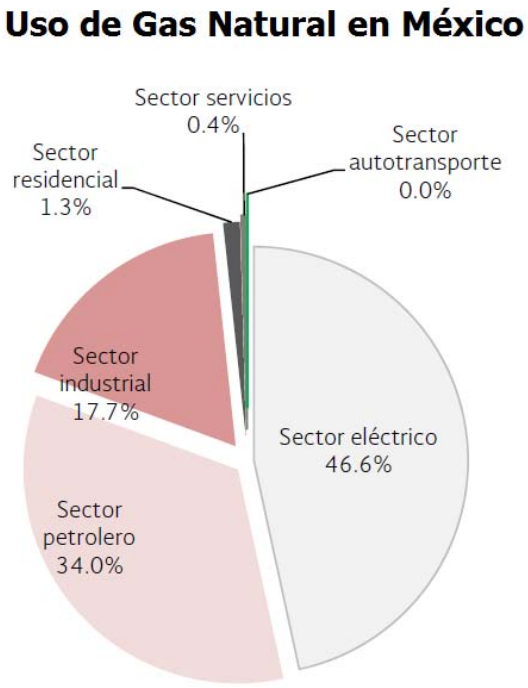


Figura 2.4.2.- Distribución del Uso del Gas Natural en México por Sectores.
Fuente: Prospectiva Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, SENER (con información del IMP).

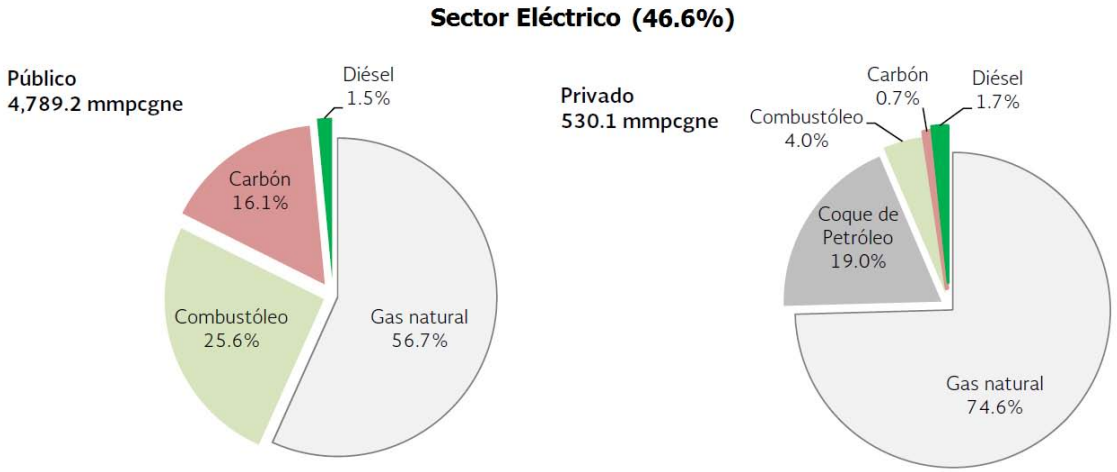


Figura 2.4.3.- Generación de energía eléctrica en México por fuente.
Fuente: Tomado de Prospectiva Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027, SENER (con información de CFE, CRE e IMP).

Estudios anteriores indican que cerca de 60 pozos en la cuenca de Sabinas podrían producir 510 metros cúbicos de gas al día por un periodo de 20 años. (Eguiluz de Antuñano y Amezcua Torres, 2003).

Se espera que los cambios en la legislación y la apertura al sector privado sean incentivos para que se inicien nuevos proyectos de extracción de metano asociado a yacimientos de carbón en México dentro de los próximos años.

2.5.- Geología de los Yacimientos de Carbón en México y Norteamérica

Las cuencas sedimentarias de América del Norte en donde se formaron yacimientos de carbón poseen una historia tectónica muy diversa, en donde esfuerzos compresivos y distensivos dan origen a fallas que son de gran importancia y definen las propiedades de los yacimientos de CBM **(Figura 2.5.1)**. El carbón en América del Norte se generó en los periodos del Cretácico (145 – 66 m.d.a. aprox.), Terciario (66 – 2.5 m.d.a. aprox), y principalmente en el Carbonífero (358.9 – 258.9 m.d.a.). Salvo algunas excepciones los carbones más recientes (Cretácico y Terciario) son de menor rango.

Para darse una idea general los primeros yacimientos de carbón se originaron en el Silúrico del Paleozoico, y en América del Norte (Canadá) además existe material parecido al carbón proveniente de algas del Precámbrico.

Las principales cuencas carboníferas en los Apalaches se formaron durante el periodo Pensilvaniano del Paleozoico y tienen un mejor rango que los carbones más recientes, por lo general estos carbones resultan óptimos para la extracción de metano.

Durante el carbonífero, el Oeste de Norteamérica era una gran planicie con poca elevación, los esfuerzos tectónicos compresivos crearon concavidades de gran extensión en la superficie dando lugar a cuencas sedimentarias; la tasa de depósito de sedimentos

en estas cuencas superó a la tasa de subsidencia (Tissot y Welte, 1984) originando que la cuenca se llenara y existieran las condiciones ideales para que se formaran pantanos en donde se depositaría material orgánico; posteriormente una nueva subsidencia de la cuenca sepultaría todo este material orgánico para que el ciclo comenzara nuevamente.

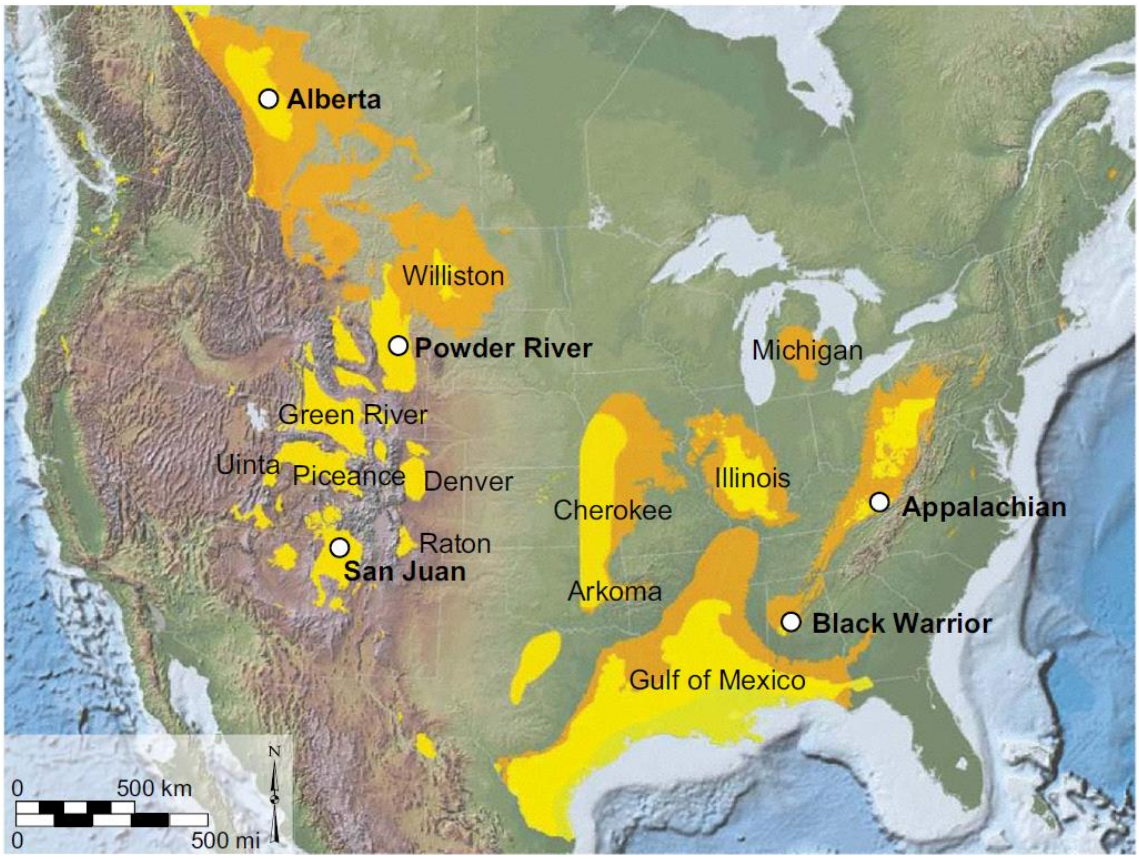


Figura 2.5.1.- Mapa generalizado de las cuencas productoras de CBM en América del Norte, los puntos blancos señalan las cuencas con principal producción.
Fuente: Tomado de Thakur et al., 2014., p.32.

Durante este periodo la glaciación dio como resultado cambios de alta frecuencia en el nivel del mar, por lo que se tienen secuencias estratigráficas cíclicas (ciclotemas) de sedimentos marinos y terrestres, con capas de carbón continuas y de espesor considerable.

La formación Pocahontas al sureste del estado de Virginia, EE.UU. representa el mejor ejemplo de este periodo, siendo la formación más antigua en la cual se desarrollan proyectos de extracción de CBM al este de este país; como ejemplo se tiene la cuenca de Black Warrior en el estado de Alabama **(Figura 2.5.1 y Figura 2.5.2)**.

En el periodo del Cretácico se dio la formación del Mar Interior Occidental o Mar del Cretácico, este se extendía desde lo que hoy en día es Alaska y Groenlandia hasta el Golfo de México, dividiendo a lo que hoy es América del Norte a lo largo de su evolución en dos y tres grandes secciones, además teniendo una extensión de más de 3,200 Km **(Figura 2.5.3)**. Durante este periodo se depositaron los yacimientos de carbón más importantes al Oeste de América del Norte, en lo que sería la costa Oeste del Mar del Cretácico; durante

este periodo y especialmente en el Cretácico tardío se tuvo poca variación en el nivel del mar, lo que dio origen a la disposición de capas gruesas de carbón de hasta 10 metros en yacimientos aislados con propiedades diferentes.

Los principales depósitos de este periodo corresponden a las cuencas de carbón situadas en las Montañas Rocallosas, desde el estado de Nuevo México hasta el Suroeste de Canadá. Dentro de las cuencas más importantes en este periodo se encuentran la cuenca de San Juan al noroeste de Nuevo México y al suroeste de Colorado, la cuenca de Ratón en la frontera entre estos dos mismos estados de EE.UU., y la cuenca de Alberta situada en el estado canadiense con el mismo nombre.

Posteriormente durante el Paleoceno y Eoceno el Mar del Cretácico tuvo una regresión en donde se formaron carbones someros en lo que actualmente es el Noroeste de los Estados Unidos de América. La cuenca de mayor importancia formada en este periodo corresponde a la cuenca de Powder River en Wyoming.

Se tienen diferentes teorías de la formación de los yacimientos de carbón del Terciario, sin embargo estas formaciones se caracterizan por presentar una heterogeneidad en los cuerpos de areniscas, lutitas y carbón.

Los esfuerzos tectónicos transportan los yacimientos de carbón a profundidades más someras y permiten el flujo de agua de la superficie, para la generación de metano biogénico secundario. En algunos casos cuando los esfuerzos son de distención, se separan los yacimientos de carbón, dando lugar a que se desarrollen zonas con diferentes características en el carbón.

Las formaciones de carbón que datan del Pérmico al Jurásico no son de gran interés para la industria del CBM en América del Norte, al no contener grandes cantidades de carbón del rango y calidad requeridos, y cuyas propiedades permiten la generación y sorción de metano.

México

El carbón en México tuvo su origen en tres periodos principalmente: el primero corresponde al Triásico-Jurásico, el segundo al Cretácico tardío y el tercero al Eoceno. Como se mencionó anteriormente, los carbones antracíticos del Triásico-Jurásico en los estados de Sonora y Oaxaca tienen poca importancia económica (Querol Suñe, 2006). Todos estos yacimientos corresponden a periodos Post-Devónicos.

Se sabe de la presencia de yacimientos de carbón en diversos estados del país, pero más del 90% de la producción de carbón en México proviene de tres zonas claves: Coahuila, Oaxaca y Sonora **(Figura 2.5.4)**. En el Cretácico Tardío se formó el carbón de las cuencas de Sabinas y Fuentes-Rio Escondido en Coahuila, las de Ojinaga y San Pedro Corralitos en Chihuahua, y la de Cabullona en Sonora. El lignito de Colombia-San Ignacio en Coahuila pertenece al Eoceno del Paleogeno. (Querol Suñe, 2006). Además la cuenca de Sabinas en Coahuila es una extensión geológica del lignito del llamado campo suroeste de Texas (Wallace, 2009), esta es la cuenca de mayor importancia en el país representando más del 90% de la producción de carbón en México.

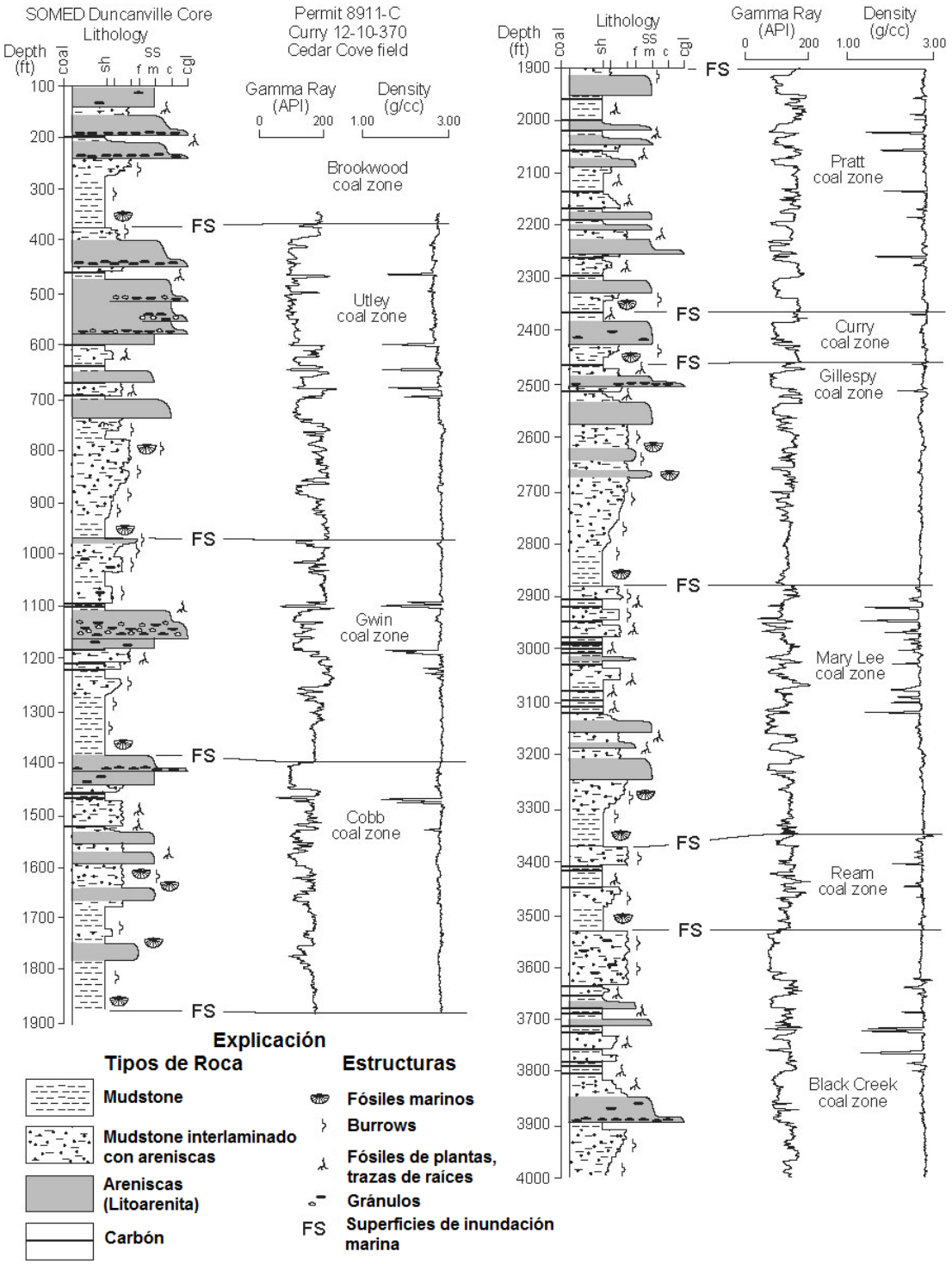


Figura 2.5.2.- Respuesta típica de los Registros Geofísicos de Pozos de Rayos Gamma y Densidad en el Campo de Cedar Cove de la Cuenca de Black Warrior en la formación Pottsville, Alabama. Se puede apreciar una alternación de estratos de origen marino y terrestre entre láminas delgadas de carbón; lo cual es común en las formaciones del Pensilvánico al este de Norteamérica.
SOMED: University of Alabama School of Mines and Energy Development.
Fuente: Modificado de McIntyre et al., 2003, a su vez modificado de Pashin and Hinkle, 1997.

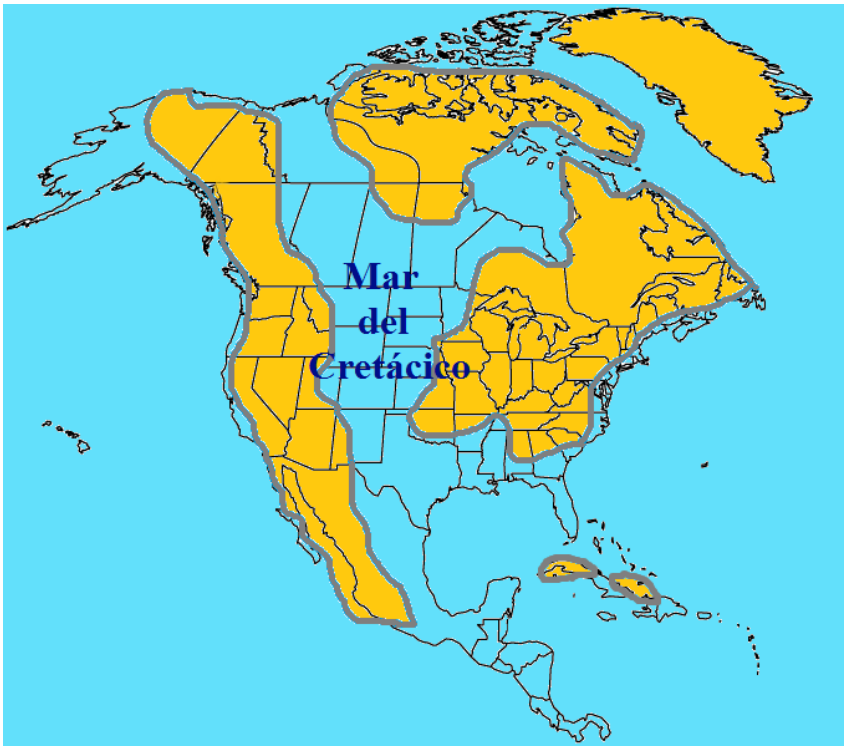


Figura 2.5.3.- Ubicación relativa del Mar Interior Occidental o Mar del Cretácico en el Periodo Cretácico Tardío en lo que actualmente es América del Norte.

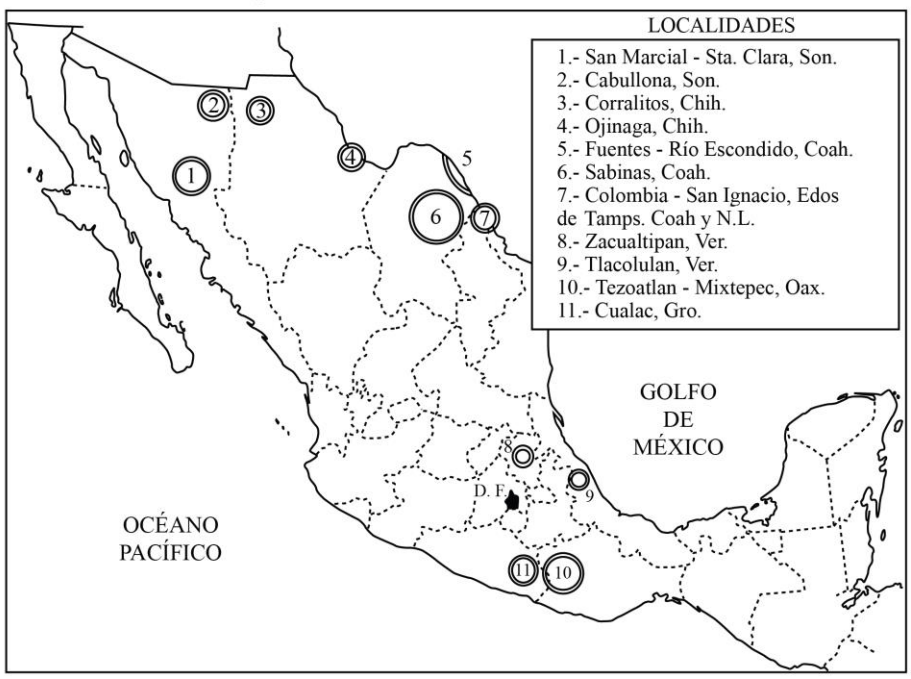


Figura 2.5.4.- Mapa de la República Mexicana con las regiones carboníferas más importantes.

Fuente: Tomado de Corona et al., 2006, el cual fue a su vez modificado de Salas y Benavides 1976.

La cuenca de Sabinas se divide en dos grandes regiones que a su vez se subdividen en subregiones: Fuentes-Río Escondido y Sabinas-Monclova. A su vez la cuenca de Sabinas se subdivide en 8 sub-cuencas **(Figura 2.5.5)**.

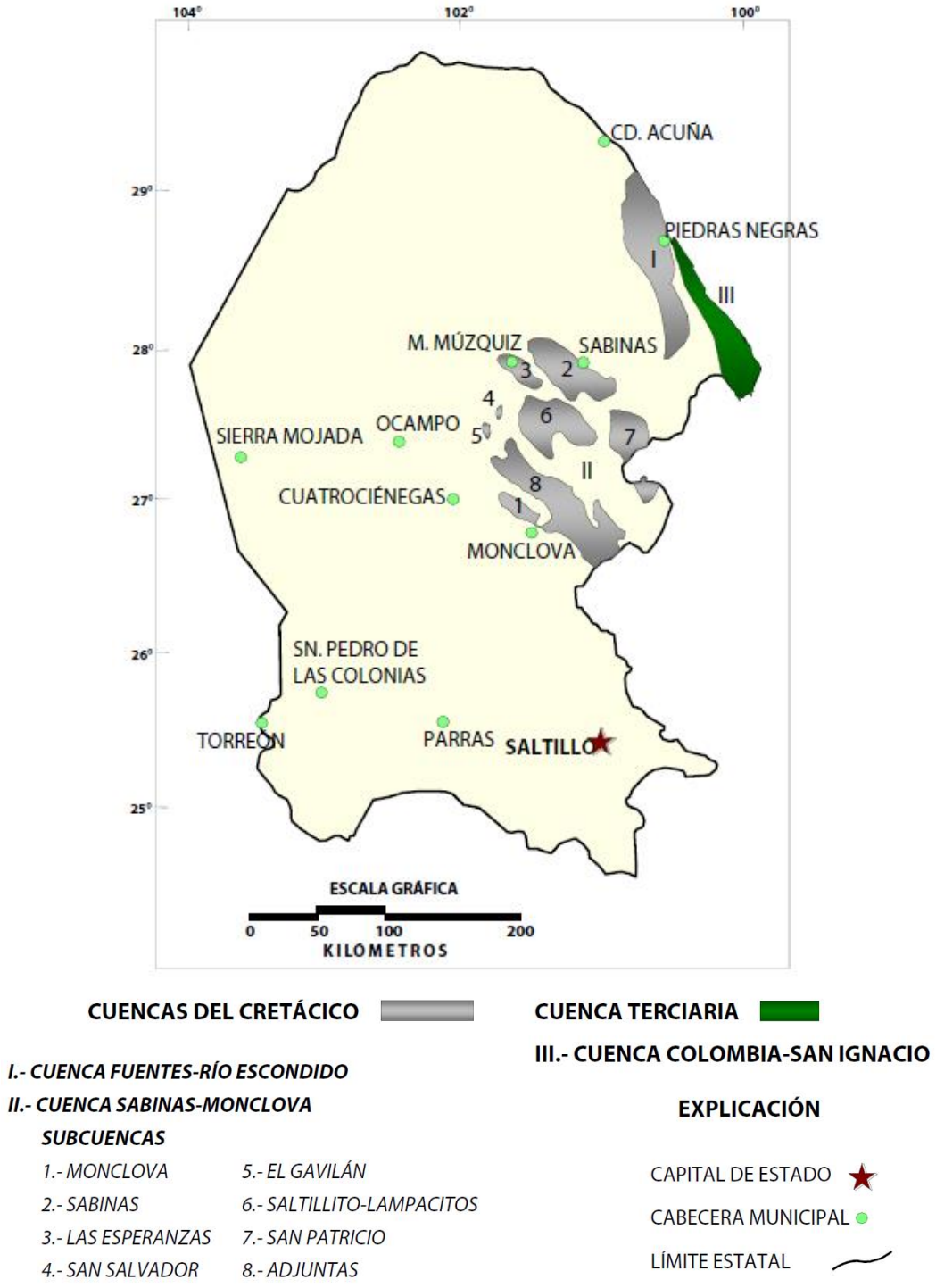


Figura 2.5.5.- Región carbonífera de Coahuila. Las cuencas principales podemos dividirlas en las del Cretácico y las del Terciario, en las del Cretácico con el número (I) tenemos la Cuenca Fuentes-Rio Escondido y con el número (II) las ocho subcuencas de la cuenca Sabinas-Monclova. La número (III) corresponde a la Cuenca Colombia-San Ignacio del Terciario.
Fuente: *Tomado de Panorama minero del estado de Coahuila, SGM, CG Minería, 2011.*

Se considera que la Paleo-península de Coahuila en el Jurásico Tardío y el Cretácico temprano, jugó un papel fundamental en el depósito de los sedimentos de la actual cuenca de Sabinas; ya que al inicio de este periodo se llevó a cabo una importante transgresión del nivel del mar cubriéndola por completo. Posteriormente hacía el final del Cretácico los sedimentos sufrieron una deformación producto de la orogenia Laramide, causando una regresión marina hacia el este. Casi al final del Cretácico la zona se situaba en una planicie deltáica con un alto contenido de vegetación la cual propicio el depósito de materia orgánica. Este material orgánico posteriormente sería comprimido y elevado de turbas y lignitos a carbones de rango mayor como bituminosos y sub-bituminosos gracias a los esfuerzos tectónicos de aquel periodo (Salas y Benavides, 1976., citado en Corona et al., 2006).

El carbón en la cuenca de Sabinas-Monclova y sus sub-cuencas es principalmente carbón sub-bituminoso de volatilidad media, la litología de la cuenca de Fuentes-Rio Escondido es muy similar a la de Sabinas-Monclova, sin embargo, esta presenta horizontes de carbón del rango de sub-bituminoso de volatilidad alta C. En la zona se presentan capas de carbón desde los pocos metros en superficie hasta los 250m de profundidad, sus espesores van de los pocos centímetros hasta los 2.5 m, y su separación puede ser desde 0.5m hasta los 20m (Rivera y Alcocer, 2003., citado en Corona et al., 2006).

2.6.- Comparativa entre el CBM y los yacimientos de gas convencionales

Diferencias importantes diferencias entre los yacimientos de metano asociados a carbón y los yacimientos de gas convencionales hacen que sea relevante señalar las diferencias entre ambos. A pesar de que existen algunas similitudes en la forma en la que se explotan ambos y la tecnología empleada en un principio fue la misma, las propiedades físicas del carbón, la forma en la que se almacena y libera el gas de éste, así como también el comportamiento de los niveles de producción, ha propiciado que se lleven a cabo investigaciones de las propiedades del carbón y del CBM para su mejor comprensión. Mucho de lo que se sabe hoy del carbón ha sido gracias a esos estudios.

En cuanto a niveles de producción, ambos son extremadamente variables, a pesar de que el CBM puede llegar a tener niveles altos de producción de gas al igual que los yacimientos convencionales desde un principio, normalmente estos ascienden gradualmente conforme se descarga el agua del yacimiento de carbón de acuerdo a los niveles de presión. El nivel de producción llega a un nivel máximo, el cual se mantiene relativamente constante y disminuye lentamente en el periodo de vida de los pozos de CBM, que por lo general llega a ser de 20 a 30 años. La calidad del gas asociado a los yacimientos de carbón es excelente, compuesto casi por completo de metano ya que otros gases como el CO2 y el nitrógeno son más fácilmente adsorbidos por el carbón y permanecen en ese estado aún después que el metano es desorbido. En ocasiones no es necesario purificarlo y es directamente almacenado para su uso.

A diferencia de los yacimientos convencionales, en donde el gas ocupa el espacio libre en una determinada litología y se almacena por compresión, los yacimientos de carbón almacenan el gas mediante la adsorción a la superficie microscópica del carbón por fuerzas de Van Der Waals, debido a las condiciones de presión y temperatura presentes en el yacimiento. Puede que un poco del gas total sea disuelto en el agua del yacimiento de carbón pero esté es poco comparado con el gas adsorbido. La producción de agua del

yacimiento de CBM es importante para el efecto de la producción de gas, conforme que se produce el agua del yacimiento de carbón, la presión reducirá gradualmente, una vez que disminuye por debajo del punto de saturación el gas comenzará a ser desorbido de la micro-superficie del carbón y de ahí irá de las diaclasas y fracturas al pozo. Se debe recordar que el carbón funge tanto roca generadora como almacenadora.

La cantidad del agua producida y el tiempo dependen directamente del yacimiento y del número de pozos que se tengan, por lo que el costo puede aumentar demasiado en un proyecto de CBM y es importante tomar en cuenta este factor al planear un proyecto y ver si es rentable. Como ya se ha mencionado anteriormente, primero se producirá agua del pozo previo a producir cantidades significativas de gas, lo cual puede durar meses o incluso algunos años, más sin embargo, el nivel de agua producida decaerá abruptamente mientras el nivel de producción de gas aumentará y se mantendrá en niveles constantes durante décadas **(Figura 2.6.1)**. En los yacimientos convencionales se inicia con niveles muy altos de producción de gas y disminuyen más rápidamente con el paso del tiempo, además de que no tienen la misma duración que los proyectos de explotación de CBM.

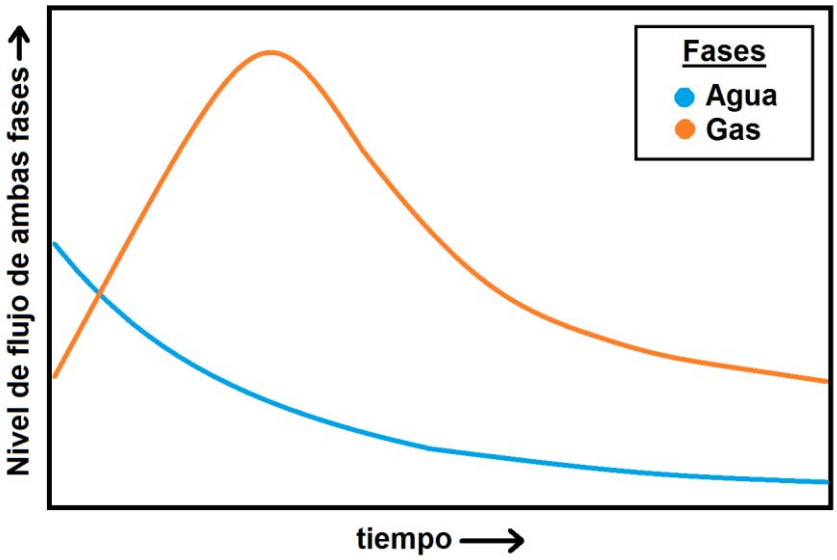


Figura 2.6.1.- Historia de producción típica de un yacimiento de CBM en un periodo de vida aproximado de 20 a 30 años.
La curva roja representa la producción de gas, la cual alcanza un punto máximo conforme la producción de agua (curva azul) disminuye con el paso del tiempo, el cual puede tomar de unas cuantas semanas o meses a un par de años en llegar dependiendo de las condiciones geológicas y técnicas empleadas en el proyecto de CBM.

La permeabilidad juega un papel fundamental en los proyectos de explotación de CBM, ya que a pesar de que no es una regla la mayoría de las veces los yacimientos de carbón tienen poca permeabilidad y dependen de las diaclasas y sus fracturas naturales perpendiculares para permitir que el gas fluya una vez que sea desorbido (las fracturas y su disposición dependen directamente de los esfuerzos tectónicos aplicados), en la mayoría de los yacimientos de carbón es necesario recurrir al fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad del carbón. En cambio en los yacimientos convencionales la permeabilidad casi siempre es producto de las fracturas cuya disposición es aleatoria.

Factores como la necesidad de producir grandes volúmenes de agua y la poca producción de gas en un inicio, aunado a la complejidad estructural del carbón y la necesidad por recurrir a la estimulación mediante el fracturamiento hidráulico, son las principales razones por las que la industria se ha visto escéptica en un principio respecto a la explotación de gas natural de yacimientos de CBM. Sin embargo, el desarrollo de nuevos métodos y tecnologías para aprovechar y poder producir el mayor volumen de gas en sitio, ha hecho que muchos países comiencen a estudiar y evaluar el potencial de producción de gas de sus cuencas de carbón.

Desgraciadamente los Registros Geofísicos de Pozos por sí solos no son suficientes para determinar los volúmenes de gas en los yacimientos de carbón, especialmente debido a la compleja naturaleza del carbón y a la heterogeneidad en su distribución, propiedades físicas (rango, grado de maduración, contenido de volátiles, etc.) y químicas (porcentaje de carbono, contenido de macerales, etc.), además de la posibilidad de que el gas migre a otras formaciones adyacentes. No obstante los Registros Geofísicos de Pozos resultan muy útiles para identificar las capas de carbón y estimar su contenido de volátiles y propiedades físicas, para un estudio a detalle es necesario calibrarlos con estudios de muestras de núcleo en laboratorio (pruebas de degasificación) en conjunto con la demás información disponible, sin embargo esta tendencia parece estar cambiando gracias a las nuevas tecnologías en la toma de Registros.

III.- Propiedades Físicas y Químicas del Carbón

3.1.- Formación del Carbón

El carbón es una de las fuentes energéticas más importantes en la historia de la humanidad, ha sido utilizado en gran medida desde hace más de un siglo, comenzando en el periodo de la Revolución Industrial como combustible en las locomotoras de vapor y como un suministro principal en la fabricación del acero. En la actualidad aún sigue siendo una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica, en países que cuentan con reservas muy grandes como Estados Unidos, Rusia, China, Australia, Alemania, India, Reino Unido, Polonia, etc. **(Tabla 3.1.1)**. Más de 50 países cuentan con reservas considerables y se estima que en el mundo existen cerca de 25 billones de toneladas incluyendo todos los diferentes grados y calidades de carbón (Kuuskraa et al., 1989; citado en Rogers, 2007).

País	Billones de Toneladas (1*10^12)
Rusia	4.86
China	4
EE.UU.	2.57
Australia	0.6
Canadá	0.323
Alemania	0.247
Reino Unido	0.19
Polonia	0.139
India	0.081
Sudáfrica	0.072
Otros	0.229

Tabla 3.1.1.– Reservas de carbón por país en billones de toneladas.
Fuente: Modificado de Rogers, 2007. (datos obtenidos de Boyer, 1992., y Kuuskra et al., 1989).

Formación del Carbón

El carbón es una roca sedimentaria de origen orgánico producto de la depositación y el rápido sepultamiento de material orgánico en ambientes con una vegetación abundante, lo cual evita su oxidación, esto se logra mediante diferentes mecanismos tectónicos (subsidencia del suelo), distintos ambientes de depósito (principalmente deltaico), así como cambios en el nivel del mar a través de los diferentes periodos de tiempo geológico. El carbón está en su mayoría compuesto por material orgánico y puede contener hasta un 30% de materiales inorgánicos (contenido de cenizas y materia mineral).

El contenido de los diferentes componentes del carbón se da por distintos procesos independientes; el contenido de materia orgánica depende directamente del material orgánico originalmente depositado y se conoce como macerales; el contenido de material mineral orgánico en el carbón pudo ser depositado originalmente junto con la materia orgánica o posteriormente mediante percolación de fluidos ricos en estos materiales

posterior a su depósito, en este último caso los minerales se encuentran de forma cristalizada en las diaclasas del carbón (Johnston et al., 1991).

El carbón está compuesto principalmente de Carbono, Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno y Azufre (el azufre es indicador de que tan salina era el agua en donde se formó el carbón y al mismo tiempo indica el ambiente de depósito). Conforme aumenta la madurez térmica y rango del carbón aumenta el porcentaje de Carbono, mientras que los porcentajes de Hidrógeno y Oxígeno disminuyen.

Este proceso ocurre durante periodos prolongados de tiempo en donde se producen secuencias bien identificadas de litologías como areniscas, lutitas y limolitas intercaladas con capas de carbón. Los ambientes de depósito más propicios a generar yacimientos de carbón son los ambientes pantanosos o palustres, marismas, lagunas, estuarios, manglares así como ambientes fluviales y deltáicos. Los periodos de glaciación también son importantes porque generan cambios en el nivel del mar provocando transgresiones y regresiones.

Por lo general se puede inferir mucho de la estratigrafía de una cuenca determinada; comúnmente se tienen sedimentos no marinos como areniscas deltáicas, lodos y calizas lacustres, seguidos de un suelo arcilloso donde se generó toda la vegetación que al ser depositada y sepultada por una transgresión marina dio origen a un estrato de carbón. La transgresión a su vez da origen a litologías propias de ambientes marinos como lo son las lutitas arcillosas y las calizas marinas, posterior a esto sigue una regresión que da origen a que se forme un suelo costero el cual provoca que se inicie nuevamente el ciclo (Prothero y Schwab, 1996., citado en Corona et al. 2006), a estas secuencias estratigráficas cíclicas también se les conoce como ciclotemas **(Figura 3.1.1)**.

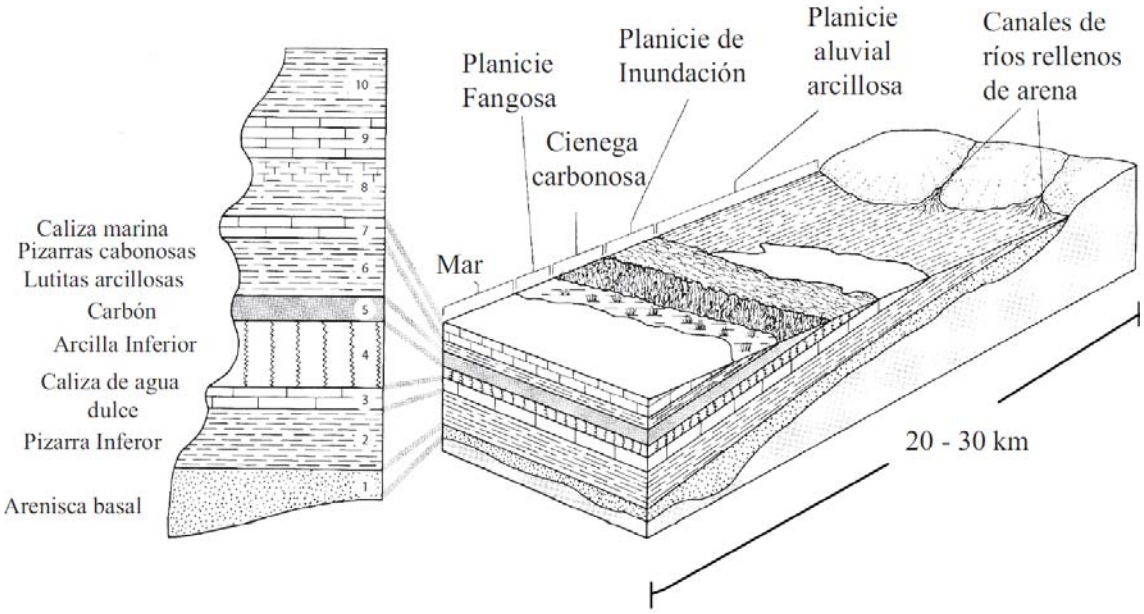


Figura 3.1.1.- Modelo de los ciclotemas y depósitos pensilvánicos de la cuenca de Illinois, EE.UU.
Fuente: Tomado de Corona et al., 2006.

Otro mecanismo común de formación de carbón es mediante la subsidencia del suelo provocada por esfuerzos tectónicos compresivos, en la subsidencia formada se

depositaron sedimentos hasta el punto en donde se llena la cuenca y se crean las condiciones ideales para la formación de ambientes pantanosos; un nuevo incremento en los esfuerzos y por consiguiente en la subsidencia dio como resultado la inundación de la materia orgánica, iniciando nuevamente este ciclo.

3.2.- Propiedades Físicas del Carbón

Diaclasas

El carbón cuenta con fracturas naturales llamadas diaclasas, producto de la pérdida de volátiles durante el proceso de carbonización y de los esfuerzos compresivos. Las diaclasas son sistemas de fracturas ortogonales en el carbón cuya apertura va de unos cuantos centímetros a menos de un milímetro, las diaclasas frontales son de gran extensión y paralelas en dirección al máximo esfuerzo horizontal, mientras que las diaclasas interpuestas son de menor extensión y son perpendiculares a las diaclasas frontales. La extensión de las diaclasas está limitada a cada filón individual de carbón y varían en su extensión; extendiéndose en formaciones completas (primarias), parte de ella (secundarias) o solamente presentes en las bandas de vitrinita (terciarias) (Laubach et al., 1998, citado en Thakur et al., 2014). La apertura y número de diaclasas está directamente relacionado con el contenido de vitrinita en el carbón, lo opuesto ocurre con el incremento en el contenido de inertinita.

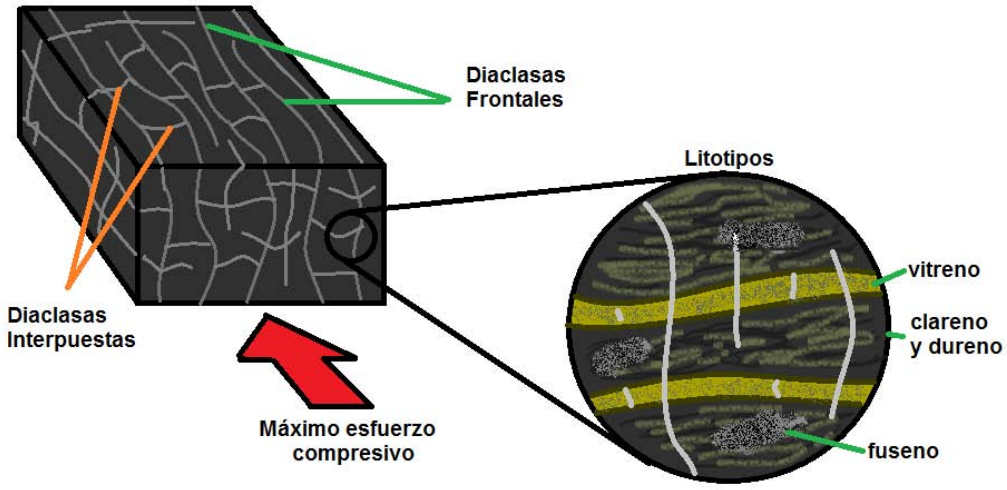


Figura 3.2.1.- Esquema representativo de la disposición de las diaclasas en el carbón de acuerdo al máximo esfuerzo compresivo y representación de sus diferentes litotipos.

Porosidad y Permeabilidad

La porosidad y permeabilidad en el carbón dependen directamente tanto del esfuerzo que se le aplica como de la cantidad de volátiles presentes en esté. Conforme aumenta la

profundidad, la permeabilidad disminuye debido a que las diaclasas son comprimidas por la carga litológica a grandes profundidades, lo opuesto ocurre cuando se extrae agua y gas de los yacimientos de carbón, la matriz pierde volumen y aumenta el espaciamiento entre las diaclasas.

El carbón presenta un sistema de porosidad dual ya que ésta depende de dos mecanismos principales: los microporos, presentes en la matriz, y las diaclasas o fracturas naturales (macroporos), estos dos son unidos por un nivel de porosidad media (mesoporos); los microporos en el carbón se componen por una red de cavidades largas y estrechas de hasta 20 Angstroms (Å) de diámetro las cuales son conectadas por gargantas de poro o pasajes de aproximadamente 8 Angstroms (para darse una idea el tamaño de la molécula de metano es de 4 Angstroms de acuerdo a Rogers et al., 2007; 1 Å = $1x10^{-10}$m = 0.1nm). A las interconexiones entre los macroporos y los microporos se les conoce como mesoporos y tienen un diámetro promedio intermedio entre ambos (de alrededor de 80 Angstroms). De acuerdo a la clasificación de tamaño de poro hecha por la IUPAC, los macroporos son aquellos cuyos diámetros superan los 50nm (500 Angstroms), los mesoporos aquellos que se encuentran entre los 2 y los 50 nm (20 a 500 Angstroms), y los microporos son todos aquellos cuyos diámetros son menores a los 2 nm (20 Angstroms).

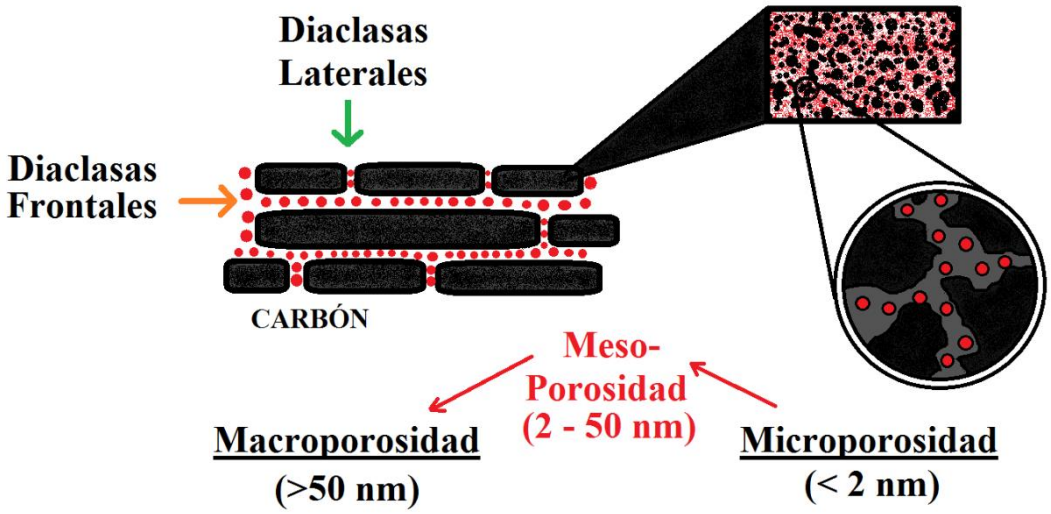


Figura 3.2.2.- Esquemas de la porosidad macroscópica y microscópica del carbón. *Del lado izquierdo se puede apreciar la disposición ortogonal de las diaclasas frontales e interpuestas, se hace un acercamiento para ejemplificar de forma cualitativa el diametro irregular de los microporos, las moleculas de gas se representan como puntos rojos.*

El tipo de porosidad del carbón depende de su rango y madurez térmica (también relacionada con el contenido de Carbono), los carbones poco maduros y de bajo rango como lo son los lignitos, tienen una porosidad que se conforma casi por completo de macroporos y muy pocos microporos; conforme aumenta la madurez térmica y a su vez el porcentaje de contenido de Carbono, los carbones de rango medio como los sub-bituminosos y bituminosos de volatilidades alta y media, cuentan con proporciones más equitativas de porosidad por micro, meso y macroporos. Ahora bien, cuando se alcanza un nivel de madurez tal que el contenido de Carbono supera el 80%, esto es, en rangos de

carbón altos como lo es el bituminoso de volatilidad baja a antracita, la porosidad del carbón es casi por completo producto de los microporos por si solos.

Es por ello que a mayor rango el carbón cuenta con un mayor volumen de gas, ya que como se verá a continuación, el mayor volumen de gas en el carbón se almacena por adsorción en la matriz (microporos) y no en las fracturas y diaclasas de forma libre (meso y macroporos). Aun así sigue siendo importante que se cuente con meso y macroporos ya que si bien no se almacena gran cantidad de gas en ellos, es gracias a éstos que el gas se transporta de la matriz del carbón al pozo y son los que determinan la permeabilidad del carbón. Gan et al., 1972., clasifica los tres diferentes tamaños de poro de acuerdo a los siguientes rangos en orden ascendente: microporos de 4 a 12 Å, mesoporos de 12 a 300 Å, y finalmente a los macroporos como aquellos cuyo diámetro es mayor a los 300 Å, la variación de la distribución de los poros y sus diferentes tamaños con el rango del carbón es el siguiente **(Figura 3.2.3)**. La medición de la porosidad total del carbón incluyendo los microporos solamente se puede medir mediante porosímetros de mercurio y helio y esta será ligeramente mayor que la porosidad presente en las diaclasas por si solas.

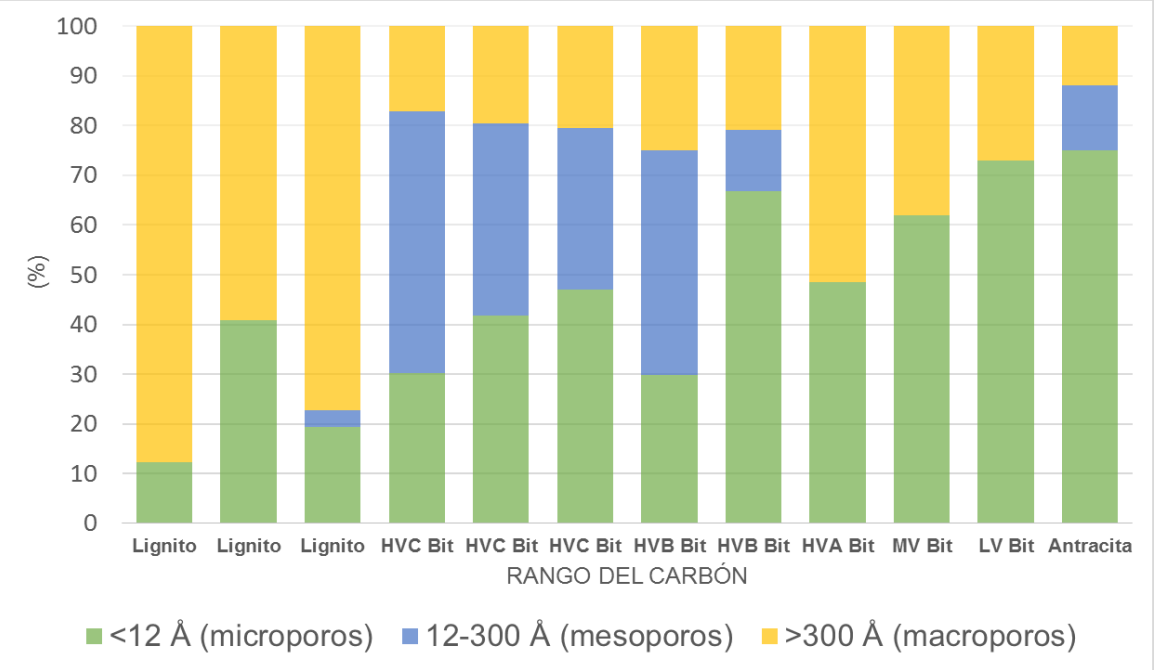


Figura 3.2.3.- Variación del tamaño de poro con el aumento de madurez térmica del carbón.
Conforme aumenta el rango del carbón y el contenido de Carbono elemental, se pasa gradualmente de una macroporosidad a la microporosidad en carbones de alto rango. Este análisis fue realizado por Gan et al.,1972.
Fuente: Datos obtenidos del análisis realizado por Gan et al., 1972.

El metano que es producido en exceso durante el proceso de maduración térmica del carbón puede migrar a otras formaciones o a la superficie si el carbón es elevado por esfuerzos tectónicos, a pesar de ser poco probable no se debe descartar la posibilidad de que el metano del yacimiento de carbón provenga de otra fuente.
Las fallas en los filones de carbón son comunes y puede que sirvan como sello o bien que aumenten la permeabilidad del yacimiento de acuerdo a su tipo, orientación y tamaño.

La permeabilidad del carbón es un parámetro complejo que depende de múltiples condiciones físicas y químicas como lo son: el rango, saturaciones de agua y gas, contenido de gas, y esfuerzos netos. La permeabilidad absoluta es aquella que es propia del carbón cuando fluye por ella un solo fluido, esta depende de los esfuerzos netos y la saturación de gas; en cambio, la permeabilidad relativa se puede ver como el cociente de la facilidad del flujo de una fase dada o permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta, ya que la presencia de ambas fases hacen que se afecten mutuamente en su desplazamiento; la permeabilidad relativa del gas y del agua dependen principalmente de la saturación de dichas fases. La permeabilidad en el carbón depende casi por completo de la disposición y número de las diaclasas al tener estas una continuidad mucho mayor, y debido al mecanismo de adsorción de la matriz (lo que lo hace diferente a la mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados); la permeabilidad es mayor en dirección de las diaclasas frontales y disminuye en dirección de las diaclasas laterales, también existe anisotropía en la permeabilidad de forma vertical (k_V) y horizontal (k_H).

Conforme se produce agua del yacimiento de CBM para disminuir su presión, se disminuye la saturación de agua y a partir del momento en que comienza la desorción de gas, se incrementa gradualmente la saturación de gas hasta que ésta supera a la saturación de agua, y continúa de esta forma hasta finalizar la producción. Es común medir la permeabilidad relativa de muestras de núcleo mediante la inyección de ambos fluidos o mediante simulaciones e historia de producción, mientras que la presión absoluta se puede obtener con pruebas de pozo de presión producción cuando se comienza la producción de agua **(Figura 3.2.4)**. Las permeabilidades relativas del gas y del agua son importantes para estimar parámetros de producción de gas de los yacimientos de carbón.

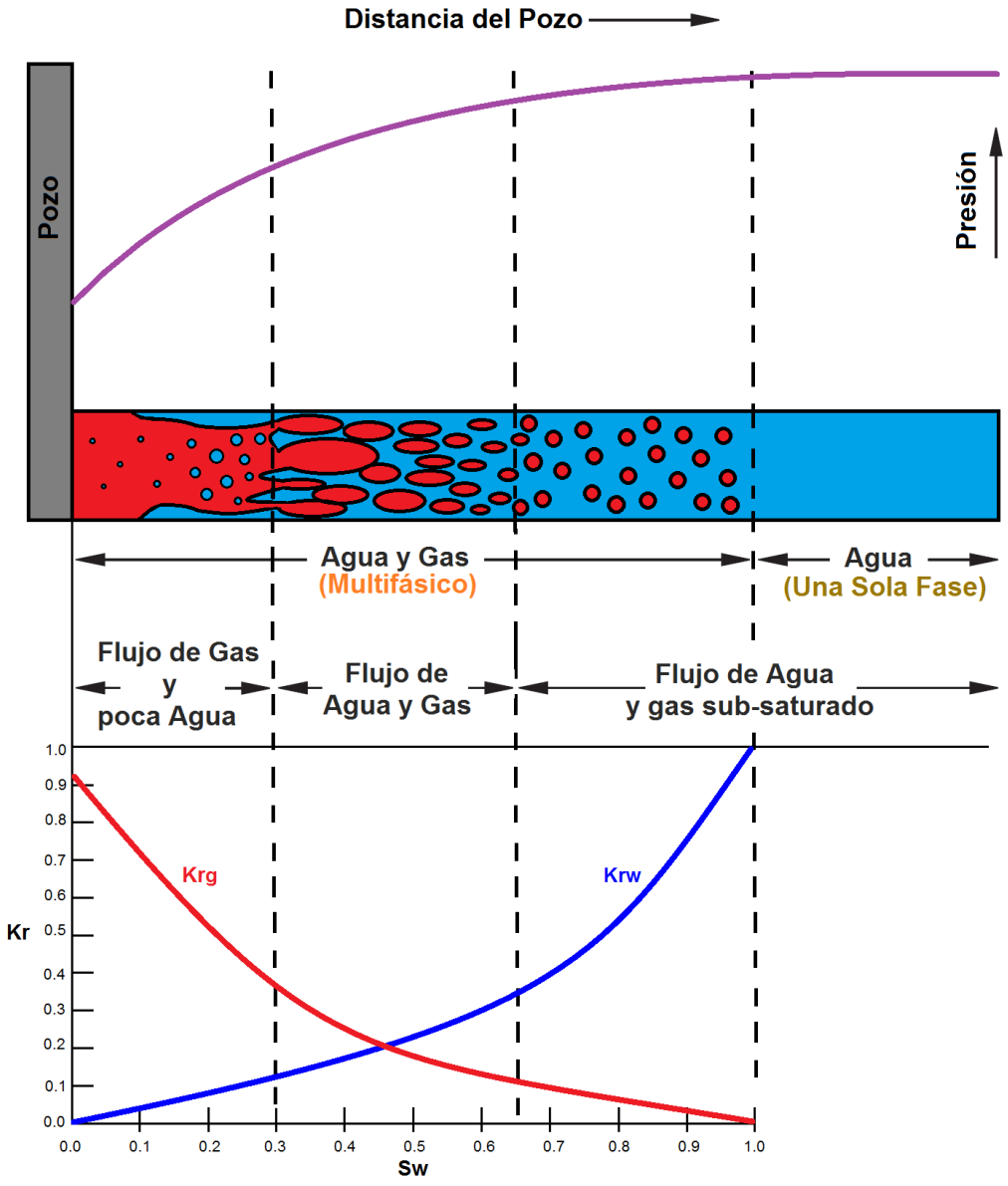


Figura 3.2.4.- Esquema representativo del flujo de Agua y Gas en las diaclasas y fracturas del carbón de acuerdo a sus permeabilidades relativas.

En el comienzo de la producción de los yacimientos de CBM se produce casi por completo agua sub-saturada de gas hasta que se alcanza el punto presión de desorción crítica y comienza la desorción de gas de la matriz para formar con el agua un flujo multifásico, conforme disminuye la presión y los esfuerzos netos del yacimiento, la saturación de gas y su permeabilidad relativa (Krg) aumenta con respecto a la saturación de agua (S_W) y la permeabilidad relativa del agua (Krw). El proceso continúa y la presión disminuye a distancias cada vez mayores al pozo, continuando la producción de agua y gas hasta que se llega a un punto donde los niveles de Sw son muy bajos y prácticamente se produce gas por sí solo, a partir de este momento el comportamiento en la producción de agua y gas se asemeja a un yacimiento convencional, esta tendencia permanecerá de este modo durante el periodo de vida restante del pozo; la mayor saturación de gas se tendrá en las cercanías del pozo debido al gradiente de presión y a que el flujo de los fluidos de las diaclasas hacia el pozo se da a través de la Ley de Darcy.

Fuente: Modificada de Rogers et al., 2007.

Producción de agua y presión

De acuerdo a la geología estructural del yacimiento, la permeabilidad y la hidrogeología, se llegan a tener diferentes niveles de presión en los yacimientos de carbón. Los grandes volúmenes de gas metano termogénico producidos durante el proceso de carbonización pueden aumentar la presión de un yacimiento de carbón con poca permeabilidad al no poder migrar a otras formaciones cercanas.

Mediante la producción de agua en los pozos de CBM se disminuye la presión en el yacimiento para que se alcancen las condiciones ideales de desorción del metano, la presión de desorción crítica (CDP) se alcanza cuando se llega a los 750 psi aproximadamente (Ahmed et al., 1991), es entonces que además de la producción de agua, se comienza a producir metano junto con el agua en lo que se conoce como flujo multifásico **(Figura 3.2.5)**. El agua que se produce de los yacimientos varía en su cantidad y salinidad, lo cual depende de la hidrogeología de la zona. La necesidad de extraer el agua de los yacimientos de carbón previo a la desorción del metano representa un reto ya que esta agua debe ser propiamente desechada o reinyectada, para evitar contaminación.

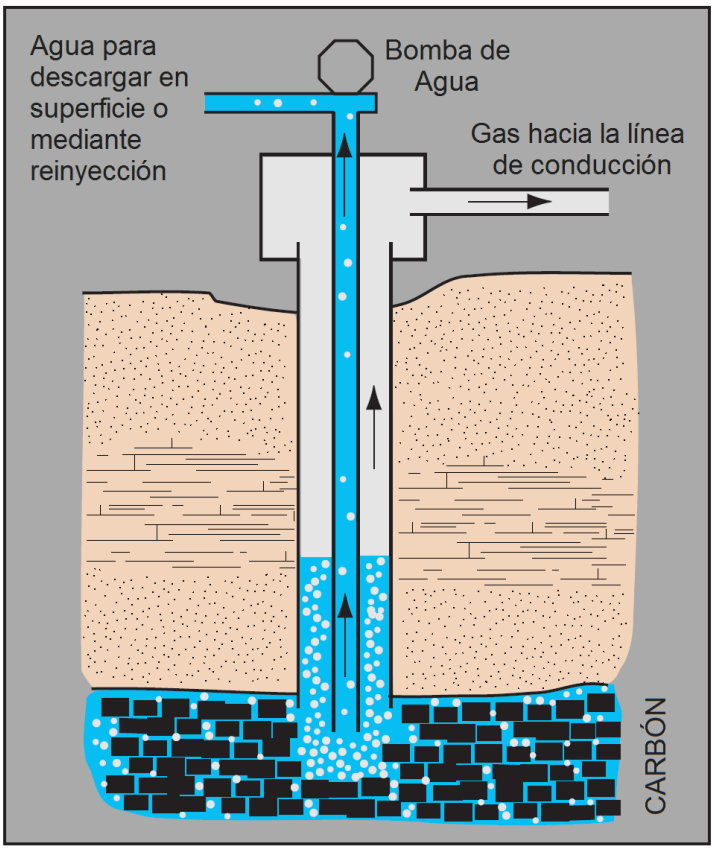


Figura 3.2.5.- Esquema de la producción de gas y agua en un flujo multifásico de capas de carbón.
Los pozos de producción de CBM cruzan una o múltiples capas para comenzar a producir el agua mediante el método de extracción seleccionado, ésta desciende al nivel del agua y fluye por la tubería de producción, una vez que se reduce la presión mediante la deshidratación y se llega a la presión de desorción crítica (CDP) el gas es desorbido de la matriz y comienza a fluir con el agua hasta llegar a la tubería de revestimiento, en donde ascenderá a superficie y será producido.
Fuente: Modificado de Nuccio, 2000.

3.3.- Química del Carbón

Proceso de carbonización

Una vez que los restos de plantas son sepultados, en el material conocido como turba, las bacterias comienzan a generar gas de origen biogénico (gas de pantano) el cual migrara a formaciones adyacentes o se mantendrá atrapado, si existe una roca sello suprayacente como la lutita. Posteriormente se llevará a cabo el proceso de carbonización el cual transformará la turba y el lignito en carbón sub-bituminoso y bituminoso, debido a la temperatura producto del sepultamiento y de la compactación (las altas presiones retrasan el proceso de carbonización) donde hay pérdida de humedad y de volátiles (20m de turba se compactan en 1m de antracita). Durante este proceso también se genera el gas de origen termogénico a temperaturas mayores a 100º C desde los carbones bituminosos hasta la antracita; a lo largo de todo este proceso el carbón puede generar hasta 10 veces más metano que el que puede almacenar. Es posible que se incremente el rango del carbón mediante intrusiones ígneas o posteriores esfuerzos tectónicos o fallas, dando lugar a la antracita.

Los diferentes tipos de vegetación depositados dan origen a carbones con características diferentes (por lo que no se tiene una sola formula química por defecto para el carbón), cuyas propiedades influyen directamente en la generación de gas; cada tipo de vegetación original da origen a materia orgánica microscópica mejor conocida como macerales. Los macerales indican la composición de una muestra de carbón y cada uno influye en distinto grado en la generación y adsorción de hidrocarburos; es más difícil identificarlos conforme aumenta el rango ya que su composición converge.

Existen tres tipos principales de macerales (existen clasificaciones más amplias) que se clasifican de acuerdo al tipo de material orgánico original, estos son: vitrinita, liptinita e inertinita. La vitrinita se formó principalmente de material leñoso o celulosa de plantas superiores y se presenta como bandas negras brillantes en el carbón, es el maceral presente en mayor cantidad en la mayoría de las muestras de carbón de Norteamérica (especialmente de las cuencas del Oeste cuyo depósito se llevó a cabo en el Cretácico), tiende a fracturarse más fácilmente y genera una cantidad importante de gas. Este maceral es inexistente en carbones que se formaron en periodos anteriores al Silúrico ya que las plantas terrestres aún no tenían una amplía distribución.

Maceral	Densidad	% de C	% de O	% de H
Liptinita	1.1 a 1.2	82 a 82	3 a 5	7 a 6
Vitrinita	1.2 a 1.35	80 a 85	7 a 10	5 a 10
Inertinita	1.35 a 1.55	84 a 90	3 a 4	2 a 3

Tabla 3.3.1.- Propiedades Físicas y Composición elemental de los tres principales macerales.
Fuente: Ahmed et al., 1991.

La liptinita se origina por los restos del material orgánico ceroso que secretan algunas plantas y de algas, así como por bacterias, esporas y polen. Su color es negro o gris oscuro, es el principal generador de metano y de aceite.

Por su parte la inertinita tiene su origen de materia orgánica (plantas superiores y algunos hongos) que paso por un proceso de oxidación como pudieron haber sido grandes incendios forestales, tiene una alta proporción de carbono y se presentan como pequeñas manchas blancas con la luz y casi no generan hidrocarburos.

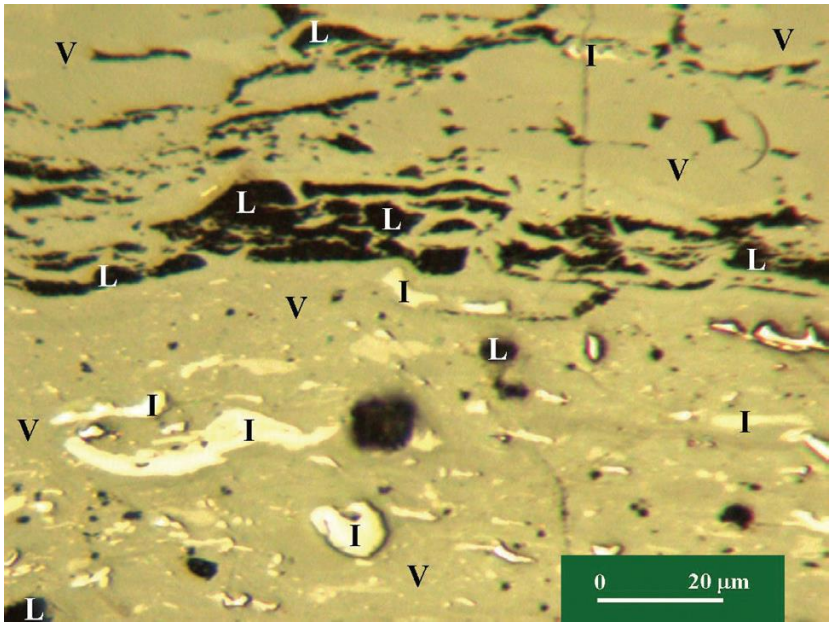


Figura 3.3.1.– Microfotografía de una muestra de carbón de la formación Olmos de Palaú Coahuila en donde se identifican los macerales principales.
Los principales macerales se encuentran identificados con las siguientes iniciales: Vitrinita (V), Liptinita (L) e Inertinita (I).
Fuente: Tomado de Corona et al., 2006.

A nivel macroscópico los distintos macerales se manifiestan como bandas de diferente color e intensidad de brillo, a estos ¨rasgos¨ macroscópicos que se pueden identificar a simple vista se les conoce como litotipos; estos son el vitreno, el clareno, el dureno y el fuseno, sus características y composición se describen en la siguiente tabla **(Tabla 3.3.2)**.

Litotipos	Composición maceral	Características Macroscópicas
Vitreno	Principalmente Vitrinita	Bandas muy brillantes de color oscuro, quebradizo.
Clareno	Principalmente Liptinita e Inertinita	Oscuro y brillante, bandeado, poco quebradizo.
Dureno	Principalmente materia mineral e Inertinita	Opaco, moderadamente bandeado y resistente.
Fuseno	Principalmente Inertinita	Opaco, sedoso, fibroso y deleznable.

Tabla 3.3.2.- Descripción de los principales litotipos del carbón (composición y características).

La pureza del carbón o grado se mide de acuerdo a su contenido de Carbono Fijo (*Fixed Carbon en inglés*), y de otros materiales no orgánicos como lo son la humedad, los

volátiles y el contenido o material mineral (*humidity*, *volatile matter* y *ash content* respectivamente en inglés).
El contenido mineral es el parámetro más importante y representa el material que queda como residuo al incinerarse una muestra de carbón, el contenido mineral se calcula de este residuo tomando en cuenta otros parámetros como la pérdida de la humedad de ciertos minerales, reacciones de oxidación y expulsión de CO_2; el azufre está presente en el carbón como pirita; el contenido de material mineral puede ser diferente al contenido de minerales inorgánicos y no deben confundir ambos.

La determinación del porcentaje de estos materiales en el carbón se obtiene mediante pruebas de Análisis Próximo o Inmediato en condiciones establecidas y con múltiples y rigurosos estándares y protocolos en el laboratorio, las cuales determinan el contenido aproximado de la composición general del carbón (Carbono fijo, Volátiles, Humedad y Contenido mineral). El contenido de material mineral es el remanente de una muestra de carbón al ser incinerada, el contenido de humedad es calculado mediante el secado de la muestra y el material volátil mediante su calefacción a altas temperaturas. Una vez obtenidos los porcentajes de peso de estos constituyentes, se puede obtener el porcentaje de carbono fijo o bien, mediante una prueba de flotación ya que el material orgánico flotará debido a su baja densidad y el contenido mineral se hundirá en un fluido de aproximadamente 1.75 g/cc, una rápida descripción de los componentes obtenidos en un Análisis Próximo se presentan en la **Tabla 3.3.3**.

Constituyente	Descripción	Principal método para su estimación
Carbono Fijo	Porción de combustible sólido y orgánico que queda después de sustraer el porcentaje de peso de los otros 3 componentes.	Sustrayendo los porcentajes de peso del material mineral, humedad y volátiles.
Material Mineral	Es el material remanente al incinerar una muestra de carbón, depende principalmente del contenido de minerales inorgánicos.	Incineración de una muestra de carbón a diferentes temperaturas.
Humedad	Contenido de agua en todas sus formas a excepción de agua de cristalización, que está contenida en el carbón.	Deshidratación de la muestra por destilación del agua contenida a temperaturas variables.
Volátiles	Productos gaseosos expulsados como vapor de agua al someter la muestra a ciertas condiciones específicas.	Se aumenta la temperatura y se mide la diferencia de volumen, la medición es corregida por humedad.

Tabla 3.3.3.- Descripción y principal método de obtención del Carbono Fijo, Material Mineral, Humedad y Volátiles en Análisis Próximos.

Para conocer el porcentaje de los elementos contenidos en una muestra de carbón (%C, %H, %O siendo los más abundantes, y estando también presentes %N y %S) se realiza un Análisis Último o Elemental del carbón **(Figura 3.3.4)**. El contenido de Carbono elemental aumenta con el rango del carbón, los lignitos tienen un porcentaje de entre 20 y 35% de C, el carbón bituminoso de aproximadamente el 80% y la antracita entre 90 y 98%. También se pueden emplear para este mismo objetivo los cocientes entre %H/%C.

No se entrará en detalle en los procedimientos y estándares para la obtención de estos componentes de los Análisis Próximos ni Elementales ya que esto rebasa el objetivo principal de este trabajo (estas metodologías se pueden encontrar en los estándares de la ASTM), pero es importante mencionar que dichos componentes pueden ser presentados en base a cuatro estados posibles de una muestra de carbón: como se recibió (as received), seco (dry), libre de cenizas (ash free "af") y seco y libre de ceniza (dry, ash free "daf"), por lo que siempre que se den porcentajes de estos elementos o componentes de una muestra de carbón, se puede saber en que condiciones estaba la muestra al ser analizada. En los capítulos siguientes se verá la importancia de la determinación de los componentes principales para una muestra seca y libre de cenizas (material mineral), ya que en estas condiciones solamente se está tomando en cuenta la parte orgánica del carbón.

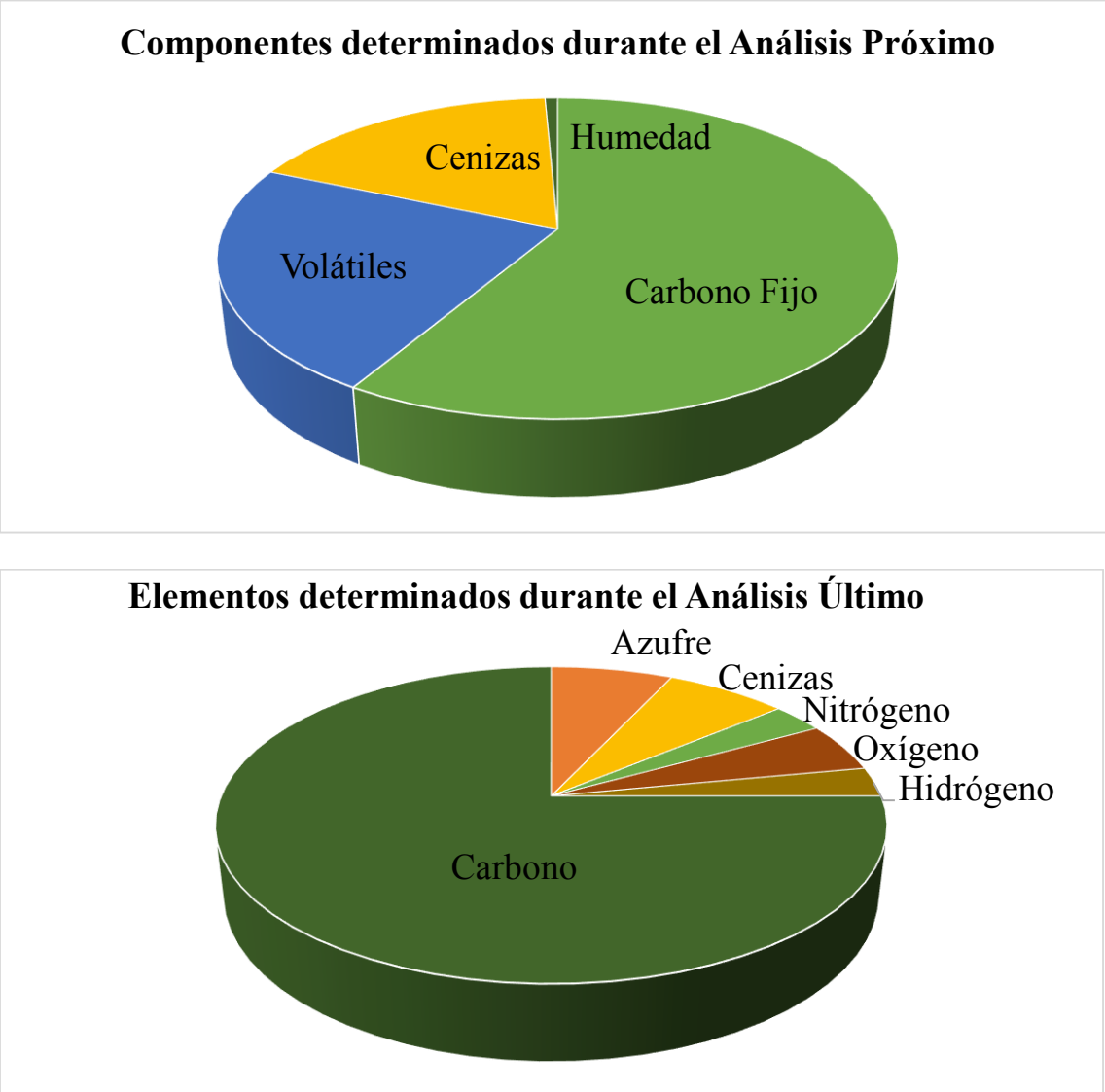


Figura 3.3.4.- Diagrama de las componentes obtenidas de una muestra de carbón en el Análisis Próximo y en el Análisis Último
Fuente: Modificada de Speight, 2005, p. 12.

Los minerales más comunes en el carbón son el cuarzo, el feldaspato, arcillas, carbonatos y pirita. La materia mineral desfavorece la generación de gas y otros hidrocarburos.

3.4.- Rango

El rango se puede definir como el nivel de maduración (madurez térmica) del carbón que se deriva de las propiedades físicas y químicas de éste (Mavor et al., 1994).
El nivel de madurez térmica del carbón se mide con el rango de acuerdo a la ASTM (American Society for Testing and Materials) en su estándar ASTM-D388 "*Standard Classification of Coals by Rank*" (Clasificación Estándar del Carbón por Rango) en donde se clasifican los carbones por rango o grado de maduración de acuerdo a su Contenido de Carbono Fijo y su Poder Calorífico (en BTUs por libra). La clasificación de acuerdo a la ASTM es la más usada por la comunidad científica.

La clasificación de acuerdo a la ASTM es la siguiente **(Tabla 3.4.1)**:

Clase	Abreviatura	Sub-clase
Antracita	**ma**	meta-antracita
	an	Antracita
	sa	semi-antracita
Bituminoso	**lvB**	bituminoso de volatilidad baja
	mvB	bituminoso de volatilidad media
	hvAb	bituminoso de volatilidad alta A
	hvBb	bituminoso de volatilidad alta B
	hvCb	bituminoso de volatilidad alta C
Sub-Bituminoso	**subA**	sub-bituminoso A
	subB	sub-bituminoso B
	subC	sub-bituminoso C
Lignito	**ligA**	lignito A
	ligB	lignito B

Tabla 3.4.1.- Clasificación del carbón mineral de acuerdo a los estándares de ASTM D388-98
Fuente: ASTM International.

Hay que recordar que el rango del carbón define el espesor de las diaclasas en el carbón, conforme mayor rango, mayores serán estas aperturas debido a la perdida de volátiles. Los carbones bituminosos de volatilidad media y baja presentan la mayor fragilidad. En la mayoría de las cuencas donde se tiene un alto potencial de producción de CBM se cuenta con carbones en el rango bituminoso.

Otra escala que se correlaciona muy bien con los diferentes rangos de carbón es el de %Ro o porcentaje de Reflectancia de la Vitrinita, a partir de un valor de Ro de 0.7 se tiene el comienzo de la ventana de mayor contenido de gas en carbones bituminosos de volatilidad alta. En la **Tabla 3.4.2** se dan los porcentajes de los diferentes componentes, elementos, contenido calorífico y densidad de los diferentes rangos de carbón (de Speight, 2005).

	Lignito	Sub-bituminosos	Bituminosos	Antracita
Carbono Fijo (%)	25 - 30	30 - 57	50 - 70	75 - 85
Material Mineral (%)	3.0 - 15	3.0 - 10	4.0 - 15.0	4.0 - 15
Humedad (%)	25 - 45	10.0 - 25	2.0 - 15.0	3.0 - 6.0
Volátiles (%)	24 - 32	28 - 45	15 - 45	2 – 12
C (%)	35 - 45	55 - 70	65 - 80	75 - 85
H (%)	6 - 7.5	5.5 - 6.5	4.5 - 6	1.5 - 3.5
O (%)	38 - 48	15 - 30	4.5 - 10	5.5 - 9
N (%)	0.6 - 1.0	0.8 - 1.5	0.5 - 2.5	0.5 - 1
S (%)	0.3 - 2.5	0.3 - 1.5	0.5 - 6	0.5 - 2.5
Btu/lb	6000 - 7500	7500 - 10,000	12,000 - 14,500	12,000 - 13,500
Densidad (g/cc)	1.40 - 1.45	1.35 - 1.40	1.28 - 1.35	1.35 - 1.70

Tabla 3.4.2.- Porcentajes de componentes principales, elementos, y rangos de capacidad calorífica y Densidad para los diferentes rangos de carbón.
Fuente: Modificado de Speight, 2005.

3.5.- Sorción

A diferencia de los yacimientos de gas convencionales en donde el gas se encuentra almacenado como gas libre, el gas metano asociado a yacimientos de carbón puede ocupar tanto espacios porosos como estar adsorbido por la matriz nanoscópica del carbón, esta última es la que retiene el mayor volumen de gas (más del 95%), mientras que los mesoporos y los macroporos solamente almacenan una pequeña cantidad (por lo general menor al 10%). El mecanismo de adsorción se lleva a cabo gracias a los enlaces de Van Der Waals entre las moléculas de gas y la micro-superficie del carbón así como entre las mismas moléculas de gas. El proceso de adsorción comienza con el inicio del proceso de carbonización hasta que llega a un punto en donde no se puede adsorber más gas y lo que se genera posteriormente es almacenado como gas libre.

La isoterma de Langmuir describe la capacidad de adsorción de gas a diferentes presiones con una temperatura constante en un material sólido con una superficie uniforme (Langmuir, 1918); la forma y propiedades de la isoterma se definen por dos parámetros fundamentales: la presión y el volumen de Langmuir. El volumen de Langmuir, es la capacidad de almacenamiento total del yacimiento conforme la presión tiende a infinito, mientras que la presión de Langmuir es la presión a la que se alcanza la mitad del volumen de Langmuir de gas adsorbido; para diferentes yacimientos de carbón se tendrán diferentes valores de presión y volumen de Langmuir, el cual definirá el comportamiento del gas conforme es producido en un pozo y estimar los volúmenes que se pueden recuperar **(Figura 3.5.1)**.

Otro parámetro importante es la presión de desorción crítica (CDP), la cual indica la presión máxima a que la matriz del carbón puede estar saturada de gas, por encima de esta presión el gas se encontrará adsorbido en la superficie del carbón casi por completo, mientras que por debajo de esta presión el gas pasara de los microporos a la matriz y a las diaclasas; comenzando por las moléculas de nitrógeno y luego las de metano, las cuales son más pequeñas que las del dióxido de carbono.

Esta isoterma se construye mediante la ecuación de Langmuir **(Ec. 3.5.1)** cuyos parámetros solamente pueden ser obtenidos mediante pruebas de desorción en muestras de núcleo. La muestra de núcleo es recuperada y sellada en un contenedor a presión lo antes posible para una vez en el laboratorio ser molida y se mide el tiempo que tarda en desorber un cierto volumen de gas en condiciones de presión y temperatura similares a las del yacimiento. También se hace una estimación del gas que se pierde en el proceso de recuperación y transporte de la muestra. No existe una norma que establezca los estándares para realizar esta medición, esto aunado a la complejidad estructural y heterogeneidad de los yacimientos de carbón puede hacer que los resultados obtenidos varíen demasiado en estudios diferentes, los cuales son muy costosos.

La ecuación de Langmuir es la siguiente:

$$\frac{q}{qmax} = \frac{bP}{1 + bP} \qquad \boldsymbol{Ec.3.5.1}$$

En donde:
q = el volumen total de gas que puede ser adsorbido a la máxima presión (scf/ton).
qmax = el máximo volumen de gas que puede ser adsorbido en las condiciones dadas (scf/ton).
b = constante de Langmuir la cual depende del carbón y el contenido de volátiles.
P = Presión del gas (psia).
Existen diversas estimaciones para corregir por contenido de materia mineral y humedad.

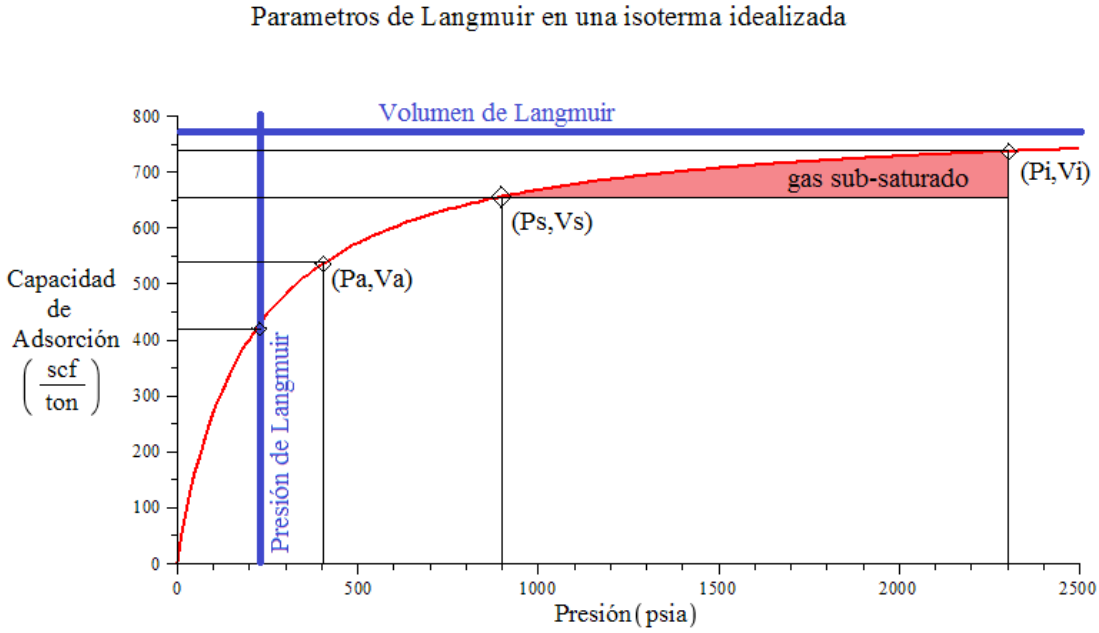


Figura 3.5.1.- Isoterma de Langmuir idealizada con los puntos en el proceso de extracción de CBM de mayor importancia.
El volumen de Langmuir representa la mayor cantidad de gas que puede ser almacenado, se puede apreciar que a la presión de Langmuir se puede almacenar la mitad del volumen de Langmuir. Pa=Presión de abandonamiento, Va=Volumen de abandonamiento, Ps=Presión de saturación, Vs=Volumen de saturación, Pi=Presión inicial, Vi=Volumen inicial.
Fuente: Modificado de Thakur et al., 2014.,p.32 y de Halliburton, 2008.,p.175.

La capacidad de adsorción del carbón tiende a aumentar con el rango y a disminuir con la humedad y el contenido de materia no orgánica como minerales y cenizas **(Figura 3.5.2)**. Asimismo, las diferentes moléculas de gas son adsorbidas de forma diferente. **(Figura 3.5.3)**.

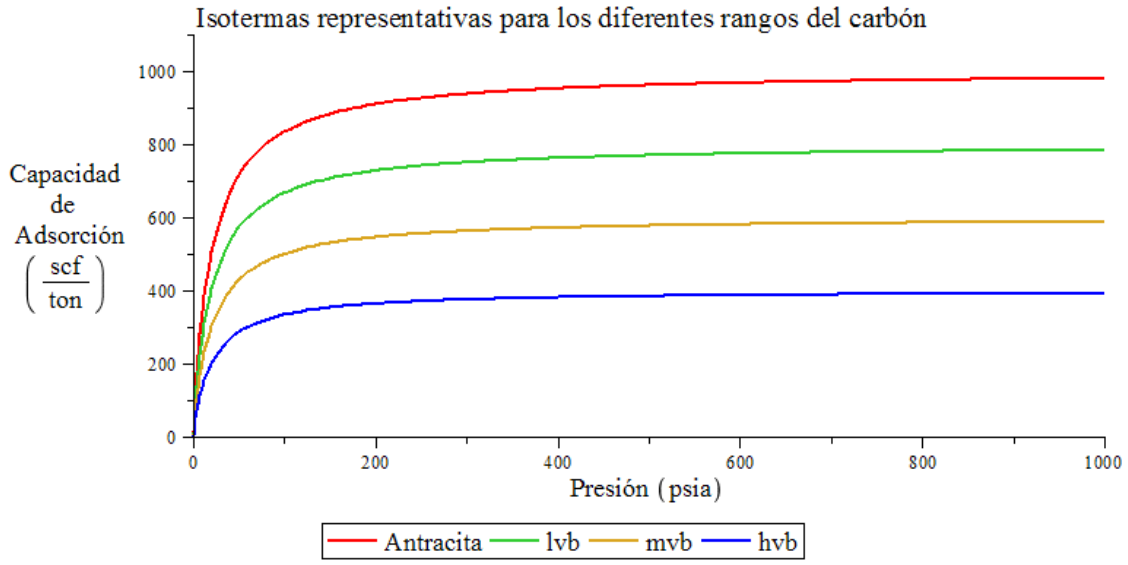


Figura 3.5.2.- Isotermas idealizadas que reflejan la capacidad de adsorción del carbón con diferente rango. *Conforme aumenta el rango aumenta la capacidad de adsorción a una temperatura constante.*

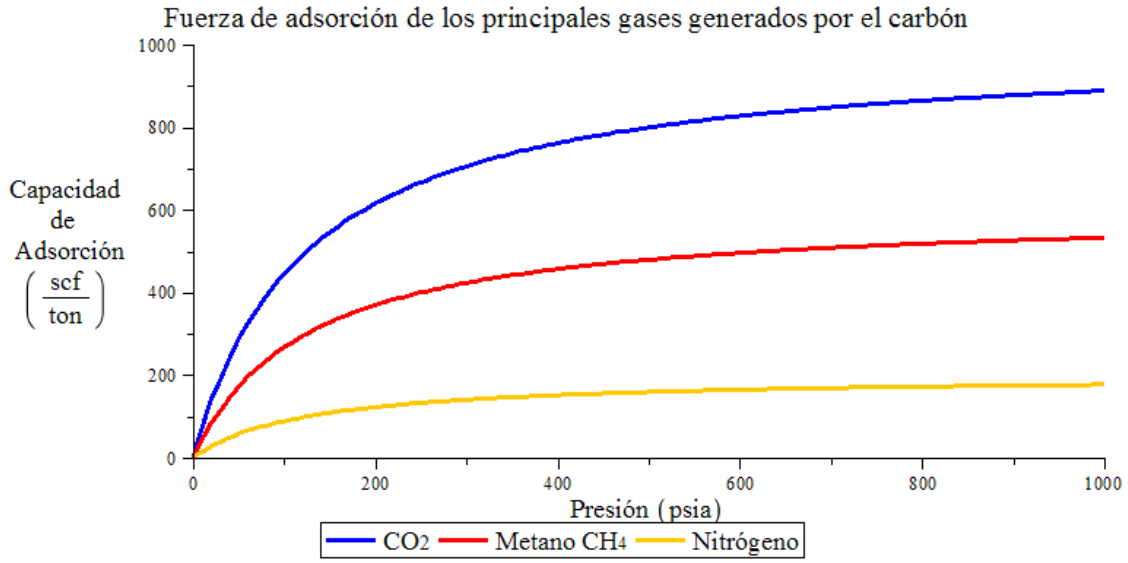


Figura 3.5.3.- Isotermas idealizadas que reflejan la capacidad de adsorción para diferentes gases.
El gas con mayor afinidad a ser adsorbido es el dióxido de Carbono, seguido del metano y el nitrógeno.

La temperatura es más importante que la presión para que la adsorción se lleve a cabo durante el proceso de carbonización, ya que conforme la temperatura del yacimiento

disminuye, se aumenta la capacidad del carbón para retener gas. En resumen el contenido de gas adsorbido en el carbón aumenta con la profundidad, el rango y la presión y disminuye con el aumento de la temperatura.

IV.- Evaluación del Potencial de Producción de CBM

4.1.- Introducción

A diferencia de los yacimientos de gas convencionales, los yacimientos de carbón tienen una serie de cualidades muy particulares que deben ser tomadas en cuenta para una correcta evaluación del yacimiento y del proyecto conjunto de Metano en Capas de Carbón (CBM); entre las propiedades más importantes que diferencian a los yacimientos de CBM con los yacimientos de gas no convencionales tenemos:

- La cualidad del carbón de ser roca generadora y almacenadora a la vez; el metano generado durante el proceso de carbonización y maduración térmica es mucho mayor al metano que puede ser almacenado en las capas de carbón, por lo consiguiente gran parte de éste migrará a otras formaciones adyacentes recargándolas de gas, estas formaciones bien pueden ser otros lechos de carbón o arenas compactas.

- Su sistema de porosidad dual, el cual consiste en macroporos (presentes como diaclasas y fracturas naturales del carbón) y microporos (ventrículos y cavidades microscópicas en el carbón que van aproximadamente de los 5 a los 10 Angstroms de diámetro). Como es bien sabido, en la mayoría de los casos y en yacimientos de carbón bituminoso, en los microporos se encuentra más del 95% del gas en adsorción por encima de la presión de saturación. En la mayoría de los yacimientos maduros, el contenido de gas presente en los macroporos en insignificante ya que la porosidad del carbón (espacio entre las fracturas y diaclasas) es por lo general del 1 al 2%. La capacidad de adsorción está definida por la isoterma de Langmuir para una formación o muestra dada.

- La permeabilidad, que está determinada principalmente por la disposición de las diaclasas frontales (primarias) y laterales (secundarias), es importante señalar que en los yacimientos de carbón la permeabilidad es una propiedad que cambia con el paso del tiempo debido a factores como la presión litológica (disminuye la permeabilidad), la dilatación de las diaclasas por la pérdida de volátiles y a la desorción del gas (aumenta la permeabilidad), y al efecto de Klinkenberg, el cual aumenta la permeabilidad gracias al efecto de deslizamiento del gas en las paredes de los macroporos al disminuir la presión.

- Diferencias en la naturaleza de la producción del yacimiento de CBM, en donde previo al pico de mayor producción de gas se debe producir una gran cantidad de agua de la formación para reducir la presión y provocar la desorción del gas de los microporos, para que éste se transporte por difusión gracias a un gradiente de concentración de gas, de los micro a los macroporos y de aquí al pozo por medio de la Ley de Darcy. Una vez que se ha producido la mayor cantidad de agua y que se llega al punto máximo de producción de gas, el nivel de producción comenzará un descenso estable y tendrá un comportamiento similar al de los yacimientos convencionales, a excepción de que tendrá una duración mucho mayor (de hasta 20 o 30 años), la cual puede ser menor en caso de usar recuperación mejorada de CBM (ECBM).

La evaluación de los yacimientos de CBM se realiza principalmente mediante análisis de muestras de núcleo, Registros Geofísicos de Pozos, y mediante la evaluación de formaciones. Las tecnologías empleadas previamente para la explotación de otro tipo de

yacimientos convencionales y no convencionales fueron adaptadas para tomar en cuenta estas y más propiedades del carbón, es indispensable realizar pruebas de laboratorio a análisis de núcleos de carbón y realizar pruebas de pozo para obtener las propiedades y atributos de la formación para posteriormente poder realizar modelos del yacimiento seguidos de simulaciones que ayudarán en las etapas de estimación de reservas, terminación de pozos y producción de gas.

En éste capítulo se describen de forma breve y para nada extensiva las principales propiedades físicas y cuantitativas que sirven para evaluar el potencial de un proyecto de CBM, los procedimientos y formulaciones de diversos autores pueden ser encontrados en Seidle, 2011.

4.2.- Flujo de Gas

Como se mencionó anteriormente, una vez que se disminuye la presión por debajo de la presión de desorción crítica (CDP), el gas en adsorción fluye en los microporos por difusión **(Figura 4.2.1)**, la cual puede ser de tres tipos: de forma masiva en cavidades grandes, de tipo Knudsen en cavidades más pequeñas y de superficie, en donde las moléculas se desplazan por la superficie de los microporos como lo haría un líquido. El fenómeno de difusión está determinado por la Ley de Fick, la cual asume que el nivel de flujo de masa es proporcional al área superficial y al coeficiente de difusión del material, varios modelos de difusión han sido desarrollados principalmente por el interés creciente en los últimos años por el secuestro de CO2 en los yacimientos de carbón y recuperación mejorada de CBM (ECBM).

Figura 2.4.1.- Microfotografía de una muestra de carbón sub-bituminoso
El carbón comienza a producir gas cuando la presión del yacimiento es igual a la presión de desorción crítica (CDP), en la fotografía se pueden observar las pequeñas burbujas de metano producto de su desorción de las superficies del carbón, la fotografía es de una sección del carbón de 7.2 mm de ancho.
Fuente: Lamarre y Pope, 2007.

Una vez que el gas es desorbido de los microporos y transportado por los diferentes mecanismos de difusión, este debe transportarse por el sistema de diaclasas y fracturas naturales del carbón, una fractura terciaria generada de forma natural (por lo general con una inclinación 45º), o bien hecha de forma sintética por fracturamiento hidráulico, puede aumentar de forma considerable la permeabilidad de las diaclasas al crear una conexión entre ellas (**Figura 4.2.2).**

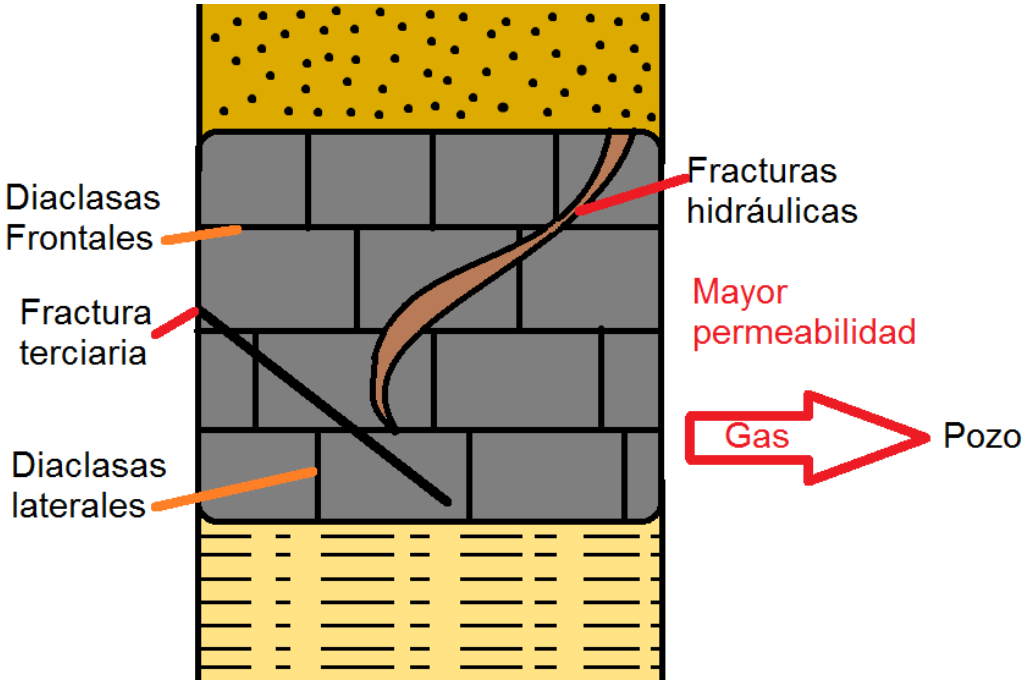


Figura 4.2.2.- Papel de las diaclasas y fracturas en la permeabilidad del carbón
La permeabilidad del carbón depende en gran medida de la disposición de las diaclasas, es normal que haya una mayor permeabilidad en dirección de las diaclasas frontales gracias a su gran extensión y continuidad, pero las diaclasas terciarias y fracturas hidráulicas pueden aumentar drásticamente la permeabilidad e incrementar los niveles de producción.

Uno de los parámetros más importantes para determinar el periodo de vida de un proyecto de CBM es el tiempo de sorción, el cual se define como el tiempo requerido para desorber el 63% del volumen de gas inicial en el yacimiento, este tiempo puede ser determinado mediante pruebas de desorción y varía para diferentes rangos y propiedades del carbón. El tiempo se sorción puede variar desde las pocas horas hasta 3 o 4 años (particularmente en carbones con una maduración térmica alta y mayor rango como las formaciones del Pensilvánico en América del Norte), el tiempo de sorción permite estimar los niveles de producción a futuro del proyecto ya que mediante este parámetro se puede obtener el coeficiente de difusión y así obtener una estimación de la difusión.

4.3.- Permeabilidad

La permeabilidad es, si no el más importante, uno de los parámetros de mayor importancia para garantizar la seguridad económica de un proyecto de CBM, ya que este determina el flujo de gas de las diaclasas de la formación al pozo y de acuerdo al valor de permeabilidad para una determinada zona se podrán determinar el número y la

distribución de los pozos necesarios; también resulta importante para otras operaciones como lo es el fracturamiento hidráulico.

El hecho de que la permeabilidad es mayor en dirección de las diaclasas frontales (la cual llega a ser hasta 20 o más veces mayor en comparación con la permeabilidad en dirección de las diaclasas laterales) hace posible que exista un mayor espaciamiento entre los pozos de producción en esta dirección. A pesar del arreglo perpendicular de las diaclasas la permeabilidad puede ser extremadamente heterogénea ya que no solo las diaclasas sino las fracturas, la saturación de fluidos, y la profundidad del yacimiento entre otros factores afectan directamente los valores de permeabilidad; La disposición y número de pozos de producción serán definidos mediante pruebas de simulación las cuales consideran todos estos factores.

Las propiedades mecánicas del carbón hacen que su permeabilidad cambie conforme se producen el agua y gas del yacimiento, el volumen que antes era ocupado por el agua incompresible en las diaclasas, es sujeto a una compresión por la carga litológica por encima de la formación, reduciendo la apertura de las diaclasas y disminuyendo a su vez la permeabilidad. Afortunadamente, la pérdida de fluidos hace que se contraiga la matriz del carbón, aumentando la apertura de las diaclasas y equilibrando el efecto compresor de la carga litológica. Asimismo, el efecto de Klinkenberg contribuye al aumento de la permeabilidad, básicamente nos dice que conforme disminuye la presión, la capa de gas adyacente a las paredes del carbón comienza a resbalarse, aumentando el flujo de gas que es determinado por la ley de Darcy. En el siguiente diagrama podemos apreciar como la relación entre estos fenómenos da como resultado que la permeabilidad tenga un comportamiento no lineal en el yacimiento **(Figura 4.3.1)**.

Los yacimientos de CBM que son considerados como rentables son aquellos que tienen una permeabilidad en las diaclasas mayor a 1 mD en la mayoría de los casos, este es el mínimo requerimiento previo al fracturamiento hidráulico del yacimiento (siendo el tratamiento preferido el de sistemas espumados con CO_2 y nitrógeno al reducir el daño al carbón), de modo que las diaclasas puedan conectarse y aumenten de forma importante los niveles de producción. La permeabilidad de las diaclasas varía en gran medida en el carbón y puede ir desde los pocos mD en formaciones casi impermeables, hasta superar los 100 mD en donde es probable que no sea necesario el fracturamiento hidráulico (la permeabilidad en la matriz del carbón se encuentra en el orden de los μD y nD por lo tanto influye de forma mínima en la permeabilidad absoluta del carbón). Normalmente se cuantifica un índice de calidad de yacimiento mediante el cociente entre la permeabilidad (K) y la porosidad (Φ), siendo dos de los parámetros más importantes para la producción de gas metano de los yacimientos de carbón.

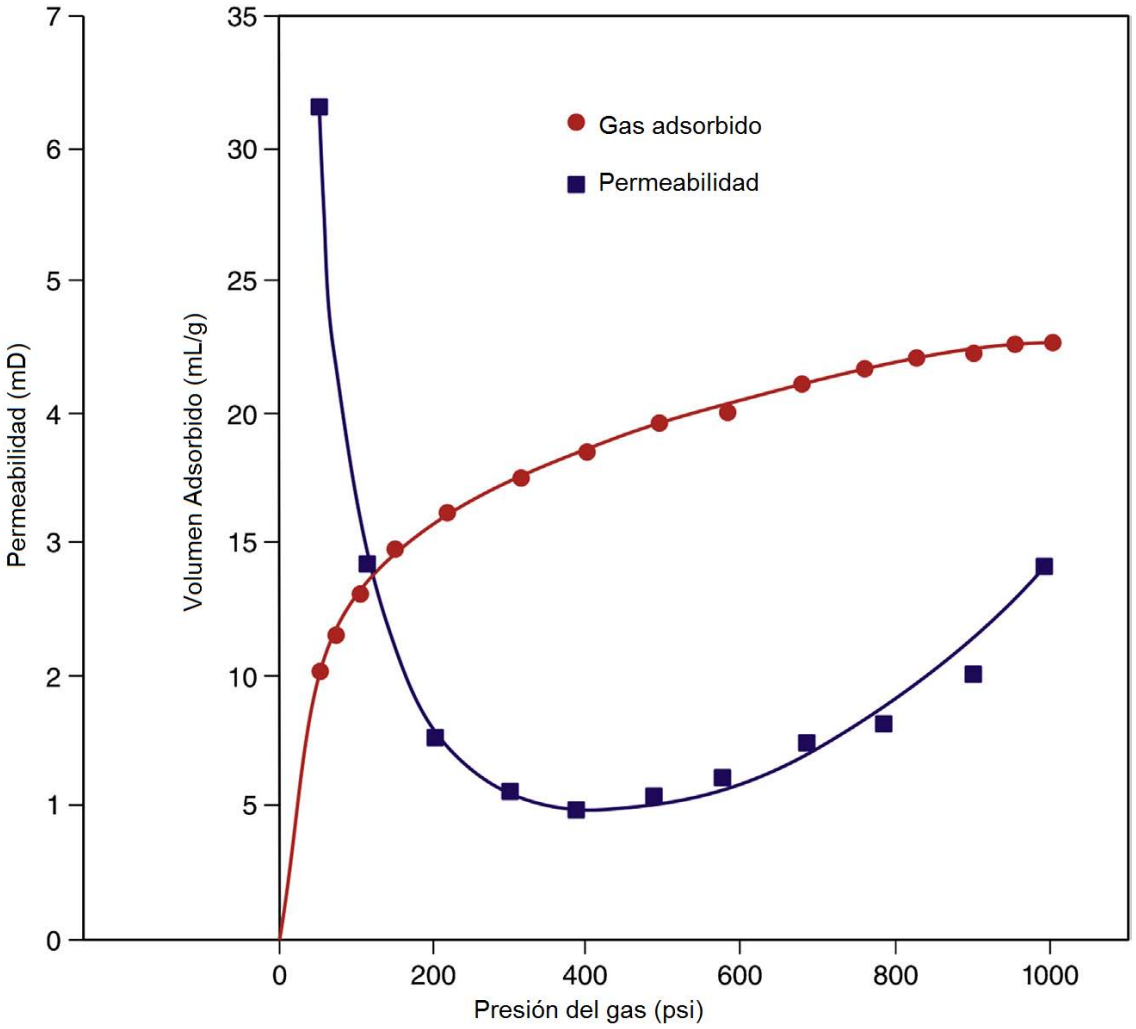


Figura 4.3.1.- Relación no lineal de la permeabilidad con el volumen de gas adsorbido y la presión.
En el siguiente gráfico podemos ver como a bajas presiones, la contracción de la matriz del carbón contribuye en gran medida en el aumento de la permeabilidad, la presión litostática es constante durante la producción. Las unidades de presión son (psi) y de volumen adsorbido en (mL/g), la permeabilidad se mide en mD.
Fuente: Modificado de Thakur et al. , 2014.

4.4.- Análisis de núcleos y Pruebas de Presión Producción

Análisis de muestras de núcleo de carbón

Entre los parámetros primordiales para una correcta predicción en la producción y comportamiento de un yacimiento de CBM se encuentran: La isoterma de Langmuir, porosidad y permeabilidad (absoluta y relativa), porosidad, presión de la formación, tiempo de sorción, contenido de gas (en scf/ton), saturación de gas (%), composición del gas, capacidad de almacenamiento, compresibilidad y temperatura, entre otros.

Los análisis de núcleo en el laboratorio son necesarios para la evaluación de cualquier proyecto de CBM en la actualidad, resultan útiles especialmente para: la determinación

de la presión de Langmuir (PL) y el volumen de Langmuir (VL), para la construcción de la isoterma, así como en pruebas de desgasificación para la obtención del contenido de gas y otros datos más complejos como la difusividad y la compresión de poro. Entre las pruebas más comunes se tienen los análisis elementales, análisis próximos, cromatografía de gases, petrología orgánica, capacidad de adsorción, análisis isotópico y pruebas de adsorción (Rodriguez et al., 2012).

En las pruebas de desgasificación se debe tener una muestra de núcleo lo más intacta posible siguiendo la metodología descrita en el estándar ASTM D5192-09, la cual será sellada en un contenedor al salir a la superficie (se pueden utilizar recortes de carbón producto de la perforación obtenidos del lodo de perforación, pero no es recomendable ya que se desconoce la profundidad exacta de donde provienen y pierden una mayor cantidad de gas dando estimaciones erróneas del contenido de gas (en Singh et al., 2013., se propone un método para la medición de gas mediante recortes que reduce este error); una vez en el laboratorio se medirá el volumen de gas desorbido en función del tiempo, también se realizan estimaciones mediante regresiones lineales del gas perdido en el transcurso que va desde la extracción al sellado en el contenedor de la muestra, y el gas remanente o residual, el cual permanece adsorbido al final de la prueba de adsorción.

El volumen de gas remanente o residual se obtiene mediante la molienda de la muestra de carbón a un tamaño de grano uniforme y la posterior medición del gas en el contenedor. Una estimación exacta del gas perdido resulta muy complicada y por lo general se subestima el volumen de gas perdido, especialmente en muestras con tiempos de desorción cortos. También es importante corregir por los cambios de presión, humedad y temperatura que sufre la muestra al salir de la formación y al ser transportada.

El volumen total de gas es la suma del gas desorbido, el gas remanente y el gas perdido, por lo general se le reporta en (scf/ton). A partir de los 150 (scf/ton) se considera que el yacimiento cuenta con cantidades de gas suficientes.

Este contenido puede ser reportado de acuerdo al estado de la muestra de carbón cuando se realizó la prueba como: como se recibió (*as received*), seco (*air-dry*), libre de ceniza (*ash free* - "af"), seco y libre de ceniza (*dry and ash free* -"daf"), libre de minerales (*mineral-matter free*), carbón puro (*pure-coal*) e *in situ*. Esto es importante recordar ya que es una convención común y sobre todo cuando se realizan pruebas de desorción, ya que el contenido de gas medido directamente se reporta como se recibió, o seco y libre de ceniza (solo tomando en cuenta el contenido de gas del Carbón sin materia mineral ni humedad).

Se sabe que existe una relación lineal entre el contenido de gas y el contenido de materia no orgánica (minerales) en el carbón (Mullen, 1989), así que obtener el volumen de gas para un carbón puro, basta con extrapolar la regresión lineal realizada para un valor nulo de humedad y de minerales. Si además se toma en consideración la correlación que existe entre la densidad del carbón (la cual puede ser obtenida directamente de los Registros de Pozos) y el contenido de materia mineral, se puede obtener el contenido de gas in-situ promedio.

Rodriguez et al., (2012), describe un nuevo método de estimación del contenido de gas mediante la regresión múltiple de valores de profundidad, carbono y humedad obtenidos mediante análisis elementales de muestras representativas de en la formación Los

Cuervos en Colombia, los resultados obtenidos demuestran que en efecto existe una correlación con el contenido de gas y los parámetros obtenidos en el análisis elemental, los cuales podrían ser utilizados para obtener una buena predicción del contenido de gas en yacimientos de carbón.

Para la construcción de una isoterma simplemente se realiza la molienda de la muestra de núcleo y se registran los diferentes volúmenes de gas adsorbido por el carbón conforme cambia la presión, dicha prueba se realiza en condiciones de humedad y temperatura iguales a las del yacimiento; asimismo se pueden realizar isotermas no solo para el metano sino para otros gases comunes presentes en el carbón como lo son el CO_2 y el Nitrógeno.

Pruebas de Pozo

En la mayoría de las ocasiones resulta muy complicado obtener dichos parámetros de estudios de laboratorio de muestras de núcleo debido a la heterogeneidad de los yacimientos de carbón y a la gran dificultad de obtener muestras integras y representativas de estas heterogeneidades, además la permeabilidad depende en gran medida de los esfuerzos compresivos y distensivos los cuales resultan casi imposibles de emular en un laboratorio. La dificultad de obtener ciertos parámetros como lo son la presión y la permeabilidad absoluta de muestras de núcleo hace que sea necesaria la realización de distintas pruebas de pozo así como simulaciones las cuales son muy parecidas a las que se realizan en yacimientos de gas convencionales, pero que toman en cuenta las propiedades particulares del carbón. Estas pruebas dan los valores de permeabilidad absoluta y presión de formación más confiables.

Entre las pruebas de pozo más importantes que se han realizado en yacimientos de CBM y que se describirán brevemente a continuación se encuentran las siguientes: Prueba de Formación (*Drillstem Test* - DST), Prueba *Slug*, Pruebas de Decremento de Presión después de un periodo de inyección (prueba de tanque y prueba por debajo de la presión de fracturamiento)

Prueba de Formación (Drillstem Test - DST)

Son pruebas realizadas en agujero descubierto y durante la perforación del pozo, su objetivo principal es la determinación de la permeabilidad, las propiedades del fluido, presión del yacimiento, así como el daño a la formación mediante mediciones de presión y temperatura en un intervalo aislado.

La zona de interés es aislada por medio de empacadores los cuales son controlados desde la superficie, esto permite que cualquier fluido producido solamente entre por la tubería de perforación, a partir de los fluidos producidos se pueden obtener muestras para su análisis posterior, varios medidores de presión se encuentran a lo largo de la herramienta.

El proceso consta de 4 etapas primordiales, la primera se trata de un corto periodo de flujo de unos cuantos minutos por lo general para limpiar la formación, seguido de un periodo de restauración en donde se obtienen valores de presión inicial del yacimiento. Posteriormente se sigue con un periodo de flujo mayor al periodo de flujo inicial que

puede durar desde un par de horas hasta un día entero y sirve para estabilizar y determinar las propiedades de flujo de la formación; finalmente, se tiene el cierre final que permitirá obtener la permeabilidad y el daño de la formación.

Esta prueba no se realiza con frecuencia principalmente debido a problemas de seguridad y a su poco radio de exploración.

Prueba Slug

Consiste en la inyección súbita de un fluido al pozo en una zona aislada y la medición de la subsecuente respuesta de la presión conforme se vuelve a alcanzar el punto de equilibrio, Es una prueba fácil de efectuarse, de bajo costo y no requiere de análisis complicados; esta se realiza con una presión por debajo de la presión de fracturamiento y al inicio de la vida del pozo cuando solamente se produce agua de éste.
Se mide el cambio de la presión con respecto al tiempo y con esta información se puede deducir el flujo de agua en el carbón (**Figura 4.4.1**).

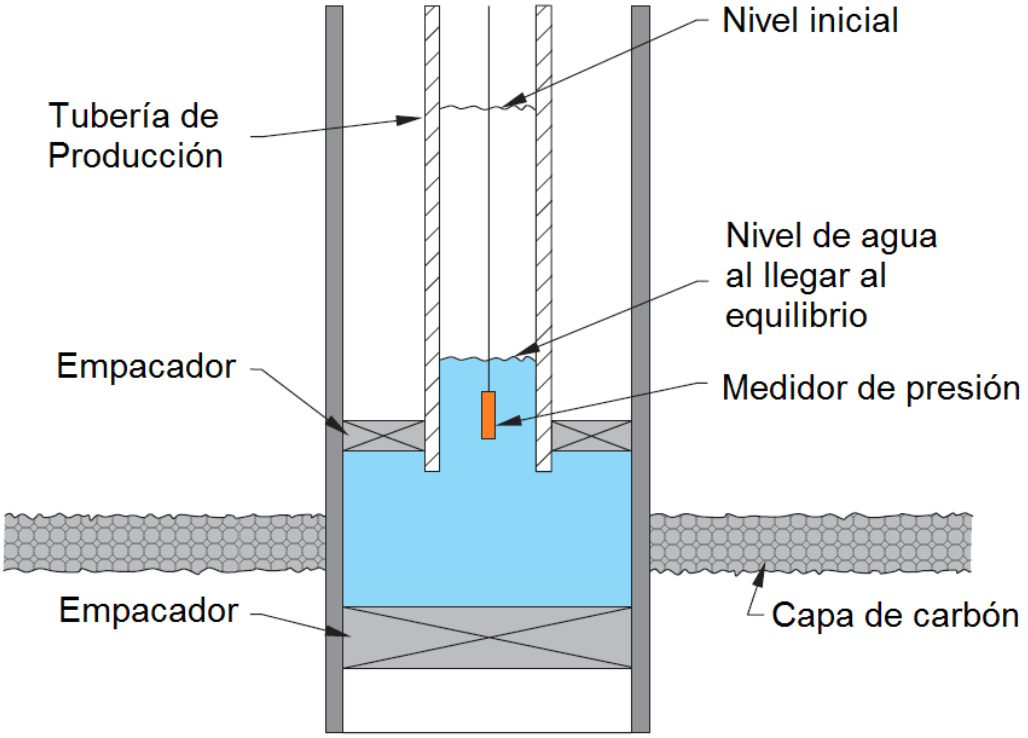


Figura 4.4.1.- Prueba Slug
En la figura se puede observar como los empacadores ayudan a aislar la formación mientras se inyecta fluido a ésta, se espera a que se llegue al nivel de equilibrio mientras que el transductor de presión realiza las mediciones en los cambios de presión para su posterior análisis.
Fuente: Halliburton, 2008.

Pruebas de decremento de presión después de un periodo de inyección

Prueba de Tanque (*Tank Test*)

Son pruebas de inyección constante de fluido en formaciones de carbón altamente permeables y a baja presión. En la prueba se utiliza un tanque a presión atmosférica el cual por medio de gravedad es inyectado de forma constante en la formación; para que esta prueba se pueda llevar a cabo, la presión de la formación debe ser menor a la presión hidrostática. Esta última condición restringe el uso de esta prueba a solo algunas formaciones poco maduras y someras **Figura 4.4.2**.

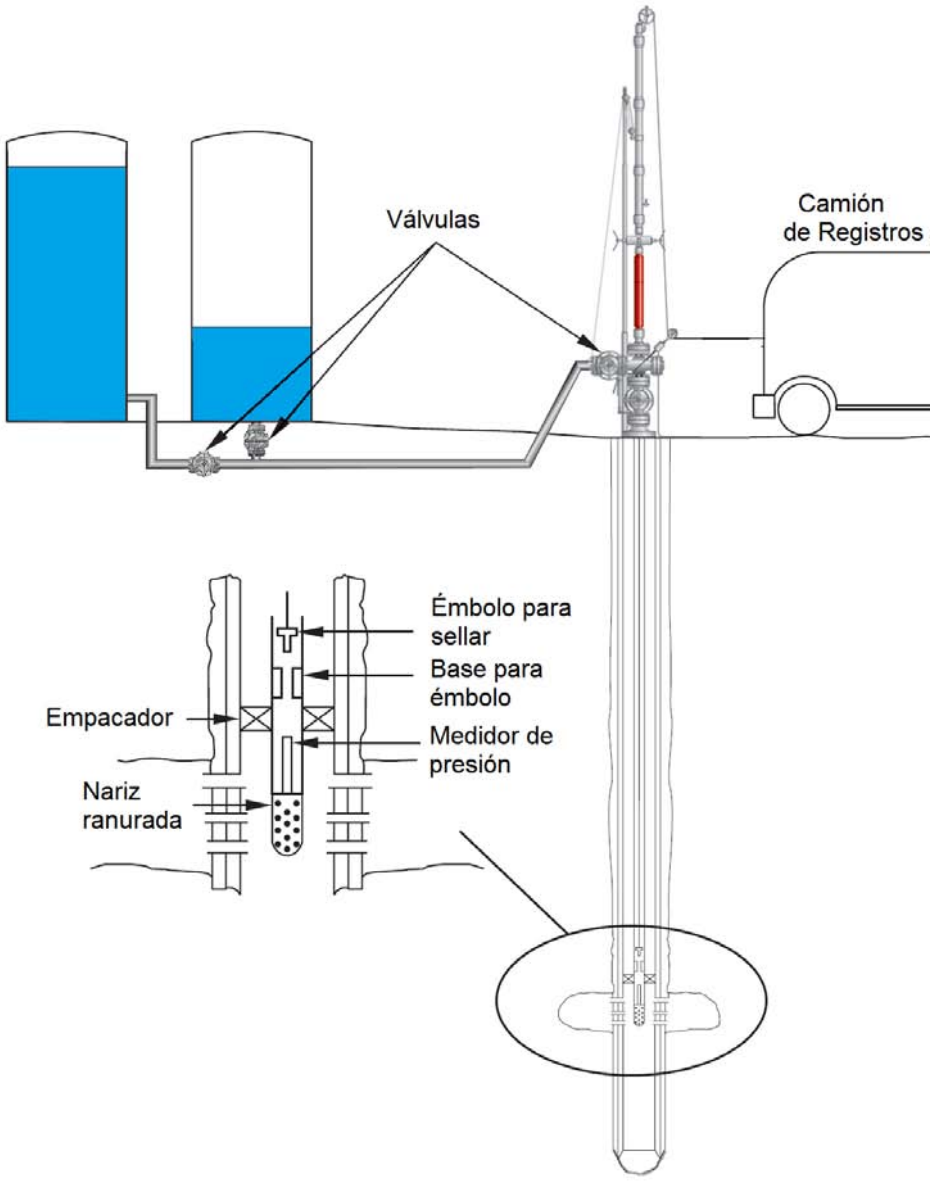


Figura 4.4.2.- Prueba de Tanque
En este esquema se observa cómo se emplea el gradiente hidrostático del tanque de agua para inyectar agua dentro de una formación somera, permeable y a baja presión, en esta prueba el periodo de cierre es igual al periodo de flujo.
Fuente: Modificado de Thakur et al, 2014.

Prueba de decremento de presión después de un periodo de inyección por debajo de la presión de fracturamiento.
(Below Fracture Pressure-Injection Falloff Test – [BFP-IFT])

Es muy similar en la metodología de la prueba de tanque a excepción de que debido a la alta presión del yacimiento no es posible la inyección por medio de gravedad y por lo mismo deben emplearse bombas hidráulicas para la inyección de agua. La inyección se llevará a cabo con un nivel de flujo lo suficientemente bajo y con el cuidado necesario para no fracturar la formación. En esta prueba el periodo de cierre debe ser mucho más prolongado y hasta 4 veces mayor que el periodo de flujo, posteriormente los datos de presión obtenidos podrán ser analizados para determinar presión de poro, permeabilidad y daños a la formación en caso de haber alguno. La principal ventaja de esta prueba es que tiene un radio de exploración de hasta 100m, alcance que comúnmente tienen los tratamientos de fracturamiento hidráulico.

La permeabilidad relativa resulta de vital importancia para determinar la productividad de un yacimiento de carbón, la permeabilidad se define como el cociente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, al ser difícil su obtención mediante pruebas de laboratorio en muestras de núcleo; la opción más viable y que arroja los resultados más precisos es la realización de una simulación con los parámetros de la formación en donde se emularan los valores de producción de agua y gas.

4.5.- Predicciones de los Niveles de Producción

Una vez que se conozcan los parámetros previamente mencionados en las secciones anteriores, se podrán realizar simulaciones en donde se podrán estimar los niveles de producción, una vez que el pozo comience su producción se deberá recolectar información sobre la presión, niveles de flujo y volumen para realizar un ajuste de esta información con la del comportamiento de un yacimiento similar, para que de este modo, las inferencias que se realicen sobre el futuro comportamiento del yacimiento de CBM sean más confiables. Otra metodología comúnmente usada es el análisis de la curva de decaimiento de los niveles producción de un yacimiento de CBM una vez que se ha pasado por la etapa de producción de agua, mediante este análisis se puede determinar el punto de abandonamiento en donde el proyecto dejará de ser económicamente rentable.

4.6.- Monitoreo del yacimiento de CBM

Existen diversos métodos de monitoreo para optimizar el desempeño de los yacimientos de CBM, muchos de estos métodos se basan en la medición constante de la presión y niveles de producción en el yacimiento para calcular la permeabilidad y realizar ajustes en simulaciones con yacimientos similares, también se realizan análisis elementales del gas producido para modelos de isotermas de adsorción extendidos para los diferentes componentes del gas. Mediante el método de monitoreo de deformación del suelo se pueden hacer inferencias sobre el comportamiento del subsuelo, en particular en proyectos de recuperación mejorada de CBM (ECBM).

El monitoreo por microsísmica durante el fracturamiento hidráulico soluciona el problema de incertidumbre que se tiene en la predicción de la geometría de las fracturas, su uso deberá incrementarse en futuro debido al aumento en la tecnología de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales multilaterales. Actualmente se están

realizando pruebas para el método de monitoreo mediante sísmica 4D (time-lapse) en casos donde la microsísmica no puede ser aplicada, este método se basa en los cambios en la velocidad creados por el fracturamiento hidráulico (Clarkson y Bustin, 2010).

4.7.- Información Geológica y Sísmica 3D

Información de estudios geológicos de la zona puede resultar útil para delimitar y definir la continuidad del yacimiento de carbón y decidir por zonas favorables para extraer CBM; algunas estructuras geológicas como fallas, plegamientos, levantamientos, así como la hidrogeología de un yacimiento, deben tomarse en consideración previo a la toma de decisiones.

Las condiciones ideales se presentan cuando un yacimiento de carbón se encuentra confinado por formaciones adyacentes impermeables o bien correctamente entrampado por mecanismos hidrogeológicos, dependiendo del entrampamiento se tendrán distintas condiciones de saturación y contenido de gas. Fallas y fracturas pueden aumentar la permeabilidad del yacimiento, y la hidrodinámica juega un papel importante tanto en saturación de gas, como en los niveles de presión (Feng et al., 2013),

Fallas, levantamientos y otros esfuerzos tectónicos, pudieron haber mermado el entrampamiento que tenía el yacimiento de carbón, o reducido su presión inicial, provocando que el gas en adsorción migrara a otras formaciones cercanas. Lo mismo ocurre en caso de que un cuerpo de agua recargue o fluya por el yacimiento, ya que estas aguas subterráneas pueden reducir la presión del yacimiento o disolver el contenido de gas en estado libre.

Son varios los métodos geofísicos que pueden identificar la presencia y distribución de capas de carbón en una zona de interés, pero los métodos sísmicos son los más resolutivos debido a las altas profundidades a las que se encuentran las capas de carbón que pueden llegar a ser de hasta 4000m, y sus espesores delgados por lo general de unos pocos metros. La sísmica tridimensional resulta de gran ayuda para la delimitación geométrica del yacimiento y localización de los reflectores, mediante el uso de diferentes atributos sísmicos se puede tener una mejor caracterización del tipo de roca y los fluidos que esta contiene en los yacimientos heterogéneos de carbón, cuando sea posible podrá ser usada en conjunto con la información geológica.

Anteriormente solían emplearse pozos verticales auxiliándose del fracturamiento hidráulico para aumentar la producción en los yacimientos de CBM, hoy en día es común perforar pozos horizontales multilaterales o incluso realizar lo que se conoce como pozos horizontales multi-fracturados para explotar yacimientos con baja permeabilidad (Clarkson y Bustin, 2010).

4.8.- Recuperación Mejorada de CBM (ECBM)

El interés actual por el desarrollo de la tecnología de Captura y almacenamiento de CO_2 (CCS, *Carbon Capture and Storage*)para la disminución de gases de efecto invernadero, así como la necesidad de aumentar la sustentabilidad y eficiencia en la producción de yacimientos de CBM y otros no convencionales, han dado como resultado que en la actualidad se lleven a cabo proyectos de recuperación mejorada de CBM mediante la inyección de gases en el yacimiento sin la necesidad de disminuir la presión de éste, lo

cual ha dado buenos resultados y mejora de manera drástica la producción en yacimientos de carbón de baja permeabilidad.

El ECBM se puede llevar a cabo de dos maneras, la primera es la inyección de Nitrógeno el cual al tener una capacidad de adsorción menor a la del metano, el N_2 servirá para disminuir la presión parcial de este, permitiendo que el metano sea desorbido. Este método da los resultados más rápidos pero resulta muy costoso y tiene la desventaja que el metano y el nitrógeno son producidos de forma simultánea.

La segunda y la preferida por muchas compañías es la inyección de CO_2, este gas tiene una afinidad mayor a la adsorción en el carbón que el metano (hasta 10 veces mayor), por lo que al inyectarse en el yacimiento este tiende a "desplazar" a las moléculas de metano en adsorción, aumentando la producción de metano. Así se puede lograr aumentar la producción de metano y almacenar el gas de efecto invernadero al mismo tiempo. El único inconveniente del uso del CO_2, es que este gas al ser adsorbido tiende a dilatar la matriz del carbón lo que reduce la permeabilidad del yacimiento por lo que se debe de tomar en consideración.

Guo y Kantzas, 2008., realizaron experimentos para determinar el cambio de densidad y permeabilidad a diferentes presiones de sepultamiento y de poro controladas (la diferencia entre ambas se conoce como esfuerzo neto) mediante la inyección de helio y gases como el metano y el CO_2, para emular los procesos de producción primaria de CBM y recuperación mejorada de ECBM en carbones de la formación Mannville en Alberta. Para lograr este objetivo primero hicieron fluir helio en un núcleo de carbón en condiciones de presión atmosférica, después se comenzó a incrementar la presión de sepultamiento y por lo tanto el esfuerzo neto el cual sería nuevamente reducido posteriormente; una vez reducido, se satura la muestra con metano a presión constante, posteriormente se reduce la presión y se produce metano mediante la desorción de éste, emulando así el proceso de producción primaria.

Posteriormente se inyectaría CO_2 para que este desplazara al metano restante emulando así el proceso de ECBM, una vez finalizado este proceso se volvería a bajar la presión para desorber el CO2 y por último poder volver a aumentar la presión mediante la inyección de helio a la presión inicial del experimento y así poder ver los efectos deformantes que tuvieron estos procesos en la muestra de carbón; la medición de la densidad se realiza mediante CT de rayos X durante cada paso del procedimiento.

Lo que se encontró en el trabajo de Guo y Kantzas fue que tanto el esfuerzo neto como la capacidad de adsorción, influyen independientemente en el cambio de densidad, los esfuerzos netos en el carbón por si solos aumentan su densidad al comprimirlo y cerrar las diaclasas, disminuyendo así su volumen. Por otro lado, la capacidad de adsorción contrarresta en diferentes medidas el efecto de los esfuerzos netos al ensanchar la matriz del carbón con la adsorción de gas y aumentar su volumen, este último fenómeno se ve maximizado con la adsorción del CO_2, al tener este gas una mayor capacidad de adsorción en el carbón que el metano. Hay que tomar en consideración que el gas adsorbido al aumentar el volumen de la matriz al mismo tiempo reduce el espaciamiento entre las diaclasas, disminuyendo así su permeabilidad por lo que es recomendable realizar más estudios al respecto, varios modelos actuales indican un decremento de la permeabilidad exponencial y un decremento de la porosidad lineal, ambos con respecto al aumento de

esfuerzo neto; así como una disminución general de la porosidad y permeabilidad conforme avanza la producción en los yacimientos de CBM (Shedid y Rahman, 2009).

Las operaciones de ECBM resultan benéficas, ya sea permitiendo la producción del metano que de otra forma permanecería en adsorción en los yacimientos de carbón; o bien, disminuyendo el tiempo de vida del proyecto, produciendo los mismos volúmenes de gas pero en un tiempo menor, reduciendo costos de operación. Se podrían tener plantas de generación de energía eléctrica cercanas a un yacimiento de CBM, las cuales permitirían reinyectar el CO_2 producido al quemar el metano, siendo un proceso completamente limpio y sustentable. Sin embargo aún existen muchas dudas teóricas y logísticas, pero sobre todo respecto a la factibilidad económica de la inyección de CO_2 por los costos que conlleva la adquisición y almacenamiento en el subsuelo de este.

4.9.- Gasificación Subterránea del Carbón

Un método que a pesar de ser totalmente ajeno a los proyectos de producción de gas metano asociado a yacimientos de carbón (CBM), vale la pena mencionarlo debido a su innovación pero sobre todo para diferenciarlo del CBM y dejar en claro cualquier posible ambigüedad existente. Este método es el que se conoce como Gasificación Subterránea del carbón o UCG por sus siglas en inglés (*Underground Coal Gasification*).

El UCG es un método que va enfocado a yacimientos de carbón de bajo rango (poca permeabilidad) y a una profundidad que impide su explotación. Básicamente se trata de incinerar el carbón a profundidad mediante la inyección de aire u oxígeno para que se lleven a cabo una serie de reacciones de oxidación, reducción y pirolisis que darán como producto final la producción de un gas sintetizado o "*syngas*", el cual es un gas compuesto principalmente de Hidrógeno, CO_2, CO, y Metano.

Primero, se perfora un pozo vertical el cual será el pozo de producción que llegará al filón de carbón, un segundo pozo horizontal se va a perforar a cierta distancia y este se va a interconectar con el primer pozo tratando de pasar lo más por debajo posible del filón de carbón para poder incinerar la mayor cantidad de carbón posible. Una vez interconectados, la cavidad se seca lo mejor posible mediante la inyección de aire y se comienza la ignición del carbón inyectando aire u oxígeno, para dar inicio a las reacciones de oxidación, es fundamental que la presión de operación sea ligeramente menor a la presión hidrostática para que el agua fluya en la formación, aislando la combustión y contribuyendo a las reacciones químicas.

Una vez concluida la operación se procede a inyectar agua en la formación varias veces para remover los residuos de la combustión (principalmente ceniza y alquitrán), y evitar la liberación de posibles contaminantes en acuíferos y formaciones cercanas.

El gas sintetizado producido podrá ser procesado en la superficie para su separación en productos útiles o para su uso en la generación de energía eléctrica, la compañía Linc Energy desarrolló este método y actualmente realiza proyectos de UCG en América, Asia, Africa y Europa.

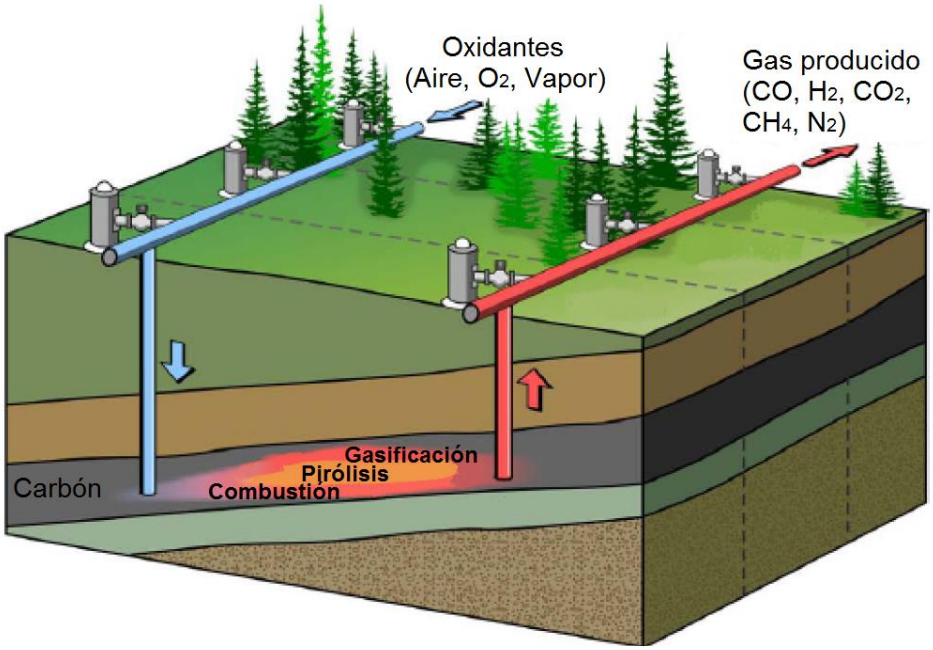


Figura 4.9.1.- Esquema simplificado del principio de la Gasificación Subterránea del Carbón.
En la figura se puede apreciar como el oxidante es inyectado a la formación en este caso en un pozo vertical (aunque en la mayoría de los casos será un pozo horizontal) para permitir las reacciones de combustión, reducción y el proceso de pirolisis en donde el carbón se degrada térmicamente por encima de los 400º C, como productos se obtiene el gas cuya composición varía de acuerdo al oxidante empleado y a la cantidad de agua en la formación.
Fuente: Modificado de Clarkson y Bustin, 2010.

4.10.- Aplicación del método de Espectroscopia Raman

En los últimos años se ha venido desarrollando un método que utiliza el fenómeno descubierto por el físico hindú ganador del Premio Nobel de Física de 1930, Sir Chandrasekhara Venkata Raman, por su descubrimiento de la dispersión inelástica de la luz o efecto Raman como es mejor conocido, este efecto ocurre cuando los fotones de la luz se dispersan de las moléculas con ligeros cambios en su energía o coloración debido a la excitación de sus enlaces químicos, mediante la observación del cambio de los fotones reflejados se puede saber la composición molecular del material analizado mediante este fenómeno. Este método es utilizado para la obtención de parámetros de yacimiento en proyectos de CBM

Los altos costos de la realización de pruebas de desgasificación de muestras de núcleo hacen que sea muy difícil realizar el análisis en una población de muestras lo suficientemente grande, para caracterizar la heterogeneidad y complejidad de los yacimientos de carbón; además de que estas pruebas resultan costosas, y se pierde mucho tiempo en realizarlas. El método de espectroscopia de Raman puede ser utilizado en yacimientos de CBM mediante el análisis químico del agua de la formación, para la obtención de la presión de desorción crítica (CDP) y la saturación de gas.

El método aprovecha el hecho de que la presión parcial del metano es la misma tanto en el agua que se encuentra en las diaclasas y en las fracturas del carbón (metano disuelto o en estado libre), como en la matriz de éste; esta presión es equivalente a la presión de desorción crítica, que es la presión a la que debe ser reducida la presión del yacimiento para que el metano sea desorbido de la matriz **(Figura 4.10.1)**. Para esto se utiliza una herramienta especial adaptada, la cual es descendida en el pozo (anteriormente se empleaban artefactos de mayores dimensiones, por lo que las muestras debían ser analizadas en superficie), la cual correlaciona el número de moléculas de metano presentes en el agua en miliMoles (mM), con la concentración del gas en ésta, dicha concentración es a su vez relacionada con la presión parcial mediante la ley de solubilidad de Henry; esta presión es constante, sin importar la saturación de gas dada y como se mencionó anteriormente igual a la presión de desorción crítica. La presión de desorción crítica es comparada con la presión de yacimiento y se puede determinar el contenido de gas mediante una isoterma, y la presión a la que debe ser reducida la presión del yacimiento para comenzar a producir gas (Lamarre y Pope, 2007).

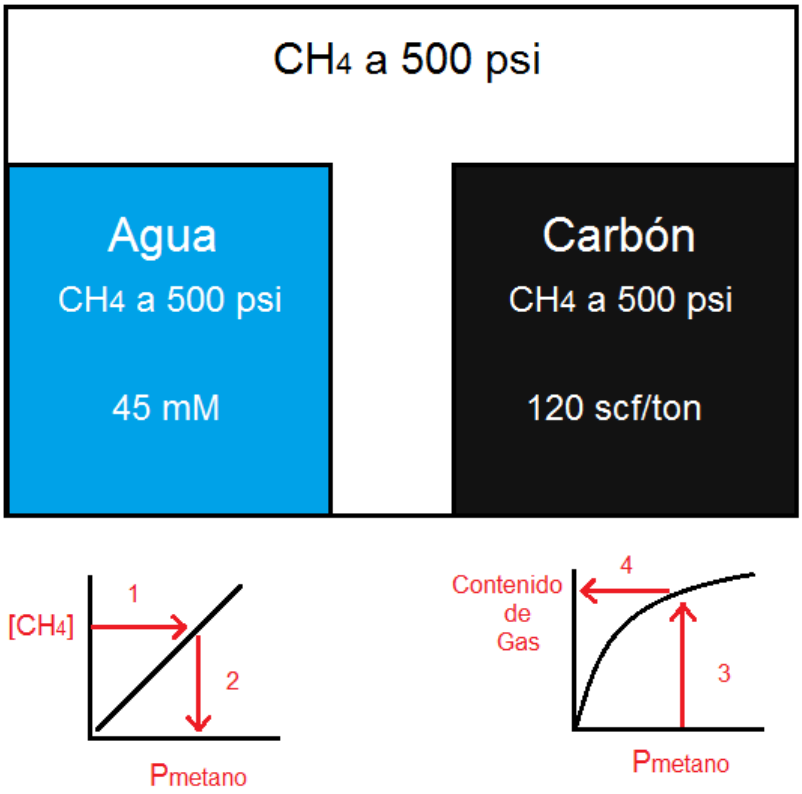


Figura 4.10.1.- Presión parcial del metano en el carbón y en el agua asociada
Bajo condiciones de equilibrio, la presión parcial del metano en el carbón es la misma que en el agua asociada del yacimiento, en el método de espectroscopia Raman primero se obtienen el número de moléculas de metano (1) el cual es correlacionado con la presión parcial en el agua (2), esta presión parcial es posteriormente relacionada con la presión del yacimiento en una isoterma (3) para la obtención del contenido de gas (4).
Fuente: Modificado de Lamarre y Pope, 2007.

La aplicación de este método en proyectos piloto ha mostrado dar resultados excelentes, los cuales reflejan la gran variabilidad de la saturación de gas y presión en un yacimiento de carbón, y permiten que se pueda caracterizar de forma detallada. Asimismo, permiten que se pueda identificar correctamente el área con mayor potencial de producción o punto dulce, colocando así los pozos en las áreas que darán la mayor producción. Se espera que la extensión en su uso descontinúe la necesidad de realizar pruebas de desorción y de saturación de gas de muestras de núcleos de carbón en el laboratorio, y que contribuya significativamente al ahorro de tiempo y dinero, así como a la mejor toma de decisiones en los proyectos de extracción de CBM.

4.11.- Conclusiones

Después de más de medio siglo de desarrollo en la tecnología de producción de gas metano asociado a yacimientos de carbón - CBM, se han logrado grandes avances en la caracterización e ingeniería de yacimientos, no obstante aún quedan muchos huecos en los métodos de evaluación más comunes y dan partida a su futuro mejoramiento conforme los yacimientos de CBM se vuelvan más atractivos en la industria energética. A futuro se tendrán avances importantes como la determinación de volúmenes de gas mediante Registros Geofísicos de Pozos y la producción de gas en filones de carbón a gran profundidad.

V – Evaluación de un Proyecto de CBM mediante Registros Geofísicos de Pozos

5.1.- Introducción

Un Registro Geofísico de Pozos (RGP) se puede definir como la medición continua de las propiedades físicas y químicas o parámetros petrofísicos de las formaciones que atraviesa un pozo, siendo estas afectadas por múltiples factores como lo son el tipo de lodo de perforación, derrumbes, invasión del filtrado del lodo, temperatura y otras condiciones dentro del pozo; también influye mucho la naturaleza física de las mediciones realizadas por los diferentes tipos de herramientas utilizadas y su profundidad de investigación, así como su resolución vertical y lateral, la geometría del pozo entre otros.

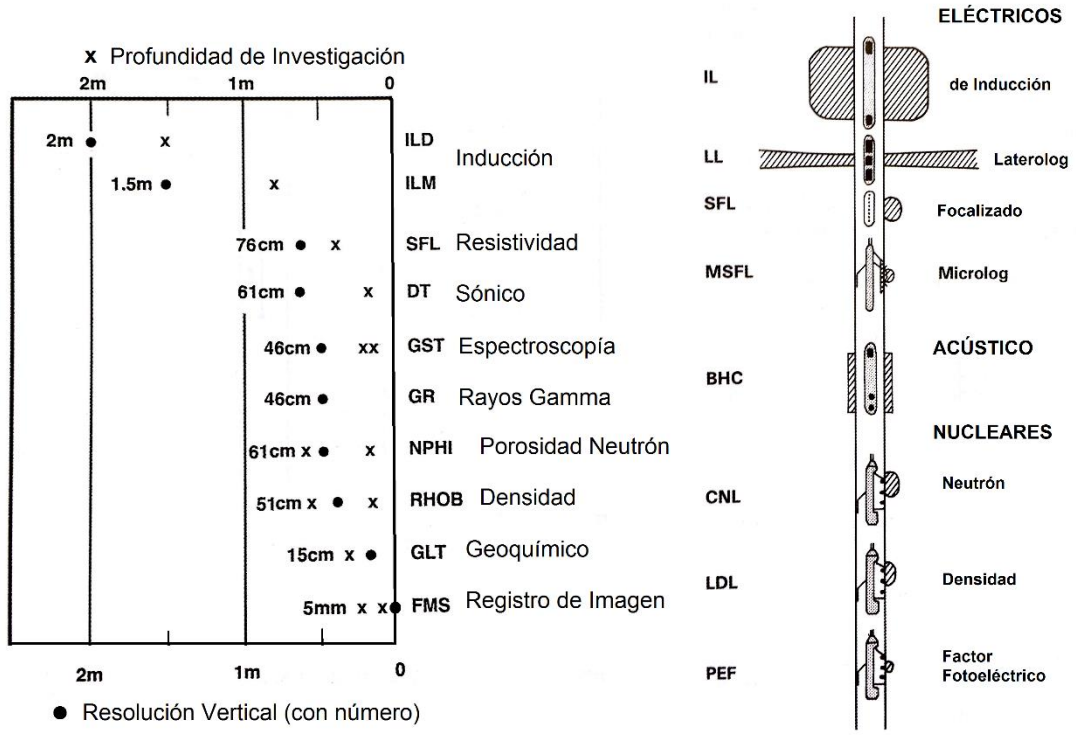


Figura 5.1.1.- Profundidad de Investigación, Resolución Vertical promedio y Geometría de investigación de las diferentes herramientas utilizadas en la toma de RGP.

La profundidad de investigación se puede definir como la profundidad perpendicular a la pared del pozo, en la que la litología tiene un mayor aporte en la señal obtenida por la herramienta; la resolución vertical es la capacidad no solo de detectar, sino de poder resolver y delimitar una capa del espesor indicado; la geometría de investigación es la forma y dirección en la formación que es medida por la herramienta, esta puede darse por el campo generado por ésta o simplemente la naturaleza del detector en la herramienta. El espesor y distribución del carbón determinará que herramienta es la más adecuada de acuerdo a estos parámetros de definición.

Fuente: Tomado y modificado de Rider y Kennedy, 2011 (de ODP, Desbrandes 1968 y Serra 1979).

En la actualidad existen un gran número de Registros Geofísicos que se obtienen usando tecnologías relativamente nuevas y otras que han sido utilizadas desde que se tomaron los primeros registros hace casi un siglo por Henry Doll en 1927 en Francia, con una herramienta que medía las diferencias de potencial entre un electrodo en superficie y otro dentro del pozo, a estas corrientes las llamaría potencial espontáneo; hoy en día se utiliza una herramienta utilizando el mismo principio y que lleva el mismo nombre. Los RGP miden fenómenos espontáneos que se dan de forma natural en las formaciones o bien respuestas que son inducidas por la herramienta; además, dependiendo del tiempo disponible, las características litológicas, características del pozo y de la calidad buscada en los RGP, se pueden utilizar herramientas descendidas por cable posterior a la perforación (*Wireline*), o bien con una línea de herramientas que realizan las mediciones de forma simultánea a la perforación (LWD – *Logging While Drilling*).

No se tratarán en detalle las ventajas y desventajas de estos dos métodos, pero entre sus diferencias más importantes se tienen: la desviación en la medición de la profundidad real, la cantidad de información que llega a superficie en tiempo real (en las herramientas LWD la información llega a la superficie por pulsos de lodo, mientras que en las herramientas descendidas por cable ésta llega por el mismo cable a través de 7 cables conductores internos), la limitante de las herramientas que se pueden utilizar dependiendo el diámetro del pozo (los tamaños más comunes están entre las 6 y las 17.5 pulgadas) y como se mencionó anteriormente, el tiempo que lleva tomar las mediciones. También cabe señalar que hoy en día las herramientas LWD cumplen la importante función de guiar a la barrena dentro de la formación en pozos horizontales, en lo que se conoce como geonavegación, así como para la generación de Registros de Imágenes de Pozo al tomar mediciones azimutales con el giro de la barrena. La geonavegación juega un papel importante en los yacimientos de carbón, ya que debido a su heterogeneidad lateral, resulta sumamente complicado determinar la posición exacta de las zonas de mejor calidad desde superficie, y es necesario tener información en tiempo real para permanecer dentro de los filones de carbón conforme avanza la barrena, esta información puede ser visualizada de forma remota para la toma de decisiones en tiempo real.

Entre las herramientas más importantes y de las que se hablará en este capítulo por su importancia para la caracterización de yacimientos de gas metano asociado a carbón (CBM) se encuentran: Caliper, Rayos Gamma Naturales y Espectroscopia de Rayos Gamma, Potencial Espontáneo, Registros de Resistividad, Registros Radioactivos (Densidad, Porosidad Neutrón y Geoquímicos), Registros Acústicos, Registros de Resonancia Magnética Nuclear y Registros de Imágenes. Las herramientas de medición de presión no son consideradas como un RGP ya que estas realizan mediciones puntuales en la formación, además no existe evidencia de que se prefiera su uso sobre las pruebas de pozo para la obtención de la permeabilidad absoluta.

Los pozos que se empleaban anteriormente para identificar capas de carbón eran pequeños y solamente eran usados para fines cualitativos y para la obtención de núcleos de estos pozos por parte de compañías mineras; conforme aumenta el interés por la producción de gas metano asociado a yacimientos de carbón, el uso de núcleos ha sido gradualmente sustituido (más no completamente reemplazado) por el uso de los RGP para su estudio cuantitativo.

Desafortunadamente con los Registros Geofísicos de Pozos por si solos no se puede calcular directamente el contenido de gas de forma precisa como se hace en los

yacimientos no convencionales, actualmente no existe un método directo para calcular el volumen de gas in situ en una formación, por lo que es necesario contar con información de contenido de gas medido directamente de núcleos y calibrar la respuesta de los RGP con estos datos. Existen múltiples autores que han demostrado una correlación entre la respuesta del carbón a diferentes RGP con la saturación de gas (Mullen, 1988; Kim, 1977; Mavor et al., 1990; Hawkins y Olszewski, 1992., por mencionar algunos), asimismo se ha demostrado que existe una correlación entre la densidad y el contenido mineral del carbón (Mullen, 1988 y Mullen 1989); si se desease obtener el contenido de gas mediante este método, aun así sería necesario calibrar los valores del registro con los obtenidos de una muestra de núcleo. Sin embargo, una vez calibrados los RGP con valores obtenidos en Análisis Próximos de muestras de núcleo se puede evaluar una formación de manera exhaustiva, llenando los "huecos" que dejan las muestras de núcleo al no cubrir la formación completa por razones económicas y de tiempo. Se espera que con los avances realizados en las tecnologías y la evaluación de yacimientos de carbón para proyectos de CBM con RGP, en un futuro se pueda evaluar directamente la formación sin la necesidad de realizar las costosas y lentas pruebas de laboratorio de muestras de núcleo.

Los RGP que han resultado ser los más útiles para la caracterización general del carbón son: El Registro de Caliper, Registro de Densidad, los Registros de Resistividad (principalmente Microlog) y el de Rayos Gamma; estos son el número mínimo de registros recomendados para realizar una evaluación básica. Ahora bien, si se desea obtener otras propiedades más específicas como porosidad, permeabilidad y propiedades mecánicas, estas se podrán obtener con Registros como los Acústicos, Nucleares, de Resonancia Magnética Nuclear, Geoquímicos y de Imágenes.

Mediante el Registro de Densidad se puede inferir el contenido de cenizas o minerales y con esta información podemos conocer en primera instancia el rango del carbón. En caso de contar con un Registro Geoquímico, la información de contenido de minerales será mucho más detallada y confiable ya que se obtienen los porcentajes de los elementos principales contenidos en la formación los cuales son transformados por un método de inversión en porcentajes de los distintos minerales; el carbón puede entonces ser identificado por su alto contenido en carbón e hidrógeno principalmente. El contenido de material mineral es relacionado con minerales como el Cuarzo, minerales arcillosos, la Pirita y algunos carbonatos (mayoritariamente minerales arcillosos o Cuarzo), mientras que las diaclasas por minerales formados por soluciones como la Pirita y la Calcita. En cualquier caso se puede realizar una correlación con los RGP y otros parámetros como el contenido y saturación de gas, arcilla y volátiles, ya sea que se tengan datos de Análisis Próximos previos de los carbones de la zona o de otros yacimientos que compartan características similares. Por otro lado, los registros de Resistividad, Rayos Gamma Natural, Sónico y de Temperatura resultan útiles para la identificación y delimitación de capas de carbón **(Figura 5.1.2)**. Asimismo, el registro de Resitividad resulta una herramienta útil para la determinación de la permeabilidad del carbón mediante la detección de invasión del fluido de perforación en la formación.

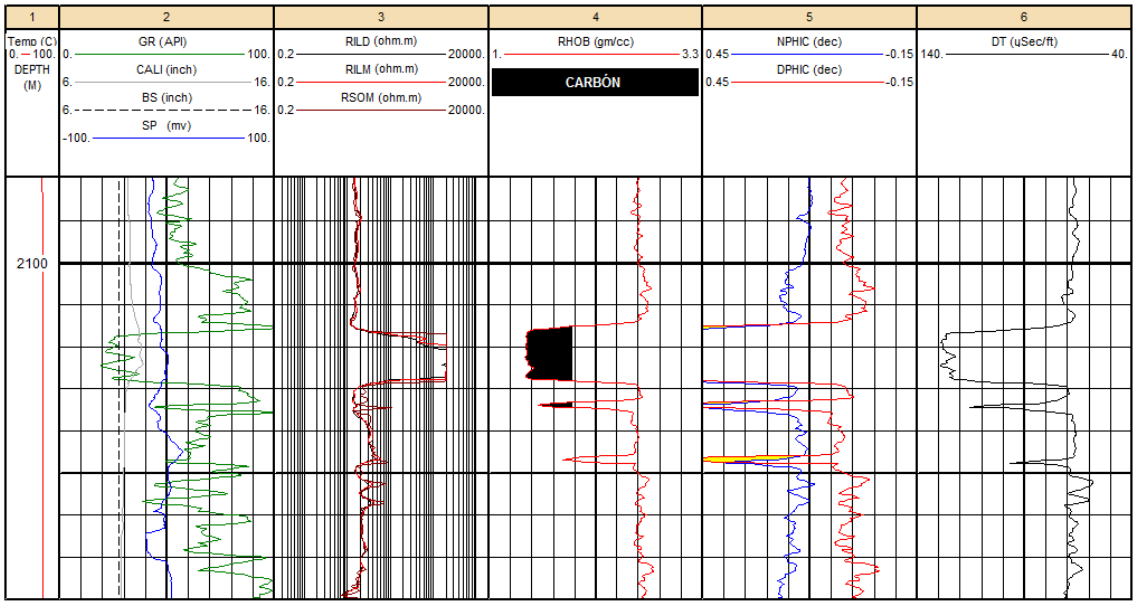


Figura 5.1.2.- Combo de Registros más comúnmente empleados en la caracterización petrofísica del carbón. En el segundo carril tenemos el Registro de Rayos Gamma Natural (GR) seguido del de Potencial Espontáneo (SP) y Caliper; en el tercer carril tenemos tres Registros de Resistividad (somera-RSOM, media-RILM y profunda-RILD); en el cuarto carril encontramos el Registro de Densidad (RHOB); en el quinto carril se tienen en una escala compatible los Registros de Porosidad Neutrón (NPHI) y Porosidad Densidad (DPHI); finalmente en el sexto carril se tiene el Registro Sónico de onda compresional (DT). Los intervalos de carbón se encuentran sombreados de color negro en la curva de Densidad. Las unidades y escalas más comúnmente usadas para los diferentes RGP se tratan a continuación.
Fuente: Imagen generada en IP.

En los últimos años se han utilizado Registros de Imágenes para inferir la permeabilidad observando la distribución y naturaleza de las diaclasas y las fracturas, también se ha avanzado en el uso de los Registros de Resonancia Magnética Nuclear para medir directamente el contenido de gas y la permeabilidad en el carbón.

Los RGP son de gran ayuda para la determinación de la densidad in situ del carbón, el espesor de capa y el espesor efectivo de la formación de carbón (principalmente con registros de densidad y resistividad pero se pueden emplear otros), así como para otras metodologías y técnicas de evaluación de yacimientos de CBM que se tratan al final de este capítulo y se aplican a un pozo con datos reales en el próximo capítulo.

El objetivo principal de este capítulo es demostrar la importancia que tienen los RGP en la caracterización de los yacimientos de carbón en proyectos de extracción de CMB identificando las diferentes respuestas de los RGP a estos yacimientos, y realizando un análisis de las metodologías modernas empleadas para la estimación de parámetros importantes como la porosidad y permeabilidad, parámetros que se obtienen en el Análisis Próximo y Elemental, espesor, nivel de fracturamiento y contenido de gas entre otros.

5.2.- Registros Geofísicos de Pozos y su Respuesta en el Carbón

5.2.1.- Medición de la Presión con Herramientas de Pozo

En la actualidad existen varias herramientas (muestreadores o probadores de pozo) para la medición directa de la presión, así como de la resistividad del agua de formación en puntos discretos elegidos por el operador, por lo general se emplea la herramienta de rayos gamma o alguna otra para la determinación del punto de medición, mediante esta medición también se puede conocer la permeabilidad, tipo de fluido y la presión de fracturamiento hidráulico.
Estas pruebas resultan convenientes ya que en ocasiones pueden sustituir a las peligrosas y tardadas pruebas de pozo, sin embargo su uso para conocer la permeabilidad en filones de carbón puede resultar poco conveniente debido a la heterogeneidad de este tipo de yacimientos.

La herramienta consiste en una especie de cojinete el cual es presionado contra la superficie del pozo en agujero descubierto, este cojinete tiene en el centro un orificio, el cual se encuentra en conexión directa con una válvula de ecualización de presión y un circuito hidráulico que se pondrá en contacto con los fluidos de la formación; mediante el uso de manómetros mide la presión de la formación una vez que se llega a un equilibrio de presión. Estas herramientas además cuentan con la función de almacenar varias muestras de líquido en contenedores sellados de diferentes capacidades para un análisis más a fondo una vez que estas muestras lleguen a la superficie.

5.2.2.- Registros de Temperatura

A pesar de que el gradiente geotérmico se estima mediante la diferencia de la temperatura a cierta profundidad con la temperatura en superficie, entre la profundidad; este cálculo resulta poco práctico ya que asume que la temperatura tiene un comportamiento lineal con la profundidad y en realidad, dependiendo de la conductividad térmica de la formación esta tenderá a tener un comportamiento variable, dependiendo de la capacidad que tiene una litología dada para transmitir el calor. De forma general cuando una formación tiene una conductividad térmica alta el incremento de la temperatura con la profundidad será poco pronunciado.

En el caso de carbones bituminosos y lignitos, éstos tienen una conductividad térmica bastante baja (0.1 a 0.5 W/m.K), mientras que litologías con alta conductividad térmica como las areniscas y la sal tienen valores de conductividad entre 1.2 y 6 W/m.K. Por lo tanto, se espera que intervalos donde existan yacimientos de carbón y otras formaciones con conductividades térmicas bajas, el gradiente geotérmico sea alto.

5.2.3.- Caliper

El Caliper es el dispositivo que mide el tamaño y geometría del pozo, este registro es un buen indicador de la calidad del pozo y por consiguiente de las mediciones de los demás Registros, en especial aquellos cuyas herramientas requieren un contacto directo con la formación, ya que en un derrumbe se estaría registrando una respuesta de la mezcla entre el enjarre y la formación; el Caliper además es útil para determinar la localización y el origen de las diferentes ovalizaciones y derrumbes en el pozo, los cuales pueden ser

originados por la misma actividad de perforación, la circulación del lodo, fricción de la herramienta por la inclinación del pozo o los esfuerzos compresivos y distensivos en el subsuelo (las fracturas ocasionadas por la barrena por lo general se encuentran orientadas en la dirección del máximo esfuerzo compresivo, mientras que ocurre una ovalización en la dirección del esfuerzo mínimo). De acuerdo al cambio en la geometría del pozo con respecto a un pozo con el mismo diámetro ligeramente menor al del diámetro de la barrena (pared de pozo en calibre), se pueden tener casos en los que solamente incrementa su diámetro en una dirección debido a la fricción de la herramienta con la pared del pozo (Pozo "ojo de llave"), situaciones en donde el diámetro del pozo aumenta considerablemente (derrumbes) y las ya mencionadas fracturas y ovalizaciones producidas en la dirección de máximo y mínimo esfuerzo horizontal respectivamente para el caso del carbón y otras litologías **(Figura 5.2.3.2)**.
Estos cambios en la geometría del pozo son comunes en formaciones poco consolidadas y deleznables como las lutitas y carbones de rango medio y bajo **(Figura 5.2.3.1)**.

Existen tres tipos principales de Caliper: (1) El Caliper mecánico, el cual mediante varios brazos mecánicos articulados que se extienden desde el centro de la herramienta y son presionados en contra de las paredes del pozo (las herramientas actuales tienen por lo general dos, cuatro o seis brazos articulados) da un registro continuo de los diferentes diámetros del pozo, este tipo de Caliper solo puede ser utilizado posterior a la perforación y en herramientas descendidas por cable ya que el desgaste de la herramienta sería muy rápido si se realizase mientras gira la barrena.

(2) El Caliper Acústico utiliza una fuente ultrasónica para determinar la geometría de pozo mediante mediciones de tiempo de tránsito de las ondas acústicas provenientes de la herramienta hacia la formación y de vuelta a los detectores en la herramienta; el Caliper Acústico se utiliza principalmente en registros LWD ya que la herramienta necesita estar girando para obtener una imagen en tercera dimensión del pozo, este tipo de herramientas cuentan con un magnetómetro el cual indica la orientación de las mediciones con respecto al norte magnético.

(3) Se conoce como Caliper Virtual a aquel que es calculado mediante otros Registros comunes; como lo son los Registros de Resistividad, de Factor Fotoeléctrico y los Registros Radioactivos. Para calcular un Caliper Virtual se aprovecha el principio de que para todas las diferentes mediciones geofísicas, la geometría del pozo tiene una influencia directa e identificando estas anomalías en los RGP, se puede inferir la geometría del pozo.

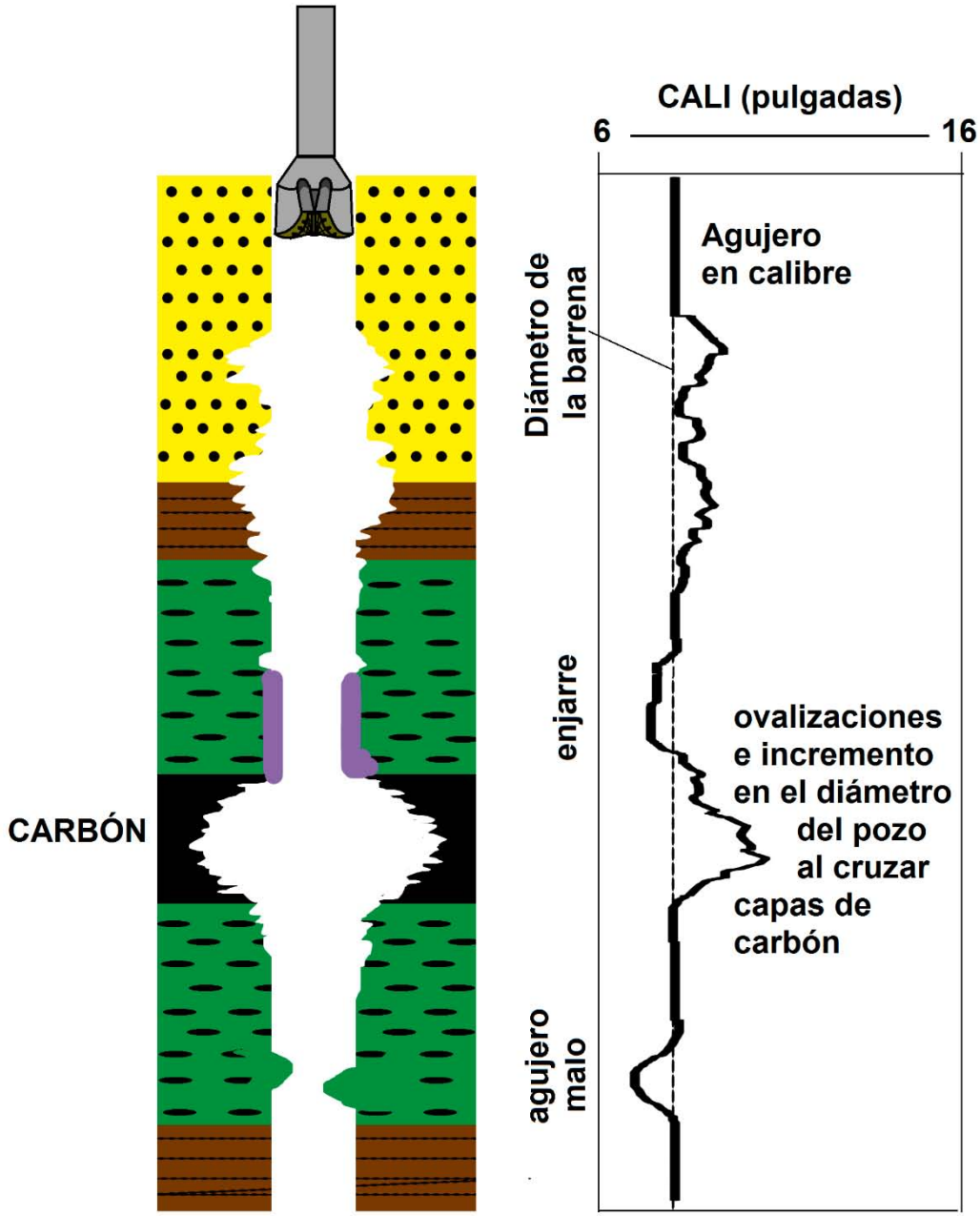


Figura 5.2.3.1.- Respuesta del Caliper a los diferentes diámetros de pozo y a la formación del enjarre. Las cavidades originadas en secciones de carbón deleznable pueden ser fácilmente identificadas con el Caliper, entre menor sea la rugosidad del agujero, las mediciones realizadas por los RGP y en especial de aquellas herramientas que requieren contacto con la pared del pozo serán de mejor calidad.
Fuente: Redibujado (Idea original) de Rider y Kennedy, 2011.

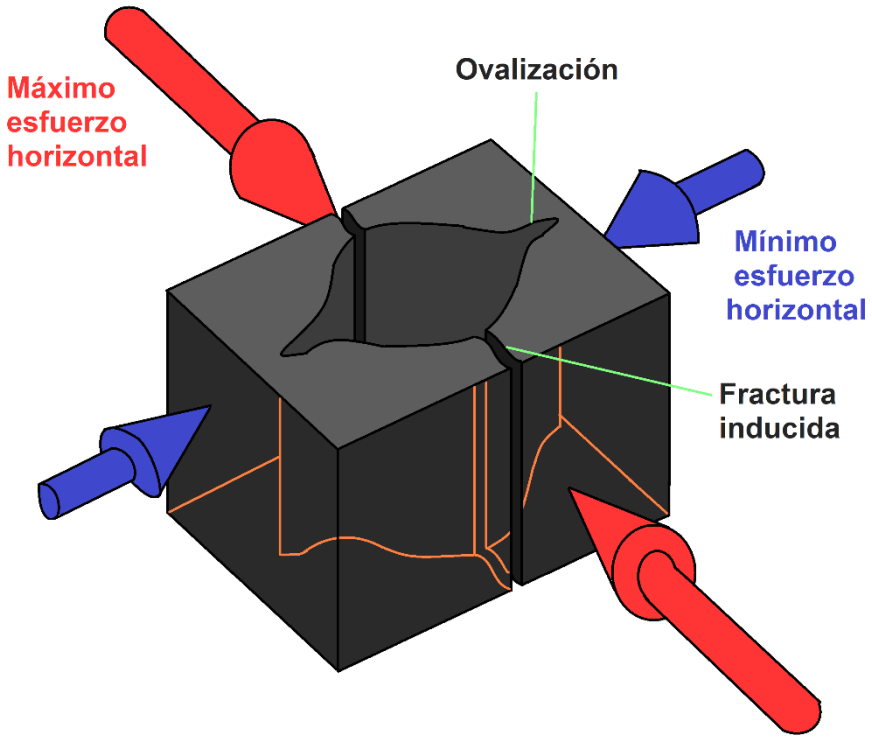


Figura 5.2.3.2.- Anomalías en el diámetro de pozo en las capas de carbón debido a esfuerzos horizontales.

En la dirección del esfuerzo horizontal máximo se crean fracturas por la actividad de perforación, en esta dirección se encuentran direccionadas las diaclasas frontales; de forma perpendicular a esta dirección, se crean ovalizaciones en el pozo en la dirección que corresponde al esfuerzo horizontal mínimo, en esta dirección están dispuestas las diaclasas laterales para la mayoría de los yacimientos de carbón.

5.2.4.- Rayos Gamma (GR)

El Registro de Rayos Gamma mide la radiación natural emitida por las diferentes rocas y minerales en el pozo, las series radiactivas que producen la radiación de forma natural y contribuyen en diferentes proporciones dependiendo su contenido en la mineralogía son: el Torio, el Uranio y el Potasio. El detector de centelleo tiene como principio de funcionamiento el uso de un cristal de Yoduro de Sodio (NaI) el cual funge como receptor, al pasar los rayos gamma (fotones de alta energía sin masa y sin carga producto de reacciones nucleares) por el cristal, éste emite destellos de luz los cuales son transformados a impulsos eléctricos que son contados y a partir del conteo se calcula el nivel de radiación emitida con el que a su vez se puede conocer el elemento que la produjo.

Es una herramienta sencilla y duradera que es combinada con casi cualquier otra herramienta, ya sea descendida por cable o LWD, ya que esta es poco afectada por su posición en el pozo y la profundidad. Además del Registro de Rayos Gamma Naturales (que puede ser Simple Gamma Ray –SGR si se toman en cuenta la contribución de los tres elementos radioactivos o Compensated Gamma Ray – CGR si sólo se toman en

cuenta en la medición el contenido de Torio y Potasio sin el Uranio) existe también el Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma Naturales, el cual nos da el contenido o fracción individual de cada uno de los elementos de las series radiactivas de las formaciones en el pozo. Este registro es importante ya que de la diferencia en las proporciones de cada uno de estos elementos se puede conocer la proporción de los elementos no radioactivos que los contienen y a su vez la mineralogía; la herramienta que permite la obtención de este Registro tiene el mismo principio de funcionamiento antes mencionado, pero con un cristal de mayores dimensiones y actualmente solo puede ser descendida por cable.

El Registro de Rayos Gamma (GR) tiene como unidades los API y se le coloca por lo general en el primer carril, su escala puede variar pero comúnmente se utilizan las escalas de 0-100 o de 0-150. En el Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma el contenido de Torio y Uranio se mide en partes por millón (ppm), mientras que el Potasio en porcentaje (%).

Las rocas ígneas ácidas junto con las metamórficas y las sedimentarias (no evaporíticas) son las litologías que cuentan con una proporción considerable de estos elementos en sus minerales formadores y por lo tanto dan respuestas elevadas en el Registro de GR, sin embargo los minerales arcillosos son los que cuentan con estos elementos en mayor proporción y dan las respuestas más altas de radiación gamma; es por ello que las rocas arcillosas y en particular las lutitas dan las respuestas de mayor amplitud en el Registro. El hecho de que las lutitas den la respuesta más elevada hacen del Registro de GR la herramienta de correlación de preferencia y su principal uso es la diferenciación de intervalos de arcilla con otras litologías como lo son las areniscas y rocas carbonatadas, así como el cálculo de su grado de arcillosidad. En los últimos años también ha sido empleada para la geonavegación.

El carbón da una de las respuestas más bajas en los Registros de GR. Se cree que existe una relación entre el contenido de material orgánico y el Uranio asociado en lutitas con alto contenido orgánico, sin embargo en el caso del carbón puro, el Uranio no es absorbido de la misma forma y por lo tanto se tendrá una respuesta nula o proporcional al contenido de arcilla en el carbón. El carbón en sí tiene muy poca arcilla y la única forma en la que puede tener una respuesta moderada, es si el Uranio fue transportado y depositado en el carbón recientemente por acuíferos enriquecidos en Uranio.

Se tendrá una mayor profundidad de investigación en el carbón al ser una roca de baja densidad y que por lo tanto absorbe una menor cantidad de radiación gamma (Efecto Compton). Sin embargo, en caso de haber derrumbes en intervalos donde existan capas de carbón, los valores de radiación Gamma se verán ligeramente disminuidas. Una de las principales razones por las que no se utiliza este Registro por si solo para delimitar las capas de carbón es su poca resolución vertical, por lo mismo difícilmente detectaría capas muy delgadas de carbón. Se cree que en carbones cuyo contenido de material mineral inorgánico está compuesto principalmente minerales arcillosos, es posible determinar el contenido de material mineral mediante una correlación con el Registro de GR; sin embargo, el Registro preferido por la comunidad científica y la industria para realizar esta correlación con el volumen o contenido de material mineral es el Registro de Densidad.

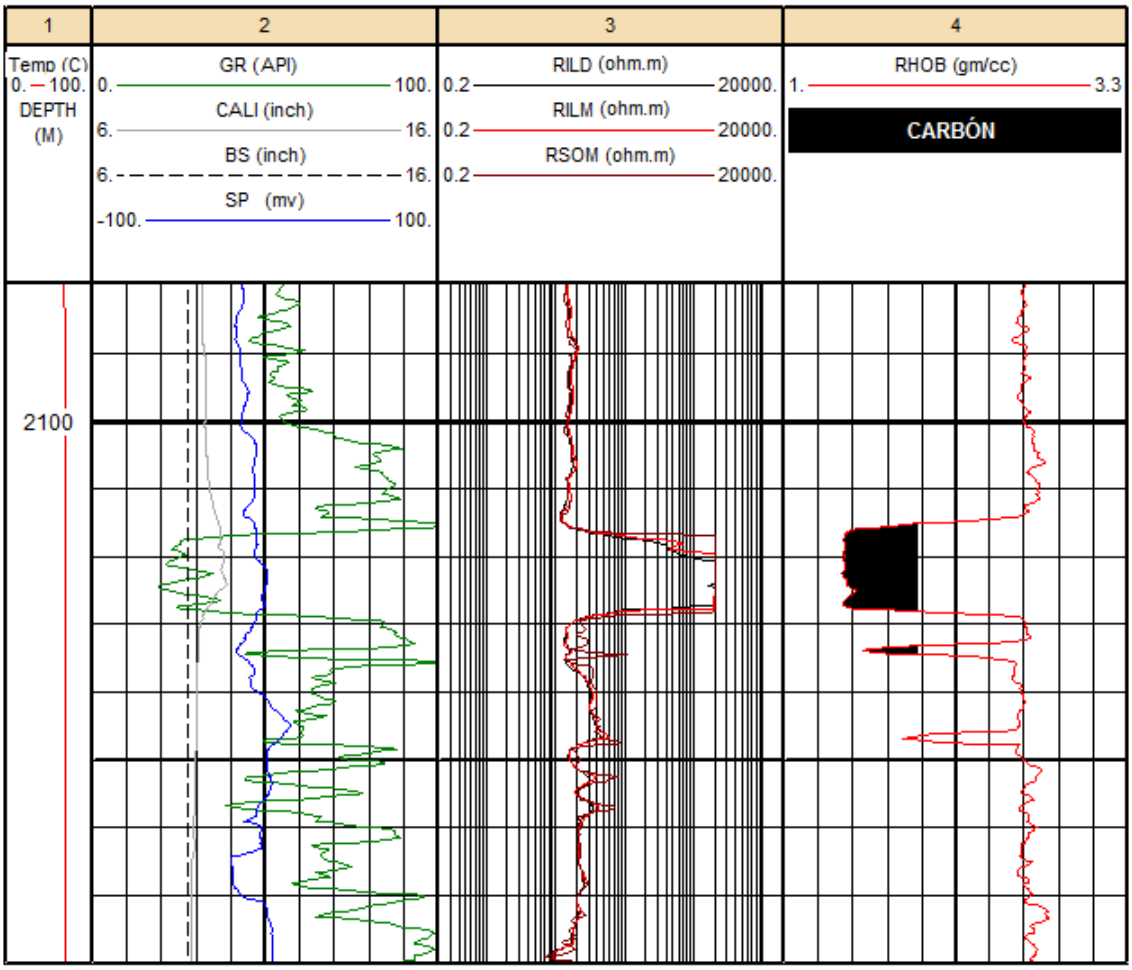


Figura 5.2.4.1.- Respuesta del Registro de Rayos Gamma (GR) a las capas de carbón.

En el segundo carril se puede observar que en el Registro de Rayos Gamma – GR (curva de color verde), el carbón es de las litologías que tiene las respuestas más bajas por el bajo contenido de minerales arcillosos radioactivos y su alto contenido orgánico. Las zonas de carbón se encuentran sombreadas en color negro en la curva de Densidad del cuarto carril, el contenido de material orgánico también afecta a las lutitas, sin embargo el carbón es la litología que continua teniendo los valores más bajos de API.

Fuente: Imagen generada en IP.

5.2.5.- Potencial Espontáneo (SP)

El potencial espontáneo se encarga de medir las diferencias de potencial natural (en milivolts mV = $1x10^{-3}$ Volts) con un galvanómetro que se encuentra entre un electrodo de plomo en contacto con la formación en el pozo y otro electrodo de plomo en superficie, sin la aplicación de ninguna corriente externa. Estas mediciones se ven principalmente afectadas por las diferencias de salinidad entre el fluido de perforación y la formación, por lo que se necesita que el fluido de perforación conduzca la electricidad. Con este registro se puede determinar la permeabilidad y la naturaleza de los fluidos de formación, con base en la salinidad del fluido de perforación empleado.

Para que exista una desviación del cero absoluto en la medición del potencial espontáneo (el cero se determina mediante un intervalo de lutitas donde no existen diferencias de

potencial) es necesario que la formación sea permeable y que se encuentre aislada por formaciones impermeables (esto es común en intercalaciones de lutitas y areniscas), para que exista una difusión iónica entre los fluidos de formación y de perforación; en el caso de las lutitas ocurre otro fenómeno (membrana catiónica), ya que estas tienen una carga superficial negativa la cual sirve como filtro, dando preferencia a los iones positivos en el fluido de perforación. Estos fenómenos producen una corriente que fluye del fluido de perforación en el pozo hacia las areniscas porosas y de ahí a las lutitas. Las desviaciones negativas se registran a la izquierda y las positivas a la derecha, y por lo general se grafica en el primer carril del formato API para la presentación de registros; estas desviaciones por supuesto variarán en intensidad de acuerdo a la las diferencias de salinidad y en menor medida de presión, si se toma en cuenta que el fluido de perforación tiene una salinidad menor a la del fluido de la formación, las desviaciones serán en su mayoría negativas en areniscas porosas (ocurriendo lo opuesto cuando ocurre esta suposición en salinidades cambia) y positivas en lutitas.

En el pasado, el Registro de Potencial Espontáneo (SP) era empleado para la correlación litológica de cuerpos y de facies, pero actualmente se ve completamente superado por el Registro de Rayos Gamma en este aspecto, su principal uso radica en la identificación de la naturaleza de los fluidos de formación y que responde al tamaño de grano.

En el caso del carbón, debido a que éste se encuentra altamente reducido, se espera que en la mayoría de los casos el carbón bituminoso y el lignito den respuestas negativas con una gran amplitud, aunque en algunos casos y por razones no del todo conocidas, puede que no se tenga ninguna desviación del cero en capas de carbón **(Figura 5.2.5.1)**. Utilizar este registro para la delimitación de una capa de carbón por sí solo no es recomendable, no obstante, una vez que se ha identificado y delimitado una capa de carbón, se puede emplear el Registro de SP para determinar su permeabilidad, el espesor de la capa y la amplitud de la desviación de la curva de SP son un buen indicador de permeabilidad, siendo que entre mayor sea el resultado de este producto, mayor será la permeabilidad del carbón. Esta respuesta también se puede ver influenciada por la presencia de Pirita, siendo esta un mineral altamente conductivo y que puede estar presente en el carbón.

5.2.6.- Registros de Resistividad

La resistividad es la medición de la resistencia que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica, es una propiedad anisotrópica e intrínseca de las rocas y minerales, y ésta se mide en unidades de Ohms*m (Ω-m). En el formato de la API, los Registros de Resistividad se colocan por lo general en el segundo y/o tercer carril utilizando una escala logarítmica que va de los 0.2 a los 2000 Ω-m, pero que bien puede llegar hasta los 200,000 Ω-m de ser necesario. La resistividad de la mayoría de las rocas y minerales por sí mismos es muy alta, lo que en realidad permite que exista conductividad eléctrica en las formaciones del subsuelo es el agua de formación en rocas porosas y permeables, por lo que la resistividad está íntimamente ligada a la saturación y distribución de agua en la formación (entre mayor salinidad, mayor la conductividad y menor la resistividad).

De hecho, uno de los principales objetivos de los Registros de Resistividad es la determinación de la saturación de agua (Sw), con lo que se puede a su vez calcular la saturación de hidrocarburos.

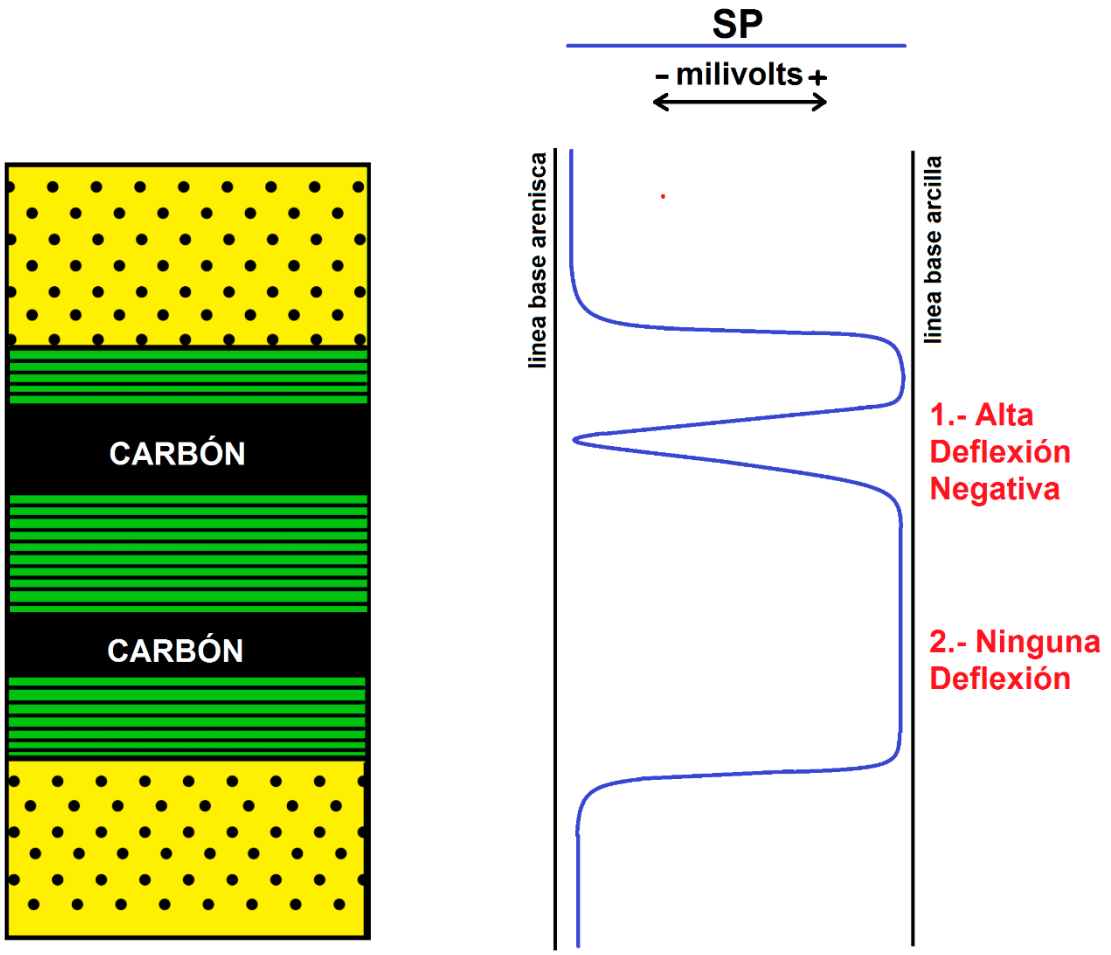


Figura 5.2.5.1.- Respuesta del Registro de Potencial Espontáneo (SP) a las capas de carbón.
Con respecto a la línea base de la lutita el carbón comúnmente se identifica por respuestas con una gran amplitud en la dirección negativa del Registro de SP, sin embargo es posible que no se tenga ninguna desviación del cero absoluto por razones aún desconocidas.

Entre sus otros usos se encuentra la correlación, la identificación de minerales conductivos, la identificación y delimitación de perfiles de invasión y la geonavegación. Para el caso del carbón las mediciones de resistividad a diferentes profundidades servirán principalmente para estimar la porosidad y permeabilidad.

Otro factor que influye en la medición de la resistividad en el subsuelo es la distribución geométrica de los clastos o de la matriz de las rocas y de sus poros, a este factor se le conoce como Factor de Resistividad de la Formación (F); este factor es independiente a la resistividad del Agua de Formación (R_w); entre más tortuosa sea esta distribución de los poros y menor sea la porosidad, el valor de F aumentará, aumentando el valor de la Resistividad de la Roca (R_o) como se puede ver en la siguiente relación básica de la petrofísica:

Ec 5.2.6.1

$$R_o = F * R_w$$

En donde la medición de Resistividad de la Roca saturada 100% de agua (R_o), la cual es obtenida directamente en el Registro, es proporcional a la Resitividad del Agua de Formación (R_w) y al Factor de Resistividad de la Formación (F). En otras palabras, una misma litología podría tener distintos valores de resistividad solamente cambiando la salinidad de los diferentes fluidos de formación (agua, gas, aceite, etc.) presentes en sus poros, estos fluidos tienen una mayor influencia en las mediciones de resistividad.

Existen ciertos minerales que pueden disminuir los valores de resistividad al ser conductores, lo mismo ocurre con las arcillas las cuales contienen grandes cantidades de agua y producen una superficie conductora con carga negativa en la interface entre el agua y la arcilla, aumentando así la conductividad.

Existen tres tipos de herramientas que miden la resistividad eléctrica de las formaciones en el pozo: de contacto, Inductivas y de Propagación.

Las herramientas de contacto, como su nombre lo indica, hacen contacto directo entre los electrodos en la herramienta y la pared del pozo, por lo que requieren lodo de perforación conductor de base agua, las herramientas que utilizan este método son mejor conocidas como Laterologs, las cuales tienen diferentes arreglos y número de electrodos dependiendo la profundidad de investigación y la resolución de capa deseada (desde los pocos centímetros hasta cientos de metros), además de utilizar corriente alterna de baja frecuencia. Los laterologs modernos enfocan la corriente lateralmente de modo que la medición de resistividad solamente sea influenciada por la formación de interés, las herramientas de investigación profunda miden a agujero centrado (Ej. Doble Laterolog profundo Lld y medio Lls), mientras que las herramientas de investigación somera son presionadas contra la pared del pozo (Ej. Microlog MLL y Microspherically Focused Log MSFL).

Las herramientas de inducción generan un campo magnético de frecuencia variable de varios kHz (20 kHz) y miden el efecto que tiene en las formaciones mediante su medición en varios receptores, conforme mayor sea la frecuencia del campo magnético inducido, menor será la profundidad de investigación. La intensidad de la corriente inducida en el receptor depende directamente de la conductividad eléctrica de la formación la cual genera un campo magnético secundario; su principal ventaja es que no necesitan funcionar con un lodo de perforación conductor. Este tipo de herramientas son las que se recomienda utilizar en proyectos de CBM aunque es más común que se empleen herramientas de contacto.

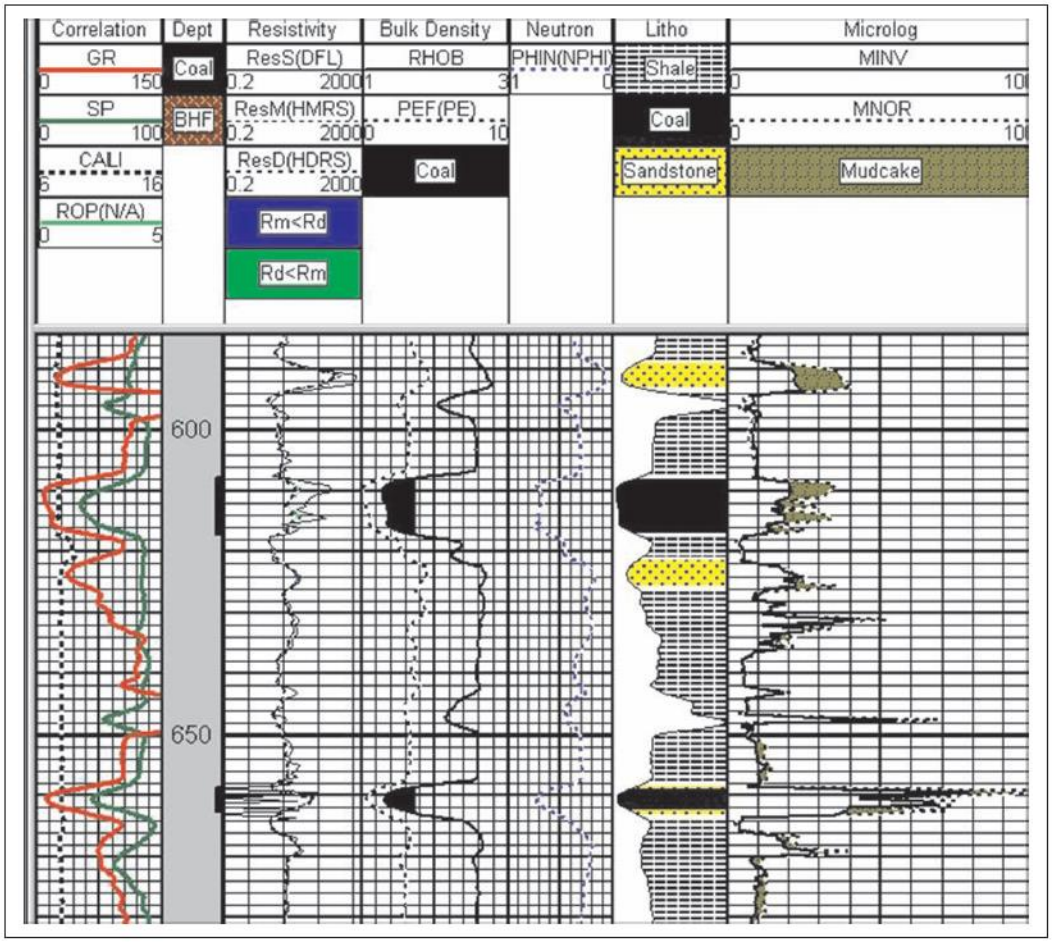
Las herramientas de propagación emiten ondas de radio de alta frecuencia (400 kHz a 2 MHz) las cuales son atenuadas en mayor medida en formaciones de resistividad baja, por lo que se puede inferir la resistividad de la roca adyacente. Pueden ser utilizadas tanto en lodo base agua como de base aceite y dentro de una herramienta metálica a diferencia de las anteriores. La profundidad de investigación depende de la frecuencia de la onda electromagnética emitida y de la resistividad del medio, este tipo de herramienta es más usada con el método de LWD.

De forma general y para cualquiera de los diferentes tipos de herramientas de Resistividad, aquellas que realizan mediciones con un radio de investigación profundo están registrando la resistividad real de la formación, mientras que aquellas que realizan mediciones con una profundidad de investigación somera miden estructuras de menor tamaño en la formación, como lo pueden ser fracturas y laminaciones; registros de intensidad media pueden ser utilizados para la delimitación de capas.

La separación entre ambas curvas es un buen indicador de permeabilidad, dependiendo del espaciamiento y de su comportamiento se puede detectar un perfil de invasión en la formación, lo cual es propio de una formación permeable, por el contrario si existe un traslape entre ambas curvas (se juntan) se infiere que la formación es compacta e impermeable (como puede darse el caso en un carbón compacto y poco permeable), por lo mismo las curvas de Resistividad resultan de gran utilidad para estimar la permeabilidad de las capas de carbón. Existe una correlación entre el grado de permeabilidad y la distribución de las diaclasas en el carbón, las cuales a su vez están asociadas al tipo y grado de maduración del carbón; con el uso de Registros de Microresistividad (*Micrologo*) se puede conocer la cantidad y tamaño de diaclasas aproximadas en un intervalo **(Figura 5.2.6.1)** y posteriormente estimar la permeabilidad.

Los Registros de Inducción como la Array Induction Tool – AIT (El cual permite obtener mediciones de resistividad radial a 5 profundidades de investigación y con múltiples resoluciones verticales), y de contacto como el Doble Laterolog, pueden ser usados de forma similar pero tienen la limitante de no poseer la resolución del Microlog ni ser tan sensibles a los cambios en la permeabilidad. La distribución y dirección de las fracturas y diaclasas es importante para estimar direcciones de flujo y así poder determinar la mejor ubicación de los pozos para la producción.

El carbón registra valores de Resistividad muy altos en los Registros de Resistividad, por lo general mucho mayores a los de formaciones adyacentes comunes como lo son las areniscas y las lutitas, pero menores a los de la sal y el yeso por ejemplo **(Figura 5.2.6.2)**. En el caso de existir concreciones de Pirita en el carbón u otras impurezas, puede que éstas disminuyan la Resistividad registrada, especialmente en Registros de Resistividad por Propagación y de Inducción por su alta frecuencia. La herramienta también puede ser utilizada en conjunto con otras como por ejemplo la de Rayos Gamma natural, SP y Sónico para la correlación de capas. En caso de existir rocas ígneas cercanas o que rodean al yacimiento de carbón los valores de Resistividad de la formación tendrán casi siempre variaciones de alta frecuencia y amplitud por lo que resultaría muy difícil la evaluación del yacimiento mediante RGP en estos casos.



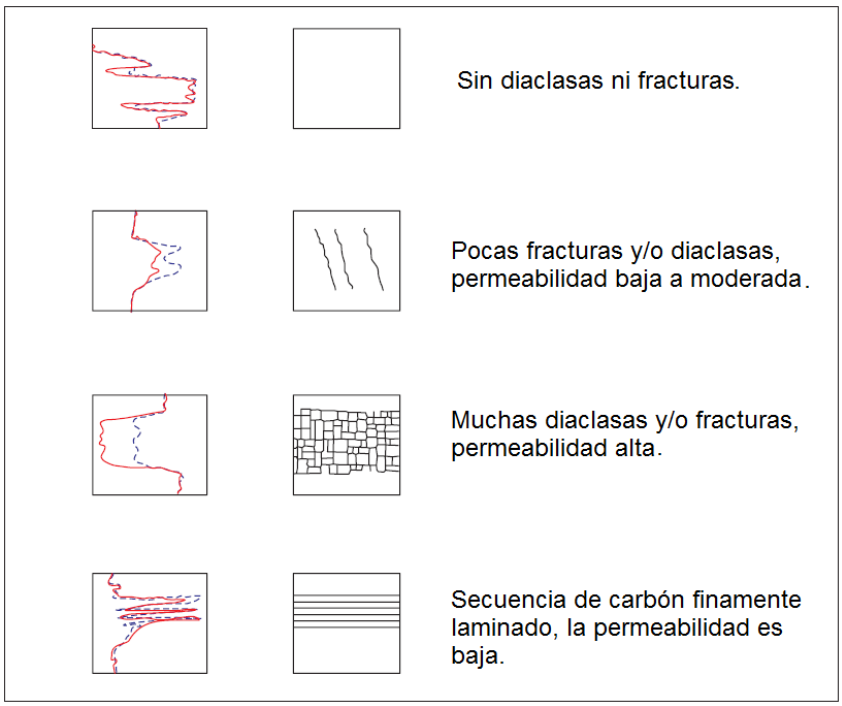


Figura 5.2.6.1.- Respuesta de los Registros de Micro-resistividad (Microlog) en capas de carbón con distinta permeabilidad.

En el último carril se tienen las curvas de Micro-resistividad Normal e Inversa, siendo la Normal la que tiene una profundidad de investigación ligeramente mayor que la Inversa,

mediante el comportamiento de estas dos curvas se puede estimar la cantidad de diaclasas y permeabilidad en el carbón, el grado de separación entre ambas curvas está directamente relacionada con la distribución y apertura de las fracturas y diaclasas; cuando la curva tiene un comportamiento periódico de alta frecuencia es casi siempre indicador de laminaciones. En las dos capas de carbón ubicadas en este Registro, claramente la que se encuentra entre los 610 y los 620 m es la más permeable.
Fuente: Modificada de Halliburton, 2008.

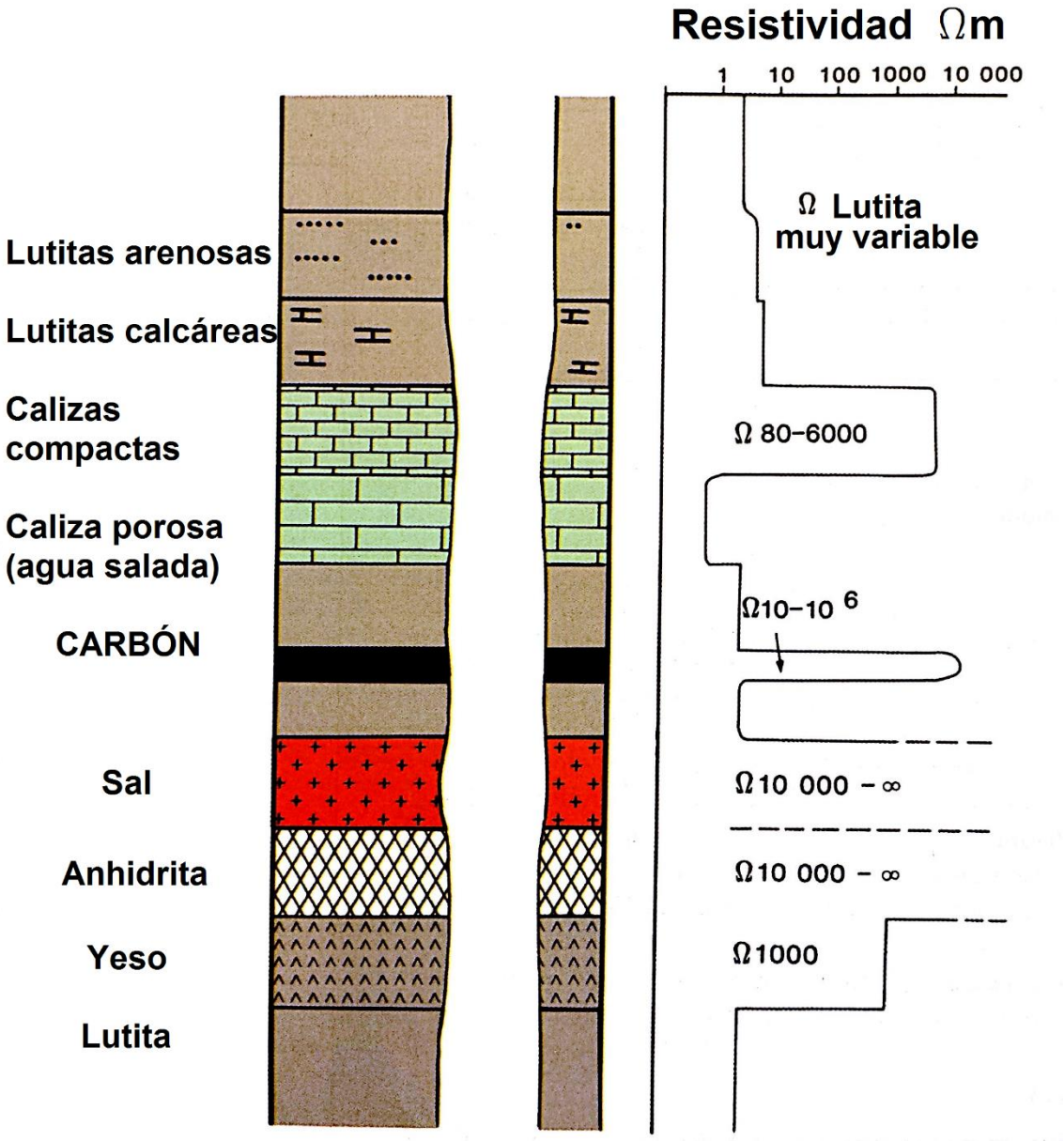


Figura 5.2.6.2.- Respuesta del carbón y otras litologías comunes en los Registros de Resistividad.
Sin tomar en cuenta el posible perfil de invasión y otros factores que influyan en la medición, la resistividad del carbón es de las más altas y junto con otros Registros es fácil identificarle.
Fuente: Modificado de Rider y Kennedy, 2011.

5.2.7.- Registros Acústicos

Las herramientas Sónicas miden el tiempo que tarda en viajar un impulso acústico a través de la formación, saliendo de una o varias fuentes y regresando a uno o más receptores, con esta información se obtiene lo que se conoce como tiempo de tránsito o lentitud (Δt). En los Registros Sónicos la lentitud se mide en unidades de μs/ft o μs/m y es el inverso de la velocidad.

Las herramientas actuales utilizan fuentes piezoeléctricas monopolares, dipolares, tetrapolares y de vibroseis (en sísmica de pozo), las cuales no sólo permiten conocer los primeros arribos de las ondas compresionales sino el tren de ondas completo con el cual se puede conocer la lentitud de las ondas compresionales (P), de ondas superficiales (S) y ondas Stoneley (St). Este tipo de herramientas miden en agujero centrado para evitar efectos de ruido dentro del pozo, la profundidad de investigación de estas herramientas es aproximadamente igual a la distancia entre la fuente y el receptor. El principal uso de los Registros Sónicos son la correlación y como auxiliar en la determinación litológica, herramienta clave para la correlación con la sísmica y para la estimación de parámetros como la porosidad y la permeabilidad cuando no se cuentan con otros registros.

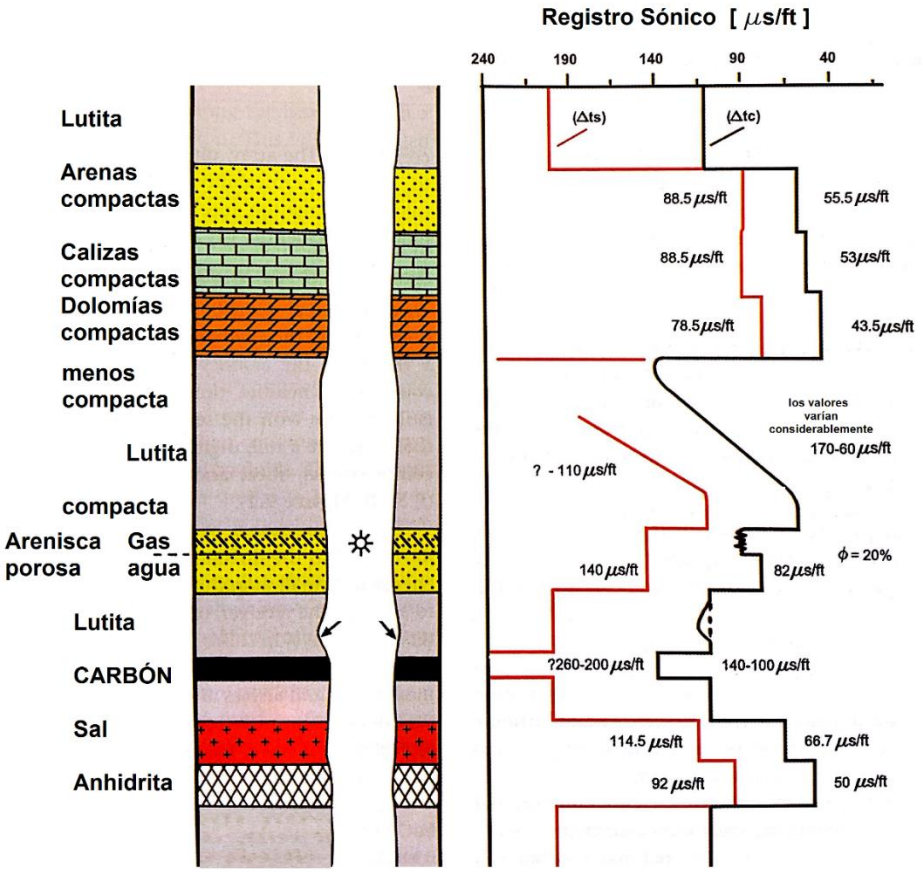


Figura 5.2.7.1.- Diferentes tiempos de tránsito de ondas compresionales y de cizalla para las diferentes litologías incluyendo el carbón.
Debido a su baja densidad y estructura el carbón es una de las litologías con mayor tiempo de tránsito o lentitud que se tienen tanto en ondas compresionales o P (Δtc), como en ondas S o de cizalla (Δts).
Fuente: Modificado de Rider y Kennedy, 2011.

La curva del Registro Sónico más común es el del tiempo de tránsito de la onda compresional (Δtc) el cual se coloca en el tercer carril y la escala más comúnmente utilizada va de los 40 a los 140 o 240 μs/ft, la cual aumenta de derecha a izquierda, de modo que las formaciones con mayor velocidad (tiempo de tránsito bajo) se encontraran a la derecha y viceversa. En caso de que el Registro Sónico venga acompañado del Registro de Densidad, Porosidad Neutrón y Resistividad, éste se colocará comúnmente junto con los Registros Nucleares en el cuarto carril.

El carbón tiene valores inusualmente altos de tiempo de tránsito los cuales varían de los 100 a los 160 μs/ft, esto se debe a que la velocidad del carbón es extremadamente baja debido a su baja densidad, sus diaclasas, fracturas y su porosidad dual **(Figura 5.2.7.1)**.

El registro sónico dipolar permite la obtención de parámetros mecánicos que facilitan la comprensión de la naturaleza del carbón así como el comportamiento de sus fracturas, lo cual facilitará la planificación del fracturamiento hidráulico; como regla general, el carbón presenta un alto coeficiente de Poisson y un bajo Módulo de Young **(Figura 5.2.7.2)**, lo cual es reflejo de la tendencia del carbón a extenderse lateralmente debido al peso de la carga litostática y a mantener un gradiente de presión elevado (Thakur et al., 2014), su gradiente de fractura también es mayor al de la litología que lo rodea, lo cual evita la propagación de las fracturas.

La información obtenida mediante Registros Sónicos Dipolares, en particular del DSI (Schlumberger) puede ser empleada para detectar la anisotropía en la propagación de las ondas de cizalla producto de las diaclasas y fracturas en el carbón, esta anisotropía provoca que las ondas se dividan en dos componentes, una onda polarizada en la dirección de las fracturas (en el caso del carbón las diaclasas frontales que se encuentran en dirección del máximo esfuerzo horizontal) en donde se tiene la máxima velocidad u onda de cizalla rápida, y otra en la dirección de mínima velocidad u onda de cizalla lenta (casi siempre perpendicular a la otra). Este mismo fenómeno de anisotropía producto de las fracturas que se puede detectar mediante métodos sísmicos en superficie o marinos, se puede detectar mediante el análisis de la lentitud de la onda de cizalla en direcciones perpendiculares con las herramientas Sónicas Dipolares.

Posteriormente, mediante algoritmos de rotación se obtiene el azimut de la onda de cizalla rápida la cual puede ser fácilmente desplegada en un carril a un costado de los Registros Acústicos, con una escala en grados de azimut con la cual se puede ver fácilmente la orientación de las diaclasas frontales y por consiguiente la dirección del máximo esfuerzo compresivo y las diaclasas frontales **(Figura 5.2.7.3)**.

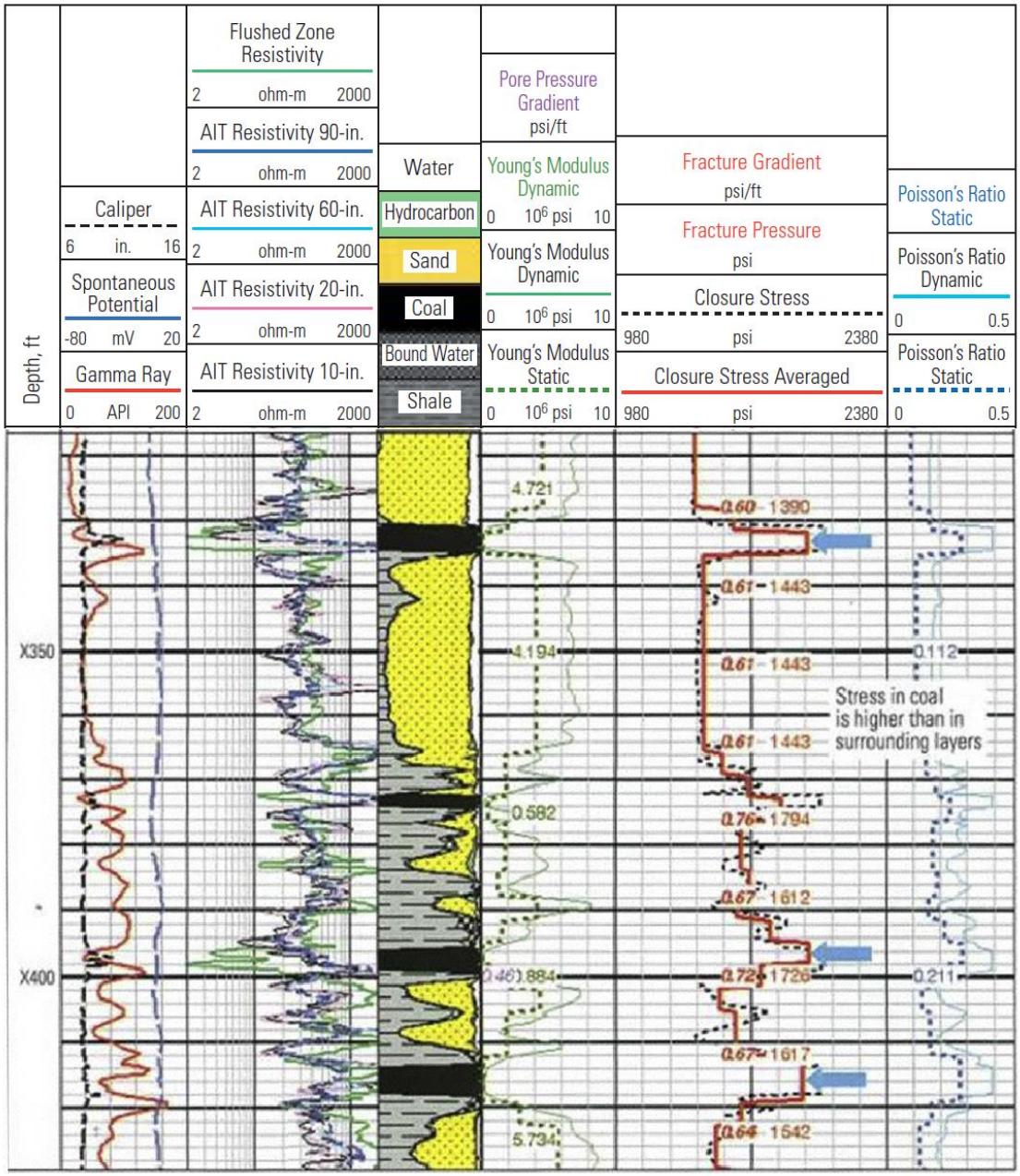


Figura 5.2.7.2.- Parámetros mecánicos obtenidos mediante Registros Sónicos dipolares.

Los intervalos de carbón se diferencian por tener un bajo Módulo de Young (cuarto carril), un alto coeficiente de Poisson (último carril) y altos gradientes de presión (quinto carril); los carbones se encuentran bajo una compresión mayor a las rocas adyacentes, lo cual impide la extensión de las fracturas en éste, por lo que en ocasiones es necesario recurrir a otros métodos de fracturamiento.

Fuente: Anderson, et al., 2003.

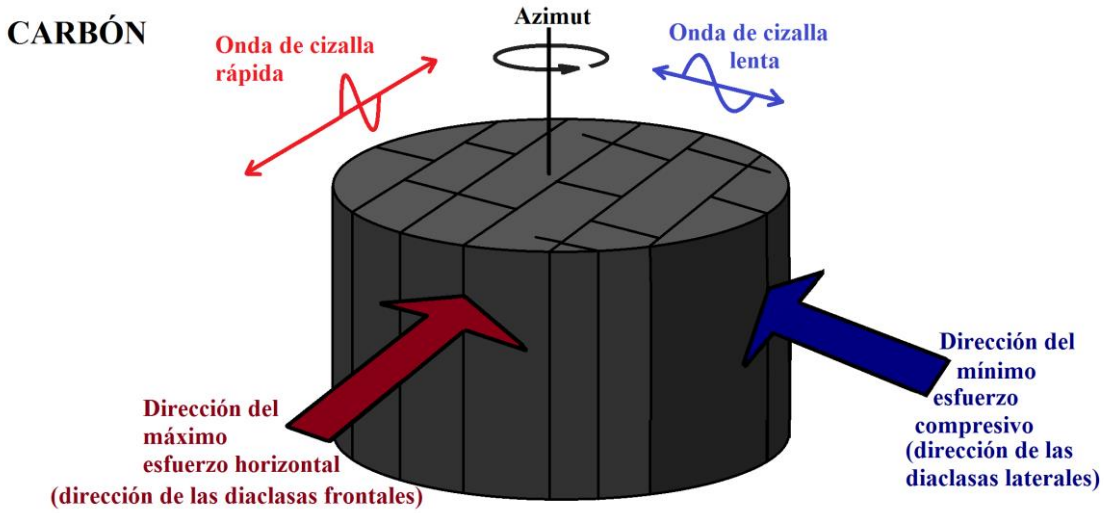


Figura 5.2.7.3.- Anisotropía de la onda de Cizalla de acuerdo a la dirección de los esfuerzos horizontales y la disposición perpendicular de las diaclasas.

Las ondas de cizalla o S tendrán un menor tiempo de tránsito al viajar en dirección del máximo esfuerzo horizontal que corresponde a la dirección de las diaclasas frontales, y estas ondas tendrán un tiempo de tránsito mayor al viajar en dirección del mínimo esfuerzo horizontal en dirección perpendicular al máximo esfuerzo y a las diaclasas frontales (respecto a esta dirección están orientadas las diaclasas laterales); este modelo supone una disposición vertical o cuasi vertical de las diaclasas. El fenómeno de anisotropía puede ser observado en sísmica de superficie en estudios de anisotropía, o bien de forma más precisa mediante Registros Acústicos Dipolares dentro del pozo.

5.2.8.- Registros Radioactivos (Densidad, Factor Fotoeléctrico y Porosidad Neutrón)

Registro de Densidad

El Registro de Densidad como su nombre lo indica, es el registro continuo de la densidad promedio de las formaciones del subsuelo y del fluido en sus poros. Cabe señalar que las herramientas de densidad tanto en cable como en LWD, no miden la densidad directamente, sino que aprovechan el Efecto Compton, en el cual los fotones emitidos por la radiación gamma son dispersados y su energía se ve disminuida por las múltiples colisiones que tienen con los electrones de los átomos que conforman las diferentes rocas y minerales del subsuelo, esta disminución en la energía está relacionada con la densidad electrónica del material y a su vez de la densidad real de éste, de hecho la relación entre ambas es muy cercana (**Ecuación 5.2.8.1**).

Ec 5.2.8.1

$$\rho e = 2\,\frac{Z}{A}\,\rho b$$

En donde:
ρe = densidad electrónica.
ρb = densidad en g/cc.

Z = número atómico
A = masa atómica

Las herramientas de densidad utilizan una fuente radioactiva que emite radiación gamma en la formación en donde pierde su energía al colisionar con los electrones de la roca y es medida de regreso por un detector cercano y otro a una distancia mayor; el número de rayos gamma detectados por unidad de tiempo es proporcional a la densidad electrónica la cual a su vez es transformada a densidad real. Estas herramientas necesitan estar presionadas o lo más cerca posible de la pared del pozo, ya que por la naturaleza y física de la medición ésta se ve afectada por la separación, el Registro de Caliper resulta un buen control de calidad del Registro de Densidad. Estas herramientas tienen una alta definición vertical de alrededor de 10 cm y su profundidad de investigación es de aproximadamente 30 cm. En el formato API este Registro va localizado en el segundo y tercer carriles, con escala lineal y en unidades de g/cc, la escala puede variar pero por lo general va de 1.95 a 2.95 g/cc (para registrar valores de densidad de carbón la escala deberá tener un límite inferior de aproximadamente 1.2 g/cc), este Registro va generalmente en el mismo carril que el Registro de Porosidad Neutrón.

Su principal uso es el cálculo de la porosidad (siendo este Registro el que da los valores más exactos de porosidad) y para la identificación de diferentes litologías. El Registro de Densidad es sin lugar a dudas el más importante para la evaluación de yacimientos de CBM, debido a que mediante esta se puede estimar el contenido mineral del carbón (contenido de cenizas) y el contenido de gas.

El carbón es una de las litologías que tiene los valores más bajos de densidad (de 1.2 a 1.8 g/cc aproximadamente y dependiendo de su composición y madurez térmica, pero promediando 1.5 g/cc) por lo que su identificación con el Registro de Densidad es muy sencilla, en combinación con el Registro de Porosidad Neutrón y mediante un gráfico cruzado, se puede delimitar una zona de interés e identificar el rango de densidades y porosidades del carbón en el yacimiento.

Debido a la alta resolución vertical de la herramienta, ésta puede detectar capas muy delgadas de otras litologías siempre y cuando exista un contraste muy elevado en sus densidades, como lo es en el caso de las capas de carbón de poco espesor. Sin embargo se debe tomar en cuenta factores como derrumbes, ovalizaciones y otros fenómenos en el pozo, que pueden dar respuestas de densidad muy bajas y mermar la óptima delimitación de las capas de carbón.

Es probable que en Registros de Densidad antiguos se tengan que corregir los intervalos de carbón para que sus valores correspondan a los de los Análisis Próximos, en caso de existir o de alguna otra referencia ya que anteriormente los Registros de Densidad difícilmente llegaban a detectar densidades menores a los 2 g/cc.

Además del Efecto Compton existe otro fenómeno físico en el cual la radiación gamma de baja energía es absorbida por los electrones, y en caso de tener la energía suficiente, se liberan electrones de los átomos del material irradiado, a este efecto se le conoce como Factor Fotoeléctrico (Pe o PEF – Photoelectric Factor) y existe una curva de RGP con el mismo nombre que se obtiene en muchas ocasiones en conjunto con el Registro de Densidad para una mejor identificación litológica. Este registro se despliega en unidades de barns/electrón que se define como la medición de la absorción fotoeléctrica en una

sección transversal de la formación, y depende del número atómico Z. El Pe además es una curva que no depende de la porosidad y por lo tanto es un buen indicador litológico. En caso de contar con la curva de Factor Fotoeléctrico (PEF) es posible comprobar la presencia de una capa de carbón, ya que por lo general da valores muy bajos que se encuentran por debajo de 1.0 barns/electrón (de acuerdo a Whetton y Elkington, 2012., el valor se aproxima a 0.16 barns/g el cual es el valor de Pe del grafito). Este Registro también puede ser utilizado como indicador de fracturas en caso de usarse lodo con barita, ya que la barita da respuestas de hasta 266 barns/electrón por lo que resulta relativamente sencillo detectar estos picos que se interpretan como cavidades y fracturas rellenas de lodo y donde se formó un enjarre grueso con este mineral.

En la **Ec. 5.2.8.1**, se tiene que el cociente Z/A es 0.5 para las litologías más comunes y por lo tanto la densidad electrónica es casi igual a la densidad real, pero en el caso del agua se rompe está tendencia y es por ello que se realiza una corrección por esta desviación en el factor Z/A, provocada por estos y otros factores. De acuerdo a Whetton y Elkington (2012), es necesario realizar otro modelo cuando se tiene presencia de carbón, ya que el modelo lineal comúnmente usado para yacimientos convencionales resulta inadecuado para los valores bajos de densidad del carbón y tiende a subestimarlos. Ellos proponen una nueva curva de corrección polinómica desarrollada con datos de análisis elementales de carbones de Estados Unidos, para tener una mejor estimación en un rango de densidades de 1.2 a 1.8 g/cc que son propias del carbón.

Zhou y Esterle, (2007), hicieron un análisis estadístico y comparativo entre la densidad medida por diferentes Registros de Densidad y la densidad relativa medida en el laboratorio (corregida por efectos *in situ*) de yacimientos de la mina de carbón Clermont en Queensland, Australia, obteniendo un error considerable (de alrededor de 7%); asimismo, descubrieron que los valores de densidad con la peor correlación y que generaban dispersión se encontraban en la interface entre el carbón y otras litologías, en capas delgadas de carbón, zonas con derrumbes y carbones con incursiones de otras litologías. Una vez descartados estos valores sesgados, pudieron demostrar que un Registro de Densidad corregido tiene un porcentaje de error menor al que tiene la densidad relativa de una muestra de carbón seca (sin ser corregida por los efectos *in situ*) medida en laboratorio, demostrando así la precisión que pueden brindar los Registros de Densidad. Para evitar el efecto negativo que tienen las interfaces litológicas en los valores de densidad obtenidos, recomiendan no tomar en cuenta en el promedio de la capa, un intervalo de valores correspondiente a la mitad de la resolución vertical de la herramienta en la frontera de las capas de carbón con otras litologías.

Registro de Porosidad Neutrón

El Registro de Porosidad Neutrón detecta la respuesta de la formación ante la emisión de neutrones a altas velocidades; estas herramientas emiten neutrones a altísimas velocidades, ya sea por aceleradores de partículas, o soluciones químicas radioactivas hacia la formación; estos neutrones interactúan con los núcleos de hidrógeno en la formación, los cuales se encuentran presentes principalmente el agua e hidrocarburos dentro de los poros de la roca. Los neutrones disminuyen su velocidad mediante dispersión elástica al colisionar con átomos de mayor masa de diferentes elementos para después interactuar principalmente con los núcleos de hidrógeno (el hidrógeno disminuye muy poco la velocidad de los neutrones ya que su masa es similar), finalmente una

pequeña cantidad de ellos son contados por un receptor en la herramienta una vez que su velocidad disminuye lo suficiente para ser detectados.

De este modo el cociente entre la cantidad de neutrones que son detectados en un detector cercano y la cantidad de neutrones detectados en un detector lejano, se puede relacionar con el hidrógeno presente en la formación, que en la mayoría de los casos se trata de agua o hidrocarburos, y al mismo tiempo se puede estimar la porosidad con un margen de error aceptable. Sin embargo, en cierto tipo de litologías con un alto contenido de hidrógeno como lo es el caso del carbón, por estar compuesto de hidrocarburos sólidos y otras litologías con alto contenido de materia orgánica, hacen que en estos intervalos se sobreestime la porosidad. Este Registro en realidad mide el índice de hidrógeno en una formación, el cual es el porcentaje de hidrógeno en la formación con respecto al del contenido en agua pura, en ésta última se supondría que el índice de hidrógeno tendría un valor igual a la unidad.

El índice de hidrógeno es relacionado directamente con la porosidad neutrón, la cual se encuentra calibrada para calizas puras saturadas de agua, y cuyo valor de porosidad es igual solamente para este caso. No obstante, aplicando las correcciones y transformaciones adecuadas, la porosidad neutrón se aproxima mucho aun en otras litologías y con diferentes fluidos de formación.

Cuando se utiliza este Registro en conjunto con el de Densidad en una escala compatible, se puede inferir de forma precisa las diferentes litologías y además se puede distinguir entre la presencia de agua, gas e hidrocarburos en la formación.

Las unidades de este Registro se expresan como Unidades de Porosidad Neutrón ($Ø_N$ o p.u.), las cuales se expresan como un porcentaje o una proporción de 0 a 1. Las escalas más comúnmente empleadas son de 0.45 a 0.15 (aumentando de derecha a izquierda) o de 0.60 a 0 en litologías de mayor porosidad; en formato API se coloca en el segundo y tercer carril junto con el Registro de Densidad, cuando se encuentran juntos es común graficar éste Registro en línea punteada y el Registro de Densidad en línea continua, utilizando escalas compatibles en donde un valor de porosidad neutrón nulo, equivale al punto exacto de densidad de una arenisca o una caliza dependiendo el caso.

Esta herramienta es sensible a las condiciones del pozo y tiene una profundidad de investigación media; en la presencia de gas en formaciones como areniscas, la porosidad es sobreestimada, creando un cruce entre las curvas de Densidad y Porosidad Neutrón, esto también puede ocurrir en la presencia de otros hidrocarburos. En el caso de carbones poco saturados de agua se puede dar el caso de que la Porosidad Neutrón sea menor a la porosidad calculada con el Registro de Densidad y que exista un traslape entre ambas curvas para carbones saturados de agua.

La materia orgánica presente en el carbón tiene un alto índice de hidrógeno, por lo que el carbón se puede identificar por su alta respuesta en el Registro de Porosidad Neutrón junto con un valor extremadamente bajo de densidad. Asimismo, su respuesta ante el gas en adsorción es en general desconocida y puede variar, como se ha mencionado, lo más común es que en carbones saturados de agua las curvas de porosidad neutrón y porosidad densidad se traslapen, aunque en carbones que producen poca agua puede que se presente el efecto de gas cuando se grafican ambos registros juntos como en los yacimientos convencionales. Es por esta incertidumbre que rara vez se emplea el Registro de

Porosidad Neutrón por si solo para derivar de él parámetros petrofísicos en el carbón. Si se realiza un gráfico cruzado de los valores de Porosidad Neutrón ($Ø_N$) con los de Densidad, se pueden identificar las diferentes litologías de acuerdo a la zona en la que se encuentran incluyendo al carbón, basándose en un rango de valores de corte **(Figura 5.2.8.2)**.

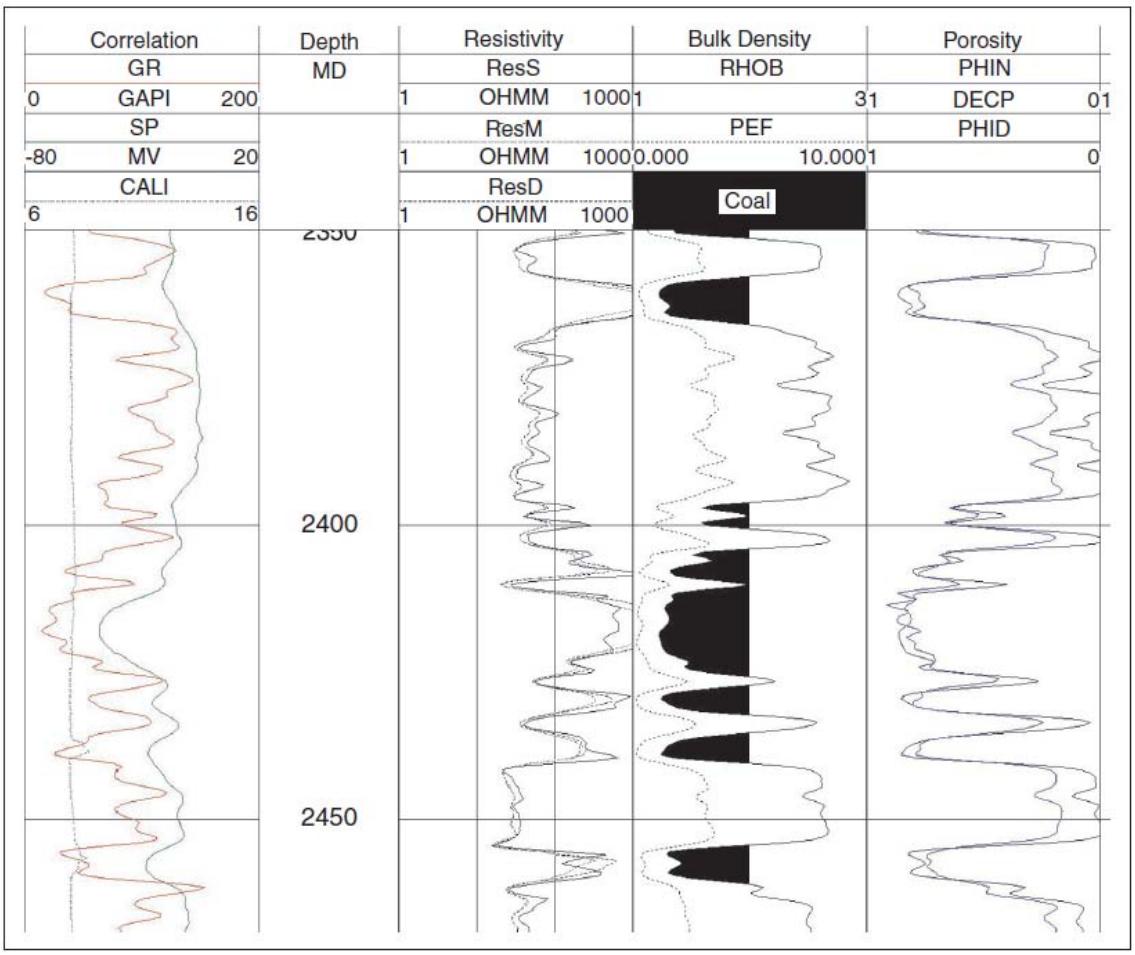


Figura 5.2.8.1.- Respuesta de los Registros Nucleares al Carbón.
En el cuarto carril se puede identificar fácilmente al carbón por sus bajos valores de densidad (entre 1 y 2 g/cc aproximadamente), en el mismo carril la curva de Factor Fotoeléctrico en el carbón da valores menores a la unidad en barns/g. En el último carril los valores de porosidad en las capas de carbón son considerablemente altos.
Fuente: Halliburton, 2008.

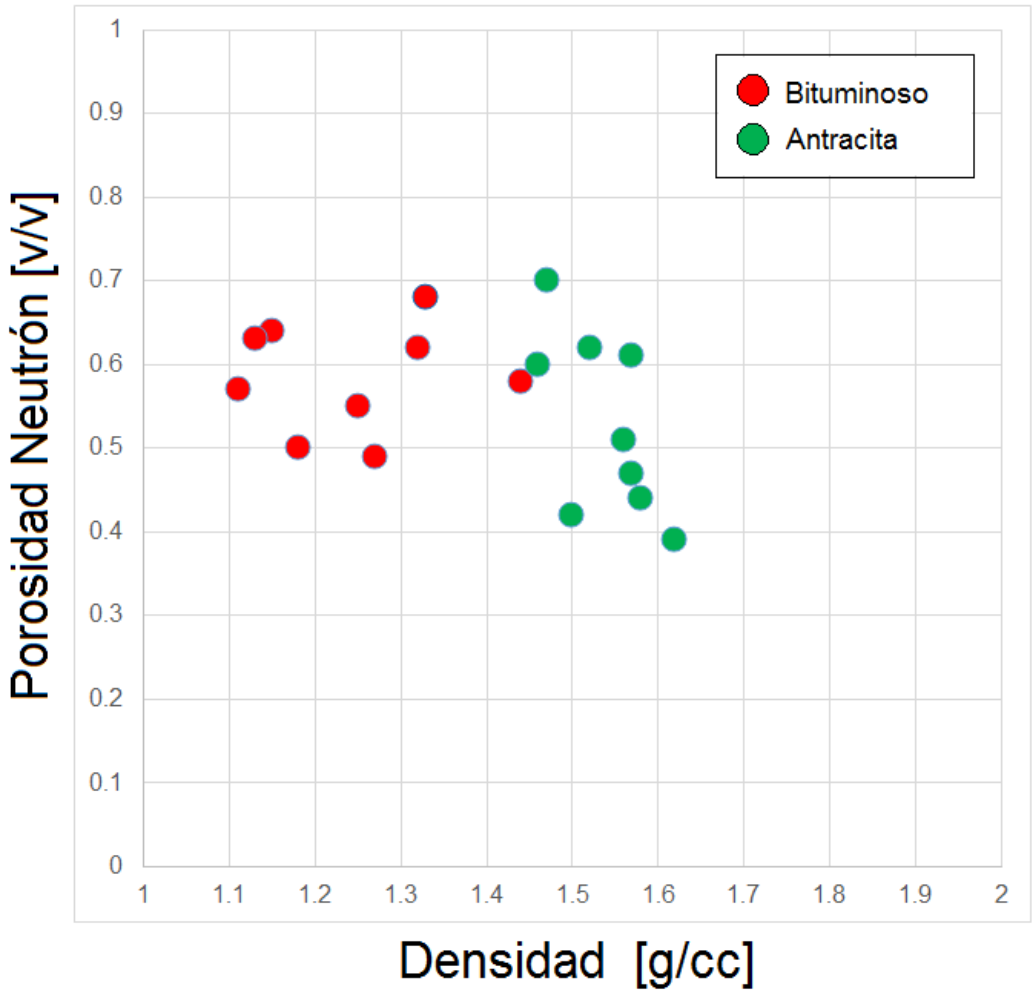


Figura 5.2.8.2.- Identificación de diferentes zonas de carbón mediante un gráfico cruzado (Crossplot) entre los valores de la curva de Densidad y Porosidad Neutrón. Utilizando intervalos predeterminados o bien de acuerdo a valores de bases de datos o de Análisis Próximos realizados en muestras de núcleo del pozo se pueden identificar zonas de carbón con diferentes propiedades y estimar la proporción de sus diferentes componentes.

Además de estas herramientas que se han usado en la industria durante décadas se tienen las herramientas o Registros de Espectroscopia de Rayos Gamma por Neutrones Inducidos, también conocidos comúnmente como Registros Geoquímicos. Estas herramientas emiten neutrones de alta energía a la formación los cuales colisionan, pierden su energía y son capturados en los diferentes elementos presentes en la formación, los cuales emiten radiación Gamma con un espectro de energía característico de cada elemento. Mediante estas herramientas se puede determinar el porcentaje de los elementos presentes en la formación identificando la respuesta singular que tiene cada uno de ellos en el espectro de energía, posteriormente es posible su correlación con el contenido y porcentaje de minerales mediante algoritmos de inversión que comparan los porcentajes de elementos en el pozo con datos de miles de muestras de núcleo en cuencas de todo el mundo.

Este Registro tiene la ventaja de verse poco afectado por las condiciones del pozo y permite la determinación exacta del contenido de material mineral en el carbón (Arcilla, Cuarzo, Calizas, Pirita, etc.) en donde además, las capas de carbón son fácilmente identificadas por su alto contenido de Carbono e Hidrógeno, incluso es posible identificar elcarbón en agujeros entubados con el cociente de %C/%O.

5.2.9.- Registro de Resonancia Magnética Nuclear (NMR)

Las herramientas mediante las cuales se obtiene este Registro emplean el principio de precesión de los núcleos de hidrógeno al aplicar y remover un campo magnético de frecuencia conocida dentro de un campo magnético fijo. En este fenómeno los átomos de hidrógeno en la formación se alinean primero con el campo magnético fijo y cambian su orientación al aplicarse el segundo campo con dirección perpendicular a éste, los átomos cambiarán su orientación inicial y al ser removido el segundo campo, estos intentan regresar a su posición original pero no sin antes oscilar en un plano horizontal perpendicular a la dirección del campo magnético fijo; para cambiar de nuevo su orientación los núcleos de hidrógeno emiten energía a la misma frecuencia del campo magnético externo aplicado la cual es detectada por la herramienta, la amplitud de esta señal es proporcional a la cantidad de átomos de hidrógeno y por consiguiente al volumen de fluidos en la formación, dependiendo del grado de confinamiento y fijación de los núcleos de hidrógeno se tendrán diferentes tiempos de decaimiento de la señal captada (T_2). Éste tiempo de decaimiento (T_2) depende principalmente de su estado físico dentro de la formación, en caso de haber hidrógeno en estado sólido (como en el caso del carbón), su tiempo de oscilación será extremadamente rápido por lo que la herramienta solamente detectara tiempos de decaimiento (T_2) de núcleos de hidrógeno en líquidos y gases, evitando así el efecto negativo que tiene la herramienta de Porosidad Neutrón y convirtiéndose en la mejor herramienta para la medición de la porosidad, ya que solamente es sensible ante los fluidos dentro de los poros de la formación, su tamaño y su distribución espacial.

Dentro del Registro de Resonancia Magnética Nuclear, la escala de tiempo de decaimiento (T_2) se divide en tres grandes sectores cuyos valores de corte se definen de acuerdo a la litología presente (por lo general en 30 ms para agua asociada a lutitas y 100 ms entre el agua irreducible y los fluidos libres) y que de forma muy general son: fluidos libres, agua irreducible y asociada a lutitas.

El Registro de Resonancia Magnética nuclear se muestra como una serie de curvas de tiempo de decaimiento (T_2) a diferentes profundidades cuya posición horizontal medida en ms y en escala logarítmica, depende del tamaño y naturaleza de los poros y su fluido, mientras que su amplitud mide la porosidad en unidades de porosidad (p.u.).

En el carbón la porosidad medida por el Registro de NMR será la porosidad de las diaclasas, al no ser afectado por el alto contenido de Hidrógeno en estado sólido en el carbón como en el caso del Registro de Porosidad Neutrón, el Registro de NMR resulta muy útil para estimar la porosidad del carbón; dependiendo de la formación y la calidad del carbón, se podrá asociar el nivel de porosidad con la permeabilidad del carbón, facilitando la toma de decisiones en cuanto la vialidad de explotación de un yacimiento.

Manescu y Bayford, 2010., realizaron un estudio en carbones de la formación Purni en la cuenca de Pedirka al Norte de Australia, en donde se tomaron Registros de NMR y se trataron las ventajas y dificultades para determinar la porosidad en el carbón con este Registro, asumiendo que si el gas se encuentra de forma libre en las diaclasas y fracturas, éste podrá ser detectado por el Registro de NMR, ya que en zonas saturadas de gas, los tiempos de decaimiento T_2 tienen un efecto difusivo; el Registro de NMR también llega a detectar la porosidad de la matriz (microporosidad) pero esta no es resuelta por completo ya que no alcanza a detectar los poros más pequeños en el carbón (menores a 2 nm); en pocas palabras, el Registro de NMR detecta fracturas y diaclasas (macroporos) y mesoporos en el mejor de los casos, y a pesar de que detecta parte de los microporos no tiene la resolución suficiente para resolverlos, por lo que el Registro de NMR resulta extremadamente útil en estimaciones de permeabilidad en capas de carbón (recordando que la permeabilidad en el carbón depende casi por completo de la macroporosidad).

En este estudio identificaron tres zonas de carbón: la primera que se encuentra a una profundidad viable de explotación presenta tiempos de decaimiento que indican la presencia de fluido en forma libre usando tiempos de corte en T_2 de 33ms y por consiguiente es casi seguro que hay una abundante presencia de diaclasas y fracturas que aumentarían la permeabilidad **(Figura 5.2.9.1)**. En la segunda zona la distribución de las curvas se encuentra centrada en la zona intermedia, la cual corresponde a mayor presencia de mesoporos y al disminuir el contenido de fluidos libres disminuye la permeabilidad en esta zona.

La tercera zona corresponde a carbones a una profundidad mayor y de mayor rango, por lo que al tener microporosidad casi por completo (microporosidad por el alto rango y el cierre de las diaclasas por la compresión litostática a altas profundidades), el Registro de NMR no puede calcular de forma correcta la porosidad en esta zona, en esta zona las curvas de tiempo de decaimiento son ruidosas y difusas. Utilizando la ecuación de tiempo de decaimiento T_2 calcularon el tamaño de poro asociado a los diferentes tiempos de decaimiento, y promediando las amplitudes de las curvas de tiempo de decaimiento T_2 fue posible determinar la distribución de tamaños de poro para cada capa de carbón **(Figura 5.2.9.2)**.

Además realizando un gráfico cruzado bidimensional de T_1/T_2 contra T_2 (siendo T1 el tiempo de relajación) se pueden detectar picos por difusión, siendo éste un fenómeno común ante la presencia de gas, que en el caso del carbón solo podrá ser detectado en los macro y mesoporos (menos del 10% de volumen de gas en el carbón). Los volúmenes de gas calculados en los carbones con alta permeabilidad resultaron dentro del rango esperado (menos de 10%) y los cálculos de permeabilidad también resultaron cercanos a los valores obtenidos mediante pruebas DST, demostrando así la eficacia de este método.

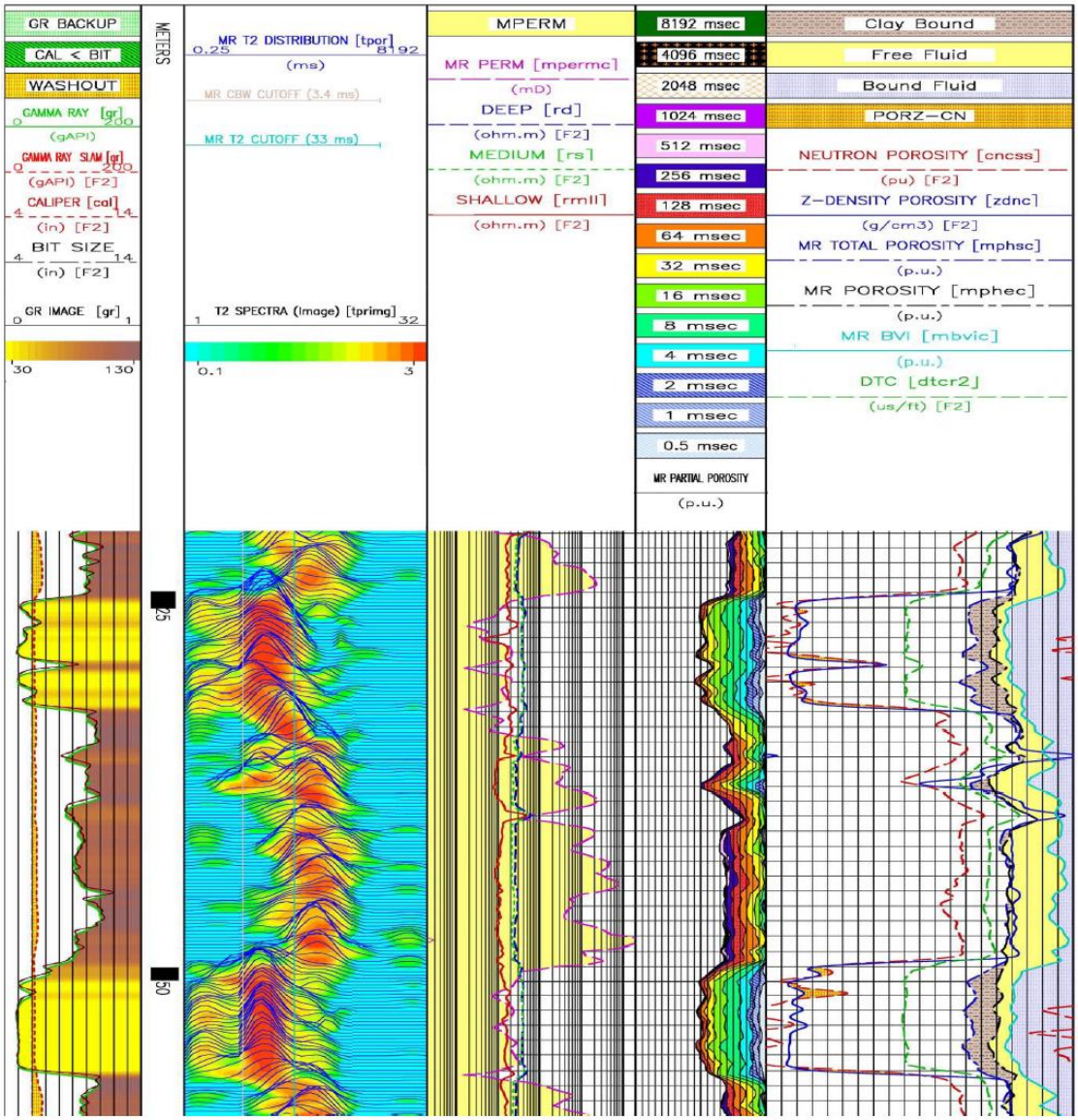


Figura 5.2.9.1.- Respuesta del Registro de NMR a capas de carbón con una permeabilidad alta.

Los Registros de Rayos Gamma y Caliper se encuentran en el primer carril, en el segundo carril se encuentra el espectro de tiempos de decaimiento T_2, en el tercer carril se encuentran las curvas de Resistividad, en el cuarto carril se muestran las curvas de porosidad parciales y en el último carril se muestran curvas de Porosidad Densidad, Neutrón, Sónico y Porosidad NMR. Las capas de carbón se encuentran remarcadas en el Registro de GR en color claro (amarillo), en estos intervalos se tiene una mayor respuesta en el tiempo de decaimiento que corresponde a fluido libre y por lo consiguiente se infiere que este carbón tiene buena permeabilidad, en casos donde se tengan carbones de menor permeabilidad la mayor amplitud tenderá a estar más cercana a la línea de corte, indicando la disminución de fluido de forma libre.

Fuente: Modificado de Manescu y Bayford, 2010.

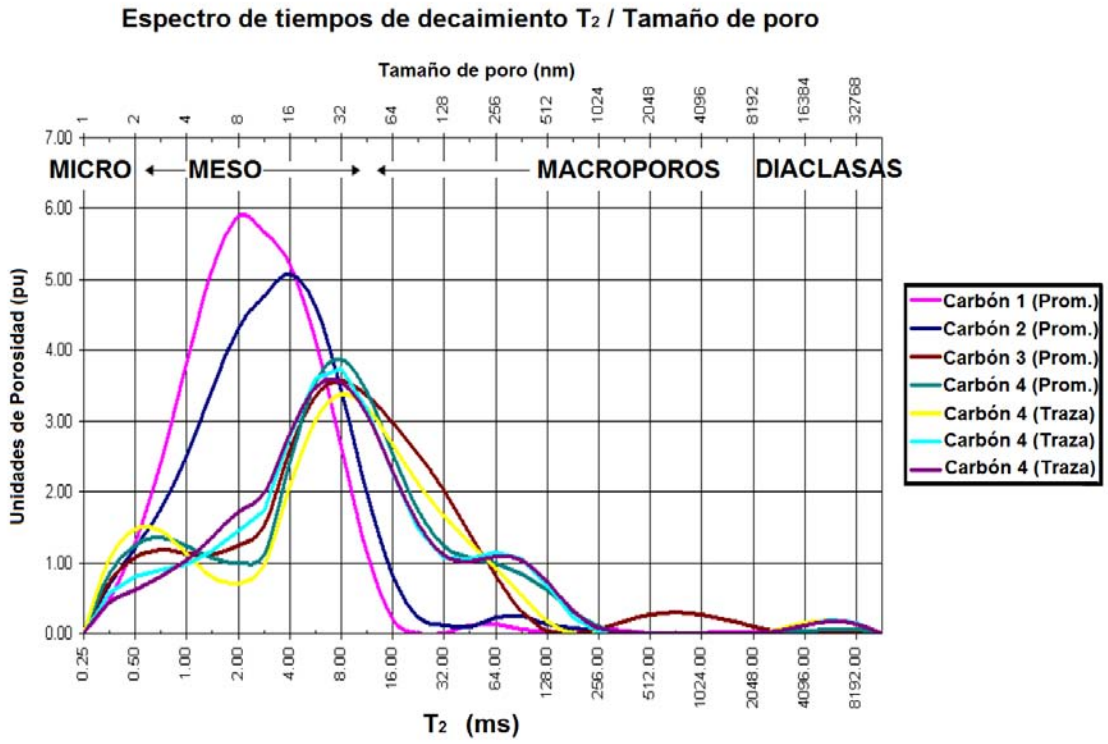


Figura 5.2.9.2.- Promedios y trazas individuales del espectro de tiempos de decaimiento T_2 en diferentes intervalos de carbón.
En las curvas podemos apreciar como para las curvas promedio de los Carbones 1 y 2, solamente se tiene una gran amplitud en tiempos de decaimiento correspondientes solamente a mesoporos, mientras que para las curvas promedio de los Carbones 3 y 4 la curva tiene una distribución más amplia teniendo respuesta tanto de micro, meso y macroporos, por lo cual tienen una mayor permeabilidad.
Fuente: Modificado de Manescu y Bayford, 2010.

5.2.10.- Registros de Imágenes

Los Registros de Imágenes se obtienen gracias a la medición continua y de alta resolución de diferentes registros en forma azimutal como lo son los de Densidad y Factor Fotoeléctrico, Rayos Gamma, pero sobre todo de Micro-resistividad y Sónico.

Realizando cientos de mediciones por cada giro de la herramienta y verticalmente cada pocos milímetros, se obtiene una matriz gigantesca de mediciones de la propiedad geofísica medida alrededor del pozo. Mediante el procesamiento de los datos obtenidos para obtener la resolución deseada y mediante correcciones por profundidad y de otros factores como inclinación y descentralización en el pozo de la herramienta, se obtiene una imagen bidimensional del pozo, en donde se puede observar en un gradiente de colores el grado de las mediciones geofísicas realizadas en el pozo.

La paleta de colores más comúnmente empleada en los Registros de Imágenes es la que utiliza el color blanco y amarillo claro para valores altos de Resistividad, Reflectividad, GR y de Densidad, mientras que emplea los colores anaranjado, marrón oscuro y negro en orden descendente conforme disminuyen estos valores. En el caso de los Registros de Imágenes Acústicas se obtiene una imagen bidimensional de la amplitud de la onda

reflejada y otro del tiempo de tránsito del impulso; este último puede que utilice otra paleta de colores.

Cuando se cruza una interfase litológica esta deja un patrón sinusoidal en la imagen bidimensional mediante el cual se puede determinar fácilmente rumbo y echado de la capa en cuestión, en pozos horizontales y cuando se cruzan cuerpos verticales, los patrones que se obtienen no son triviales, pero aun así se pueden determinar estos parámetros.

Los Registros de Imágenes obtenidos con herramientas de Densidad son utilizados principalmente para la geonavegación, pero pueden ser utilizados en conjunto con los Registros de Imágenes de Resistividad para la descripción litológica; por otro lado, el Registro de Imágenes Acústicas es más útil para medir de forma indirecta las dimensiones del pozo mediante el cálculo de un Caliper Virtual, identificar fracturas y estimar la permeabilidad.

Las imágenes bidimensionales obtenidas del pozo pueden pasar por filtros de suavizado y mediante un proceso de normalización en el cual se le da el mismo color en la paleta a una ventana de valores, evitando así que distintas litologías puedan tener la misma coloración. A pesar de que con estos Registros se obtiene una imagen bidimensional de altísima definición de la superficie del pozo, estos valores no dejan de ser mediciones geofísicas y no se está viendo la litología por si sola, es por ello que estos Registros no han remplazado por completo a las muestras de núcleo y sigue siendo necesaria su correlación y calibración con éstos para identificar rasgos o facies en los Registros de Imágenes que se puedan asociar directamente con una litología dada y tener así significado geológico de la formación o intervalo estudiado.

El carbón puede ser identificado en los Registros de Imágenes Acústicas por los valores bajos de amplitud y por tener altos valores de Reflectividad al tener baja densidad y tener grandes contrastes de impedancia con las litologías que comúnmente lo rodean.
Las fracturas naturales y diaclasas del carbón pueden ser detectadas por el Registro de Imágenes Acústicas, ya que este ha demostrado la capacidad de detectar fracturas de hasta 0.5mm, estas se mostraran con altos tiempos de tránsito y bajas amplitudes, con este Registro se puede estimar el número y disposición de las diaclasas en carbón. También se puede estimar la dirección del esfuerzo horizontal mínimo gracias a que la mayoría de las fracturas producto de la perforación se producen en esta dirección; el Registro de Imágenes acústicas además de dar una geometría de pozo muy detallada puede detectar fracturas producto de la perforación.

En el Registro de Imágenes de Resistividad hasta las capas y horizontes más delgados de carbón pueden ser fácilmente identificados por sus altos valores de Resistividad por la capacidad de las herramientas modernas para resolver capas de hasta 1cm de espesor; las diaclasas también pueden ser detectadas por este Registro y sus valores de resistividad contrastarán con el del carbón dependiendo de la resistividad del fluido de perforación utilizado **(Figura 5.2.10.1)**. Los Registros de Imágenes por lo tanto, permiten la determinación precisa del espesor neto de carbón.

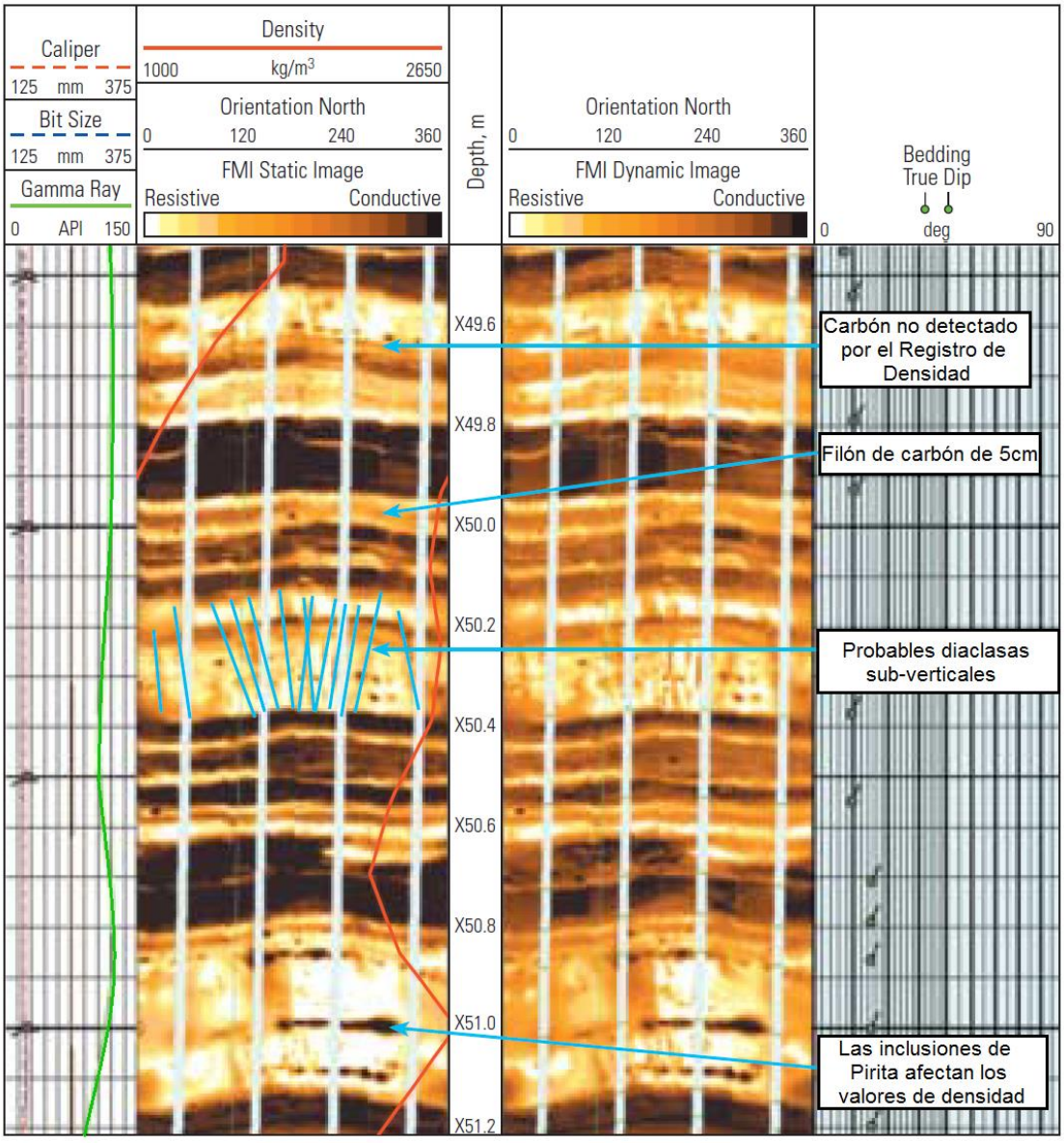


Figura 5.2.10.1.- Uso de Registro de Imágenes de Resistividad FMI en la identificación de fracturas y diaclasas en el carbón.
Los Registros de Imágenes resultan de gran utilidad y son los únicos con los que se pueden identificar la dirección y naturaleza de las diaclasas y fracturas en el carbón a detalle, así como capas delgadas de carbón que no pueden ser resueltas con otros RGP. Esta imagen corresponde a un pozo de las planicies de Alberta en donde se pueden ver filones muy delgados de carbón, con poca deformación y diaclasas prácticamente verticales, como con los registros de Resistividad convencionales las mediciones de Resistividad del carbón pueden ser afectados por la presencia de Pirita, el cual es un mineral altamente conductivo.
Fuente: Modificado de Anderson, et al., 2003.

Se ha propuesto que la resistividad medida por las herramientas de Imágenes de Resistividad está directamente relacionada con la textura y permeabilidad en el carbón, y mediante el uso de redes neuronales se pueden obtener unidades de flujo que al ser

calibradas con muestras de núcleo podrían indicar las zonas del yacimiento con mayor factibilidad para su explotación (Harvey y Norcross, 2010).

5.2.11.- Rango de respuesta de los RGP al carbón

Como se ha visto el carbón es una de las litologías que da las respuestas de mayor amplitud y da muy valores muy extremos ya sean positivos o negativos en los diferentes RGP que se han tratado en este capítulo; la siguiente tabla resume los diferentes rangos de valores que puede dar el carbón en diferentes condiciones, estos valores son aproximados y varían ampliamente dependiendo las condiciones en las que se encuentra el yacimiento y en todos casos necesitan una mayor interpretación.

RGP	Rango de Respuesta
Rayos Gamma	< 60 **API**
Potencial Espontáneo	Respuesta negativa de gran amplitud (en raras ocasiones centrada en el cero)
Registro de Densidad	1.1 a 2 **g/cc**
Factor Fotoeléctrico	< 1 **barns/cm^2**
Registro de Porosidad Neutrón	>60 **%**
Registro Sónico	80 a 150 **µs/ft** con onda compresional >160 **µs/ft** con onda de cizalla
Registro de Resistividad	50 a 10^6 **Ω*m**

Tabla 5.2.11.- Rango de Respuesta de los RGP al carbón.

Basándose en información geológica, estructural y estratigráfica de la zona de estudio para facilitar la determinación de las zonas de carbón y tomar en cuenta la estratigrafía de un yacimiento, ya que el carbón puede presentar diferentes respuestas de acuerdo al tipo de roca que lo acompaña.

Cuando se cuenta con los RGP básicos y otros adicionales como lo pueden ser los Registros de Imágenes, Registros de NMR, Geoquímicos y Sónico Dipolar, todo esto junto con información de muestras de núcleo e información geológica, es posible identificar, delimitar y realizar una caracterización completa de los yacimientos de carbón y la litología aledaña mediante múltiples métodos y técnicas de correlación e inversión que se tratarán con mayor detalle en el siguiente capítulo, un ejemplo perfecto de una caracterización completa del carbón mediante RGP se tiene en la **Figura 5.2.11.1**.

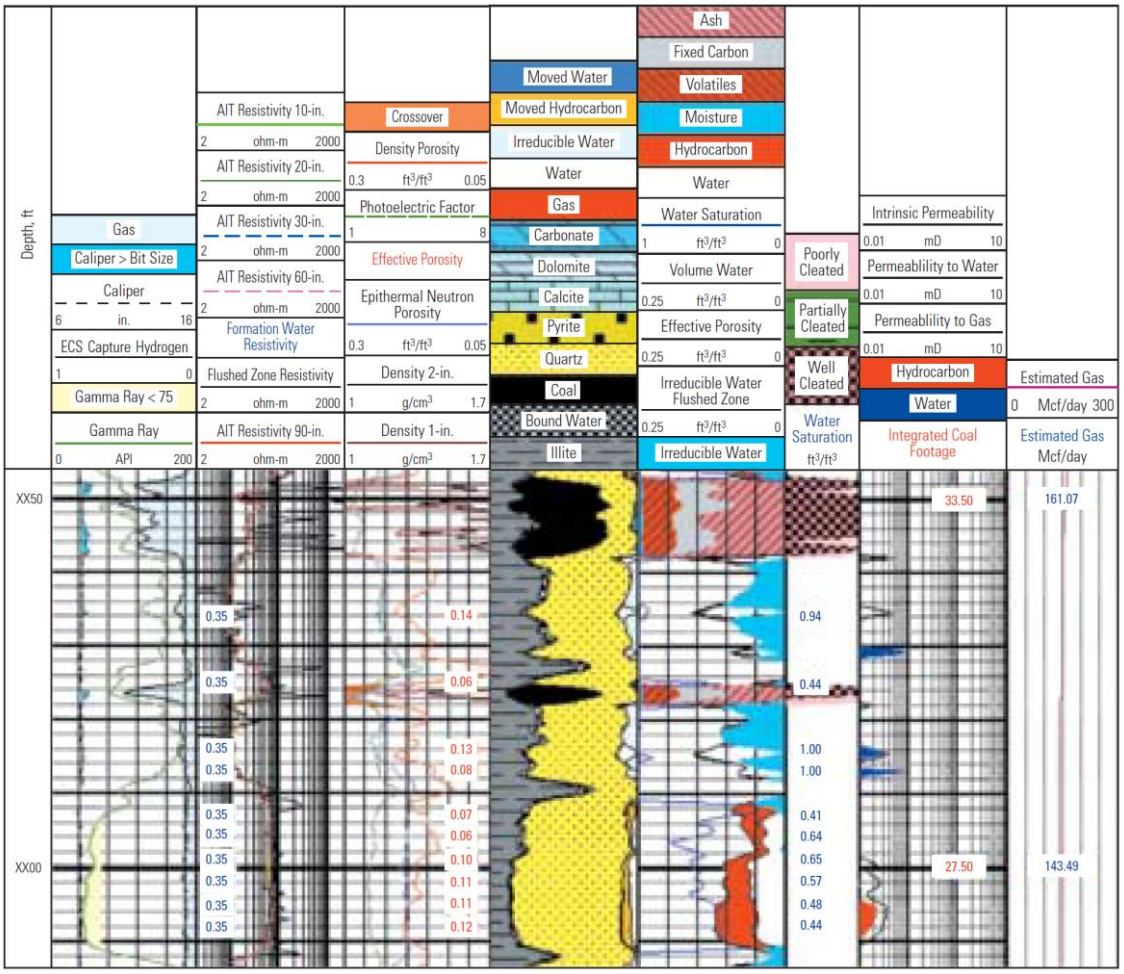


Figura 5.2.11.1.- Ejemplo de una Caracterización completa de un Yacimiento de Carbón.
En esta figura que corresponde a un estudio realizado en la cuenca Ratón entre NM y Colorado, EUA. Utilizando RGP básicos, de Arreglos de Resistividad por Inducción (AIT) y Geoquímicos (ECS) junto con los demás RGP convencionales, se han podido determinar las mineralogías del carbón y de la litología a su alrededor (cuarto carril), una estimación de los componentes del Análisis Próximo y saturación de fluidos (quinto carril), estimación del grado de fracturamiento natural (sexto carril), estimación de la permeabilidad absoluta y relativa (séptimo carril), y la estimación del contenido de gas. Con estos parámetros se podrán realizar posteriormente cálculos de Gas en Sitio y dependiendo la cantidad de pozos y otra información adicional como la historia de producción, se podrán realizar modelos y simulaciones para estimar los niveles de producción y el comportamiento del proyecto de CBM conforme avanza el tiempo.
Fuente: Tomado de Anderson et al., 2003.

5.3.- Evaluación de los yacimientos de CBM utilizando RGP.

Para obtener espesor de capa, tonelaje, saturación, contenido de gas y gas en sitio y por unidad de área, los cuales son los parámetros más importantes en los estudios previos a la producción de gas, por lo general se emplean métodos de correlación entre parámetros obtenidos mediante Análisis Próximos con los Registros Geofísicos de Pozos como el Registro de Densidad, Rayos Gamma y en los últimos años diversos autores han

desarrollado nuevos métodos de correlación y obtención de porosidad y permeabilidad con Registros de Resistividad, de Imágenes y de NMR (Mullen, 1988., Mullen 1989, Kim, 1977., Hawkins y Olszewski, 1992., Ahmed et al., 1991., Manescu y Bayford, 2010., Harvey y Norcross, 2010).

La metodología que se sigue es la siguiente: Basándose en información geológica y estratigráfica de la zona se procede a la identificación y delimitación del carbón mediante RGP, una vez hecho esto se utilizan los parámetros de Análisis Próximos y otras pruebas obtenidas (permeabilidad, fracturamiento, contenido de macerales, etc.) de forma puntual en núcleos para la calibración de los RGP, una vez hecho esto se podrán calcular estos parámetros para toda la capa de carbón de modo que lo calculado más que una aproximación sea una correlación directa lo más cercana posible a los datos reales medidos directamente de núcleos. Una vez que se han calculado parámetros como el contenido de gas, saturación, gas en sitio, factor de recuperación, etc., en una zona y para varios pozos sobre el yacimiento, se pueden trazar mapas de contornos (o bien modelos en tercera dimensión) con los diferentes parámetros y se puede determinar la zona más viable para producir gas mediante su superposición. Sin embargo, muchos factores entran en juego al tratar de correlacionar los valores obtenidos con los RGP con los obtenidos en laboratorio de muestras de núcleo, y por lo general hay que realizar correcciones y tomar en cuenta más factores que podrían afectar las mediciones en el yacimiento, o bien en el laboratorio al estar en condiciones físicas diferentes, y así evitar la incertidumbre. Detectar y delimitar las capas de carbón a diferentes profundidades y estimar su rango es solo la punta del iceberg en la caracterización petrofísica de los yacimientos de CBM.

En Mavor et al., 1996., se resume y sistematiza el proceso para llegar al objetivo final de obtener el Gas en Sitio en una formación para la explotación de CBM, dicho procedimiento resumido y con algunos detalles importantes mencionados en su trabajo es el siguiente:

1.- Obtener datos de Análisis Próximos y Elementales, así como de contenido de gas y de densidad en condiciones de yacimiento de muestras de núcleo o recortes (Análisis de Laboratorio).

2.- Estimar el contenido de gas mediante el método directo de pruebas de desorción, tomando en cuenta el contenido de gas perdido.

3.- Relacionar el contenido de gas con la composición de la muestra (contenido de material mineral, carbón fijo, humedad y volátiles).

4.- Relacionar la composición de la muestra (principalmente contenido de material mineral) con la densidad.

5.- Estimar el espesor neto y densidad promedio de los RGP.

6.- Calcular el contenido de gas in-situ utilizando la densidad y composición promedio de la muestra.

7.- Calcular el Gas en Sitio.

A continuación se presentan los métodos de Evaluación de Formaciones en Yacimientos de CBM más aceptados y utilizados desde hace décadas y algunos otros desarrollados en los últimos años; de los métodos de correlación que datan de la década de 1990 (en donde se dio el mayor auge en la historia de la extracción del CBM), han partido muchos otros autores que han desarrollado nuevos métodos para la caracterización y Evaluación de Formaciones en Yacimientos de CBM y en la exploración de carbón en general.

El contar con valores de contenido mineral y humedad en el carbón del yacimiento estudiado y de preferencia una extensa base de datos es bastante recomendable, la abundancia en el número de datos de buena calidad ayudará a obtener una regresión que sea lo más cercana posible a la realidad para poderla correlacionar satisfactoriamente con los RGP.

Densidad de la matriz del carbón.

Mediante varios métodos petrofísicos y gráficos cruzados entre diferentes registros como el del Registro de Densidad y el de Neutrón se pueden calcular los volúmenes de lignito, carbón bituminoso y antracita, mediante los cuales se puede calcular la densidad de la matriz del carbón ($DENSMA_{carbón}$), multiplicando cada una de sus fracciones por la densidad promedio de cada uno de ellos, de acuerdo a Crain, 2010.

Ec 5.3.1

$$DENSMA_{carbón} = V_{lignito} * 1.19 + V_{bituminoso} * 1.34 + V_{antracita} * 1.47$$

En donde:

$DENSMA_{carbón}$ = Densidad de la matriz del carbón en g/cc.
$V_{lignito}$ = Fracción de lignito.
$V_{bituminoso}$ = Fracción de carbón bituminoso
$V_{antracita}$ = Fracción de antracita

Para realizar este u otros análisis se pueden tomar como referencia los siguientes valores de densidades de matriz de la siguiente tabla que contiene las diferentes respuestas para diferentes rangos de carbón y contenido elemental aproximado, obtenida de Johnston et al., 1991.

	DENSMA	PHIN	DTC	DTCMA	PE	C	H	O
	g/cc	frac	µs/ft	µs/ft	barns/g	%p	%p	%p
Antracita	1.47	0.41	105	48	0.16	95	2	1
Bituminoso	1.24	0.60+	120	44	0.17	82	5	10
Lignito	1.19	0.54	160	50	0.2	71	6	22
Turba	1.14	0.26			0.25	57	6	36

(%p = Porcentaje de peso).

O bien es posible emplear los valores de densidad obtenidos de Análisis Próximos del yacimiento a estudiar, hay que tomar en consideración que se tendrán diferentes respuestas en diferentes yacimientos, por lo que no es recomendable basarse por completo en estos valores de referencia.

Estimación del contenido de material mineral, humedad, volátiles y carbono fijo.

Han sido varios los autores que han relacionado el contenido de material mineral con la densidad, pero entre los trabajos que destacan se encuentra el de Mullen, 1988., el cual estableció una relación empírica mediante regresiones lineales entre el contenido de material mineral con el contenido de carbono fijo, humedad, volátiles y la densidad, todos estos últimos de valores obtenidos de los Análisis Próximos de la cuenca de San Juan en Nuevo México; así como la estimación del contenido de gas (Gc) y gas en sitio (GIP) de forma similar, también encontró una relación entre la productibilidad en millones de pies cúbicos por día (mmcfpd o MCFPD) y lo que llamó Unidad de potencial de productividad, el cual estableció como el producto entre la máxima desviación de la curva de SP en mV y el espesor total del yacimiento de carbón. Su trabajo fue muy importante junto con otros autores como Langmuir, 1918., y Kim 1977, ya que dieron partida a que muchos otros autores utilizaran métodos de regresión y de inversión más sofisticados para la obtención de los parámetros de Análisis Próximos y contenido de gas de diferentes yacimientos utilizando los RGP.

Análisis de Producción

Mullen, 1988; relacionó satisfactoriamente al producto entre la desviación máxima en el Registro de SP (mV) y el espesor total de las capas de carbón en el yacimiento (ft) al cual llamo Unidad de potencial de productividad (mV * ft) con la Producción del pozo por día en millones de pies cúbicos diarios (mmcfpd o MCFpd). En Crain, 2010 se encuentra la relación en forma simplificada de dicha relación observada en los diferentes yacimientos por Mullen que se presenta a continuación.

Ec 5.3.2

$$Qg = K_{G10} * SP_{max} * \text{Espesor Total}$$

En donde:

Qg = Potencial de producción de gas en millones de pies cúbicos por día, MCFpd.
K_{G10} = 3100 (esta constante varía de acuerdo al área).
SP_{max} = Deflexión máxima en el Registro de SP en mV
Espesor Total = Espesor total de todas las capas de carbón en un intervalo o en el yacimiento en ft.

De acuerdo a Mullen, es importante tener una curva de SP de buena calidad y libre de efectos anómalos para que la estimación de la productibilidad del yacimiento sea cercana a la realidad, para ello es necesario que exista una diferencia entre la salinidad del lodo de perforación y el agua de formación. Una vez calculado Qg se puede comparar con valores de tasas de producción reales en caso de estar disponibles, lo cual no siempre es posible ya que necesita haber historia de producción anterior a este análisis, de lo contrario los potenciales de producción calculados solamente serán cualitativos.

Estimación del contenido de material mineral, humedad, volátiles y carbono fijo mediante el registro de densidad.

Debido al largo tiempo y costo elevado que llevaría realizar Análisis Próximos a diferentes profundidades del yacimiento de carbón y en varios pozos, así como el hecho de que es imposible realizar estas mediciones en pozos viejos y agujeros entubados; es de gran importancia poder obtener esos parámetros con el uso de RGP. Como se ha mencionado esto se puede realizar mediante una regresión lineal relacionando los diferentes componentes provenientes de una base de datos de preferencia dentro de la misma formación (para mejorar la aproximación de los resultados se puede establecer un modelo lineal en cada capa de carbón), la cual si se desea incluso puede ser superpuesta dentro del carril de Resistividad sobre el Registro con la corrección de profundidad y promedio correspondiente. Es recomendable realizar estos análisis de muestras de núcleo con una longitud similar a la resolución vertical de las herramientas de pozo mediante las cuales se obtuvieron los RGP que se van a calibrar para mejorar la precisión estadística de acuerdo a Mavor et al., 1996.

Mullen, 1988., desarrolló algoritmos que permiten la obtención de ecuaciones lineales que asocian el porcentaje de material mineral con los porcentajes de volúmenes de humedad, volátiles, carbono fijo, y con la densidad obtenida en el laboratorio. Una vez obtenidas estas ecuaciones se pueden aplicar al Registro de densidad para estimarlas con este Registro por sí solo en las diferentes capas y filones de carbón a lo largo de todo el pozo.

El cálculo de los parámetros del Análisis Próximo mediante registros geofísicos de pozos se puede realizar tanto para carbones secos y libres de material mineral (como fueron recibidos), para mejores resultados se deberán promediar los datos obtenidos mediante el Análisis Próximo para que correspondan con la resolución del Registro de Densidad, o bien promediar ambos dentro del mismo intervalo (Mullen, 1989).

Las siguientes ecuaciones fueron obtenidas por Mullen para la cuenca de San Juan en NM, para carbones principalmente bituminosos, realizando regresiones lineales con gráficos cruzados de la densidad con el porcentaje de volumen de material mineral y de éste último con el porcentaje de volumen de los diferentes constituyentes se pueden establecer ecuaciones propias las cuales tendrán la misma forma lineal, solamente cambiando sus valores de pendiente y ordenada al origen; el porcentaje de error entre los valores medidos y los obtenidos mediante este método es muy bajo y a pesar de no haber una correlación perfecta esta no representa problemas. Cuando se emplean estos métodos es común que se asuma un valor de densidad del material mineral de aproximadamente 2.2 g /cc que corresponde a una arcilla húmeda de Montmorillonita de acuerdo a Mavor, 1990.

Relación de los constituyentes físicos del carbón con la densidad (de Mullen, 1988)

Ecs 5.3.3

$$V_{MINERAL} = 64.94 * \text{Densidad} - 66.27$$
$$V_{HUM} = -0.10 * V_{MINERAL} + 4.61$$

$$V_{CF} = -0.517 * V_{MINERAL} + 51.2$$
$$V_{CF\text{-}DAF} = 0.75 * V_{MINERAL} + 42.3$$
$$V_{VOL} = 100 - V_{MINERAL} - V_{HUM} - V_{CF} - V_{CF\text{-}DAF}$$
$$V_{VOL\text{-}DAF} = 100 - V_{CF\text{-}DAF}$$

En donde:

$V_{MINERAL}$ = Porcentaje de Material Mineral (%).
V_{HUM} = Porcentaje de Humedad (%).
V_{CF} = Porcentaje de Carbono Fijo (%).
$V_{CF\text{-}DAF}$ = Porcentaje de Carbono Fijo en una muestra seca y sin material mineral (DAF – dry-ash free) (%).
V_{VOL} = Porcentaje de Volátiles (%).
Densidad = Densidad del Registro de Densidad o RHOB en g/cc.

Las relaciones anteriores fueron calculadas con porcentajes de los diferentes constituyentes pero también pueden expresarse como fracciones de volumen, para ello solo se debe dividir los valores obtenidos con las ecuaciones anteriores entre 100.

Ahora bien si se desea pasar de fracción de volumen a fracción de peso, solo basta multiplicar este volumen por la densidad del constituyente correspondiente ($m=\rho V$). (de Crain, 2010).

Ecs 5.3.4

$$WT_{MINERAL} = V_{MINERAL} * DENS_{MINERAL}$$
$$WT_{HUM} = V_{HUM} * DENS_{HUM}$$
$$WT_{CF} = V_{CF} * DENS_{CF}$$
$$WT_{VOL} = V_{VOL} * DENS_{VOL}$$
$$WT_{CARBÓN} = WT_{MINERAL} + WT_{HUM} + WT_{CF} + WT_{VOL}$$

En donde:

WT = Peso del constituyente(s) dado(s) en g.
DENS = Densidad del constituyente dado en g/cc.

Para pasar de peso a fracción de masa se debe dividir el peso del constituyente dado sobre el peso total de la suma de todos los constituyentes (peso total del carbón).

Ecs 5.3.5

$$W_{MINERAL} = WT_{MINERAL} / WT_{CARBÓN}$$
$$W_{HUM} = WT_{HUM} / WT_{CARBÓN}$$
$$W_{CF} = WT_{CF} / WT_{CARBÓN}$$
$$W_{VOL} = WT_{VOL} / WT_{CARBÓN}$$

En Donde:

W = Fracción de la masa del constituyente dado m/m.

Para convertir de fracción de masa a porcentaje de peso solo basta con multiplicar los valores de W por 100.

Contenido de gas

Como se trató en el Capítulo III, la obtención de la Isoterma de Langmuir es de vital importancia para comprender el comportamiento y desgasificación que presentaría un yacimiento, así como para realizar estimaciones del contenido de gas, saturación a diferentes presiones y estimación de gas en sitio. Es bien sabido que el grado de heterogeneidad del carbón hace que se puedan tener múltiples isotermas para diferentes profundidades y en diferentes pozos dentro de la misma formación o yacimiento, como en el caso de la obtención de los constituyentes del Análisis Próximo mediante mediciones directas en pruebas de desgasificación, la obtención de varias isotermas mediante estos mismos métodos sigue resultando poco práctico y es de gran utilidad poder obtener una buena estimación de estas curvas a diferentes profundidades y en distintos pozos; al mismo tiempo se puede conocer el nivel de saturación de las capas de carbón (un yacimiento se considera que se encuentra saturado cuando su contenido de gas es igual al estimado de acuerdo a una isoterma). Han sido varios los autores que han realizado estimaciones del contenido de gas en el carbón de acuerdo a sus constituyentes principales, entre los más sobresalientes y que han sido elegidos para la realización de este trabajo destacan los siguientes: (Mullen, 1988; Kim,1977; Mavor et al., 1994, y Hawkins et al., 1992). Estos métodos se basan en el hecho de que el contenido de materia mineral, humedad y volátiles merman la capacidad de adsorción del carbón, ya que el gas adsorbido en la materia mineral del carbón o de forma libre en fracturas y diaclasas junto con el agua se puede considerar nulo y despreciable.

Además de la relación establecida entre el contenido de material mineral con el carbono fijo, humedad y volátiles; Mullen, 1988., estableció una relación entre el contenido de gas y la densidad del carbón, la cual puede ser aplicada al Registro de densidad para estimar contenidos de gas en el yacimiento (basándose en la relación lineal que existe entre el contenido de material mineral y la densidad, así como la relación entre el mismo contenido de material mineral y el contenido de gas). Debido a la ligera dispersión de los datos de contenido de gas con respecto a la densidad, Mullen realizó tres diferentes cálculos con los datos de la cuenca de San Juan (contenido de gas máximo, promedio y mínimo de acuerdo a la presión del carbón), estas ecuaciones tienen la misma forma lineal: Contenido de Gas (Gc) = a + b * Densidad, en donde a y b son constantes. Por lo general estos métodos funcionan mejor para carbones de rango mayor al lignito, ya que en carbones de bajo rango la correlación es pobre.

Ec. 5.3.6

$$Gc = a + b * Densidad$$

En donde:

Gc = Contenido de gas en (scf/ton).
a y b son la ordenada al origen y la pendiente que varían de acuerdo a los datos de los diferentes yacimientos (Para los datos usados por Mullen provenientes de la cuenca de San Juan se obtuvo un valor de a = -542 y b = 1053).

Densidad obtenida del Registro de Densidad en (g/cc).

Otro método comúnmente empleado para el cálculo del contenido de gas en carbones es la ecuación de Kim, 1977., esta ecuación fue desarrollada con información de Análisis Próximos e isotermas de desorción de carbones húmedos y secos; la ecuación de Kim toma en cuenta la temperatura y el rango, así como el contenido de humedad y de material mineral en el carbón; esta ecuación fue desarrollada con el principal propósito de brindar mayor seguridad en las minas de carbón mediante mejores cálculos de ventilación, ya que en aquel entonces la explotación de gas metano asociado a yacimientos de carbón no tenía el desarrollo que tiene hoy en día y el gas era liberado a la atmósfera. Se ha demostrado que esta ecuación da resultados aceptables de contenido de gas a presiones menores a 900 psi, esta ecuación tiende a sobreestimar el contenido de gas en el carbón, sin embargo estos valores siguen siendo bastante representativos en cuanto a rango de carbón se trata. La ecuación tiene la forma general $V = k * P^{n}$, en donde V es el volumen del contenido de gas, P es la presión y k y n son constantes que dependen del rango, los demás términos corresponden a los factores de corrección (Kim, 1977).

La ecuación de Kim es la siguiente:

Ec. 5.3.7

$$Gc = 32 * (1- W_{HUM} - W_{MINERAL}) * .75 * \{ko * (.096 * h)^{no} – 1.4 * (\frac{1.8*h}{100}) + 11\}$$

En donde:
Gc = Contenido de gas en scf/ton.
W_{HUM} = Fracción de masa de Humedad m/m.
$W_{MINERAL}$ = Fración de masa de Material Mineral m/m.
$ko = 0.8 * (W_{CF} / W_{VM}) + 5.6$
$no = 0.39 – 0.013 * ko$
h = profundidad promedio a la que se encuentra la capa de carbón en m.
W_{CF} = Fracción de masa de Carbono Fijo m/m.
W_{VOL} = Fracción de masa de Volátiles m/m.
Nota: W_{CF} y W_{VOL} son fracciones de masa de muestras de carbón tal cual como llegaron al laboratorio.

Una versión extendida de ecuación de Kim en vez de tomar valores preestablecidos de Temperaturas y Presión toma en cuenta los gradientes de Temperatura y Presión con respecto a la profundidad de la capa de carbón, los valores medidos directamente en la formación son mejores pero se pueden estimar mediante estos gradientes cuando no se cuenta con ellos.
De Crain, 2011:

Ec. 5.3.8

$$Gc = 75 * (1 - W_{HUM} - W_{MINERAL}) * (Ko * (KG7 * h/100)^No - 0.14 * KG8 * h/100 + KG9)$$

En donde:

Gc = Contenido de gas en scf/ton.
W_{HUM} = Fracción de masa de Humedad m/m.
$W_{MINERAL}$ = Fracción de masa de Material Mineral m/m.
ko = 0.8 * (W_{CF} / W_{VM}) + 5.6
no = 0.39 – 0.013 * ko
h = profundidad promedio a la que se encuentra la capa de carbón en m.
W_{CF} = Fracción de masa de Carbono Fijo m/m.
W_{VOL} = Fracción de masa de Volátiles m/m.
KG7 = gradiente de presión (atm / 100 m), se puede usar el valor de 0.10 por defecto.
KG8 = gradiente de temperatura (ºC / 100 m), se puede usar el valor de 1.80 por defecto.
KG9 = temperatura en superficie (ºC), se puede usar el valor de 12 por defecto.

En Hawkins et al., 1992; se realizó una nueva correlación en la cual se emplearon los datos mediante los cuales se obtuvo la ecuación de Kim para obtener lo que se le llamó la Ecuación de Rango de Langmuir (basado en la teoría original de Langmuir, 1918.) la cual da mejores resultados de contenido de gas utilizando los parámetros medidos con el Análisis Próximo, sobre todo para carbones bituminosos y antracita a altas presiones, ya que utilizando la ecuación de Kim en carbones a alta presión (mayor a 900 psi) se obtienen valores de contenido de gas que no tienen buena correlación con los valores medidos.

Si expresamos la ecuación original de Langmuir para la adsorción de gases en superficies sólidas en términos de los constituyentes del carbón y su isoterma de desorción tenemos que (de Hawkins et al., 1992):

Ec. 5.3.9

$$Gc = (1-W_{MINERAL}) * V_L * p / (p + P_L)$$

En donde:

Gc = Volumen o contenido de gas adsorbido en scf/ton.
$W_{MINERAL}$ = Fracción de masa de Material Mineral m/m.
V_L = Volumen de Langmuir en scf/ton (Máximo contenido de gas en adsorción a una presión infinita).
p = Presión en psia.
P_L = Presión de Langmuir en psia (Presión a la que se tiene un volumen de gas en adsorción igual a la mitad del Volumen de Langmuir).

Mediante manipulación algebraica lograron expresar la **Ecuación 5.3.9** de forma lineal, en donde la ordenada al origen y la pendiente (constantes) fueron posteriormente asociadas a los parámetros del Análisis Proximal realizado en Kim, 1977; una vez realizado esto y observando que se tenía una buena correlación (a excepción de las muestras de carbón sub-bituminoso) se obtuvieron las siguientes relaciones (de Hawkins et al., 1992):

Ecs. 5.3.10

$$\log V_L = k1 * \log (CF/VOL) + k2$$
$$\log P_L = k3 * \log (CF/VOL) + k4$$

En donde:

V_L = Volumen de Langmuir en scf/ton (Máximo contenido de gas en adsorción a una presión infinita).
P_L = Presión de Langmuir en psia (Presión a la que se tiene un volumen de gas en adsorción igual a la mitad del Volumen de Langmuir).
(CF/VOL) = Cociente entre el contenido de Carbono Fijo y Volátiles (puede calcularse como W_{CF} / W_{HUM}).
$k1 = m_1 * \sqrt{T} + b_1$
$k_i = m_i * T + b_i$ (i=2,3,4; los valores de k_i tienen una relación lineal con la temperatura T, excepto k1 que varía en función a la raíz cuadrada de la temperatura T, ki es diferente para diferentes temperaturas).

En Crain, 2011 se le han dado valores a m_i y b_i para i =1 – 4, y se despeja el logaritmo de las **Ecs. 5.3.10** para dar la siguiente ecuación de Langmuir con la que se puede estimar la presión y volumen de Langmuir directamente, las ecuaciones quedan de esta forma:

Ecs. 5.3.11

$$k1 = 0.21258 * T_f \text{^ } 0.5$$
$$k2 = 2.82873 - 0.00268 * T_f$$
$$k3 = 0.00259 * T_f + 0.50899$$
$$k4 = 0.00402 * T_f + 2.20342$$
$$G_{max} = V_L = 10 \text{ ^ } (k1 * \log (W_{CF} / W_{HUM}) + k2)$$
$$P_L = 10 \text{ ^ } (k3 * \log (W_{CF} / W_{HUM}) + k4)$$

En donde:

T_f = Temperatura en C^o.
$G_{max} = V_L$ = Volumen de Langmuir en scf/ton (Máximo contenido de gas en adsorción a una presión infinita).
P_L = Presión de Langmuir en psia (Presión a la que se tiene un volumen de gas en adsorción igual a la mitad del Volumen de Langmuir).
W_{CF} = Fracción de masa de Carbono Fijo m/m.
W_{HUM} = Fracción de masa de Humedad m/m.

Una vez obtenidos la Presión y Volumen de Langmuir mediante esta relación se puede utilizar la **Ecuación 5.3.9** para obtener la curva isoterma de Langmuir, la cual nos proporcionará valores de contenido de gas para diferentes presiones a una temperatura constante (se debe recordar del Capítulo 3 que conforme aumenta la temperatura aumenta la Presión de Langmuir). Cuando se realiza el cálculo de isotermas en carbones secos es posible que esta ecuación requiera una corrección para un contenido de humedad y volátiles similar al de la formación.

En Mavor et al., 1994, se estableció una serie de pasos para la evaluación de la formación Fruitland en la cuenca de San Juan, comenzando desde la recolección de información geológica y de estudios de propiedades físicas realizadas en la zona, así como de RGP para estimar componentes, contenido de gas y espesor en zonas donde no se cuenta con información de núcleos. Durante el análisis y comparación entre datos se realizó una

regresión lineal tanto entre el contenido de material mineral (libre de humedad) y el contenido de gas con la densidad utilizando datos provenientes de un pozo en la formación Fruitland de la cuenca de San Juan en la porción que se localiza en Colorado, el valor de 604.1 corresponde al contenido de gas para un carbón puro sin material mineral ni humedad, mientras que el valor de 751.8 se elige de modo que para un contenido de arcilla (libre de humedad) del 80% el contenido de gas sea nulo o despreciable basándose en la información de los análisis de núcleo realizados en el pozo. Finalmente se empleó un simulador de yacimientos para estimar otros factores de producción y la recuperación total.

La ecuación de Mavor et al., 1994, para el cálculo del contenido de gas, representada con la nomenclatura utilizada en Crain, 2011., es la siguiente:

Ec. 5.3.12

$$Gc = 601.4 – 751.8 * W_{MINERAL} / (1.0 - W_{HUMEDAD})$$

En donde:

Gc = Volumen o contenido de gas adsorbido en scf/ton.
$W_{MINERAL}$ = Fracción de masa de Material Mineral m/m.
W_{HUM} = Fracción de masa de Humedad m/m.

De acuerdo a Ahmed et al., 1991., en los métodos de correlación anteriores por lo general se ha asumido que la composición del material mineral del carbón no cambia, y que lo único que cambia es el volumen del material mineral en el carbón (lo cual es cierto en la mayoría de los casos pero no siempre), si se sabe que el contenido mineral cambia para diferentes intervalos de carbón, este puede tener efectos en los diferentes Registros, en especial en el de Rayos Gamma y Densidad, los cuales deben ser estudiados y tomados en cuenta, ya que se pueden tener respuestas que no solo correspondan al volumen de material mineral, sino a su tipo y composición. Al mismo tiempo se puede estimar la densidad del material mineral del carbón de forma más precisa y sin asumir valores determinados, con la ayuda de Registros Geoquímicos, que proporcionen porcentajes de elementos y posteriormente de minerales mediante algoritmos de inversión. En su trabajo también determinaron el rango, macerales, número de diaclasas y contenido de gas, utilizando un Registro Geoquímico (GLT), para carbones delgados y otros de gran espesor.

Saturación de Gas

Si se desea obtener la saturación de gas (S_g) en un intervalo simplemente se necesita dividir el contenido de gas (Gc) de ese intervalo o capa de carbón entre la capacidad de almacenamiento máxima (G_{max}) de ese intervalo (de Calvert et al., 2011).

Ec. 5.3.13

$$Sg = \frac{\text{Gc}}{\text{Gmax}}$$

En donde:

S_g = Saturación de gas v/v
Gc = Contenido de gas en adsorción.
G_{max} = Máxima capacidad de adsorción de gas.

Gas en Sitio

El contenido de Gas en Sitio se puede estimar simplemente mediante el producto del Área o separación entre pozos determinado mediante áreas de drenado (parámetro de producción que no será calculado ya que requiere de datos de producción, lo cual supera el alcance de este trabajo, por lo mismo solo se utilizará un área determinada con información geológica y estratigráfica), por el espesor neto del carbón en el yacimiento, la densidad promedio o mínima del yacimiento y el contenido de gas promedio ya sea calculado o medido directamente.

Ec. 5.3.14

GIP = Densidad * Área * Espesor neto * Gc

GIP = Gas en Sitio en millones de pies cúbicos (MCF).
Densidad promedio del intervalo en g/cc.
Área en Km^2.
Espesor neto en m.
Gc (in-situ) promedio del intervalo en scf/ton

De acuerdo a Crain, 2011., si el contenido de gas es medido directamente se tendrían valores muy cercanos a la realidad, pero en caso de que el contenido de gas sea una aproximación o haya sido estimado para un carbón seco y libre de material mineral, el Gas en Sitio deberá ser multiplicado por $(1 - V_{MINERAL} - V_{HUM})$ para tomar en cuenta el Gc en el volumen de carbón por sí solo.
El contenido de gas in-situ es el preferido para realizar el cálculo del Gas en Sitio de acuerdo a Mavor et al., 1996.

El espesor de capa se podrá obtener mediante los diferentes RGP, si se obtiene mediante el Registro de Densidad (este da muy buenos resultados) se podrán emplear como valores de corte la densidad del contenido mineral del carbón, el cual puede variar de 2 g/cc en minerales arcillosos y 2.65 para cuarzo. La determinación de un correcto valor de corte es importante, ya que de ser muy bajo se podría subestimar el Gas en Sitio en la zona al descartar zonas con contenido de gas.

El uso de un valor preciso de densidad promedio de carbón es importante y puede ser obtenido mediante los análisis de núcleos.

Los errores en la estimación del Gas en sitio se obtienen por el error acumulado de los cálculos anteriores y otros factores como la heterogeneidad de la formación y en su caso el área de drene de los pozos; en nuestro caso consideraremos capas de carbón relativamente homogéneas en el área de estudio la cual será totalmente basada en información geológica y estratigráfica.

Factor de Recuperación

El factor de recuperación es la fracción del gas en sitio total que es económicamente viable recuperar.

Ec. 5.3.15

$$Rf = \frac{Vi - Va}{Vi}$$

En donde:

Rf = Factor de recuperación v/v.
Vi = Volumen de gas inicial en el yacimiento en scf/ton.
Va = Volumen de gas final (volumen de gas a la presión de abandonamiento) en el yacimiento en scf/ton.

Recuperación de Gas

Una vez que se tiene la isoterma de Langmuir se calcula la diferencia entre el contenido de gas a las condiciones iniciales y el contenido de gas a la presión de abandonamiento el cual puede ser determinado de acuerdo a los intereses económicos y condiciones del yacimiento. En Ahmed et al., 1991, se utiliza como presión de desorción crítica el valor de 750 psi y una presión de abandonamiento un valor de 125 psi. Sustrayendo el contenido de gas a la presión de desorción crítica y el contenido de gas a la presión de abandonamiento (Gc - Ga) se puede obtener un contenido de gas con el cual se puede calcular la recuperación de gas directamente empleando la **Ecuación 5.3.14** de Gas en Sitio (GIP).
O bien, simplemente se puede multiplicar el Gas en Sitio (GIP) original en las condiciones iniciales por el factor de Recuperación (Rf) para obtener el volumen de gas recuperado G_R estimado del proyecto.

Porosidad, Permeabilidad y estimación del grado de fracturamiento y distribución de las diaclasas en el carbón

De acuerdo a Ahmed et al., 1991., una vez que se cuenta con información del contenido de material mineral en general, de sus componentes individuales (arcilla y cuarzo), o bien de contenido maceral; se puede emplear cualquiera los siguientes valores de corte, los cuales son indicadores de la poca presencia de diaclasas: Volumen de material mineral >

45%, volumen de arcilla > 25%, volumen de cuarzo > 10%, volumen de Inertinita > 40%, los cuales son componentes asociados a la baja permeabilidad. Si se usa este método, hay que tomar en cuenta el efecto de los minerales que indican una alta permeabilidad como la Calcita y la Pirita, un contenido de Calcita de 2 a 7% y de Pirita de 0.5 a 5% son indicadores de alta permeabilidad, valores mayores se presentan casi siempre en diaclasas saturadas de estos minerales y por lo tanto con poca permeabilidad (Anderson et al., 2003).

Han sido varios los autores que han obtenido aproximaciones para estimar la porosidad en las diaclasas (Φc) mediante los valores de Resistividad Somera y Profunda, así como mediante el análisis de las respuestas del carbón en los Registros de Resonancia Magnética Nuclear; a continuación se presentan las siguientes relaciones.

En Calvert et al., 2011 se puede encontrar la relación descrita en Tiab y Donaldson, 2004., de la siguiente forma:

Ec. 5.3.16

$$\Phi c = (R_{mf} / R_{xo})^{1/2} - (R_w / R_t)^{1/2}$$

En donde:

Φc = Porosidad de las diaclasas m/m.
R_{mf} = Resistividad del filtrado.
R_{xo} = Resistividad de la zona lavada (equivalente a R_{LLS}).
R_w = Resistividad del agua de formación.
R_t = Resistividad real de la formación (equivalente a R_{LLD}).

En Chilingar, 1964 se puede encontrar la siguiente relación que permite el cálculo de la permeabilidad (K) mediante la porosidad de las diaclasas (Φc) y la separación entre éstas (a):

Ecs. 5.3.17

$$K = a * \Phi c^3$$

En donde:
K = permeabilidad en mD.
a = separación promedio entre las diaclasas en mm (por lo general de 2 hasta 50mm).
Φc = Porosidad de las diaclasas m/m.
Nota: La relación entre la separación de las diaclasas y su apertura (b) para un modelo de prismas rectangulares "modelo de cerillos apilados" respecto a la porosidad de las diaclasas es la siguiente $\Phi c = b / (2 * a)$ esto usando las mismas unidades; si se desea usar a en mm y b en micrómetros ($1*10^{-3}$ mm) la relación queda como $\Phi c = b / (500 * a)$.

La permeabilidad en el carbón es direccional, ya que los fluidos fluyen con mayor facilidad en dirección de las diaclasas frontales y la permeabilidad depende casi por completo de la disposición y la cantidad de estas diaclasas.

Como se trató en la sección anterior, debido a la heterogeneidad del carbón, sigue siendo preferida la estimación de la permeabilidad con RGP mediante Registros de Micro-resistividad y de NMR principalmente, también identificando la presencia de minerales secundarios como la Calcita y la Pirita en registros Geoquímicos, ya que estos se encuentran casi siempre en las diaclasas.

Otros métodos de evaluación de yacimientos de CBM y evaluación de carbón mediante RGP encontrados en la literatura

Aguilera, 1994., presenta un método de estimación de porosidad en las diaclasas del carbón mediante Registros de Resistividad de Doble Laterolog Profundo LLd y Doble Laterolog Somero LLs, partiendo de las ecuaciones básicas de la petrofísica como lo es la ecuación de Archie y un modelo simplificado de diaclasas en donde la matriz del carbón se representa ya sea con cubos o como prismas rectangulares apilados en donde las diaclasas se encuentran equiespaciadas.

La ecuación empleada en su trabajo para la determinación de la porosidad en las fracturas (diaclasas) (Ø) es la siguiente:

Ecs. 5.3.18

$$Øf = \frac{\left(\frac{1}{Rlls}\right) - \left(\frac{1}{Rlld}\right)}{\left(\frac{1}{Rmf}\right) - \left(\frac{1}{Rw}\right)}^{1/mf}$$

En este método se calcula primero un valor de porosidad en las diaclasas asumiendo valores preestablecidos del exponente de porosidad en las diaclasas (m_f, el cual se cree que es mayor y muy cercano a 1.0) y de la resistividad del agua de formación, posteriormente compara el resultado con otro valor de porosidad en las diaclasas asumiendo un valor de espaciamiento en cualquiera de los dos modelos desarrollados por el autor (cubo o prismas rectangulares) y ya sea para el caso de una saturación de agua Sw al 0 o al 100% en la formación; con estos dos valores de porosidad se calcula un error de aproximación y se repite el proceso iterativamente hasta que el error sea menor a 0.001. Es hasta entonces cuando se toma el valor de porosidad como aceptable. Para evitar realizar múltiples cálculos, Aguilera muestra un gráfico en donde se pueden insertar variables utilizadas en las fórmulas para determinar la porosidad en las diaclasas rápidamente. Durante todo este proceso además se estiman: el espaciamiento, la apertura y la permeabilidad de las diaclasas. El método da buenas aproximaciones salvo en el caso de la permeabilidad calculada, ya que los valores altos de esta aproximación deben ser multiplicados por un factor de corrección que toma en cuenta fricción y otros parámetros.

En el trabajo presentado por Zhao et al., 2014 se trata el problema de la necesidad de obtener nuevos modelos que relacionen los parámetros del Análisis Próximo con los RGP para diferentes cuencas, y la dificultad que se presenta en ocasiones de diferenciar la humedad con el contenido de volátiles ya que tienen respuestas similares en los registros más comunes usados en modelos petrofísicos de cálculo de volumen. Para lograr este fin ellos proponen un nuevo modelo de respuesta a la resistividad que asume que hay 5 componentes principales del carbón (en este caso se divide la humedad en porosidad del

agua presente en las fracturas y en la matriz respectivamente) que forman un circuito eléctrico en serie por donde fluye la corriente eléctrica, esta ecuación de respuesta a la resistividad se apoya en el modelo desarrollado por Aguilera, 1994., para la determinación del volumen de agua en las fracturas, mientras que los volúmenes restantes se calculan mediante ecuaciones de la Petrofísica. Este método permite la estimación de la respuesta de los RGP a los diferentes rangos de carbón independientemente de la información contenida de las muestras de núcleo directamente.

Johnston et al., 1991., utilizan un registro Geoquímico (GLT) para la determinación más precisa del contenido mineral en el carbón, indicando que al relacionar el contenido de material mineral con la densidad por si solo se está asumiendo que el contenido mineral del carbón es homogéneo, lo cual es falso. Usando el Registro Geoquímico en conjunto con un Registro de Densidad y de Porosidad Neutrón pudieron determinar de forma satisfactoria el rango y maduración del carbón, pudiendo también distinguir entre los carbones con mayor número de diaclasas basándose en la presencia de caliza en dichas capas de carbón. En este trabajo se muestra la importancia de tomar en cuenta el contenido elemental del carbón y otros factores como la humedad, para desglosar de forma más exhaustiva el contenido mineral y poder así hacer una evaluación más precisa del carbón.

Otro trabajo donde se propone la evaluación de yacimientos de carbón utilizando varios RGP en conjunto, pero en esta ocasión para la estimación de contenido de gas, es el realizado por Bhanja y Srivastava, 2008., en su trabajo argumentan que a pesar de que se puede establecer una relación entre la densidad con el volumen de material mineral y el contenido de gas, existen ocasiones en que esta relación no resulta una buena aproximación (especialmente en carbones de bajo rango) y que influye más la proporción entre materia orgánica e inorgánica en el contenido de gas del carbón. Para tener una mejor estimación del contenido de gas ellos proponen emplear los Registros de Densidad, GR y PE (cuya respuesta es inversamente proporcional con el contenido de gas) y el Registro Sónico (cuya respuesta es directamente proporcional con el contenido de gas) para no depender solamente de un solo Registro y que las múltiples respuestas y variaciones a los diferentes componentes del carbón en los diferentes Registros sean tomadas en cuenta y correlacionadas con el contenido de gas. Para lograr este fin, crean un factor C al que llaman valor o número compuesto, el cual se calcula dividiendo la respuesta del Registro Sónico entre el producto de las respuestas de los Registros de Densidad, GR y PE ($C = dt / (\rho * GR * Pe)$); el valor compuesto C tendrá un desplazamiento K con respecto a la los valores medidos de contenido de gas de núcleos a diferentes profundidades. Dicho método se aplicó a dos cuencas en India, de carbón bituminoso y lignito respectivamente, el cual demostró seguir de forma excepcional la tendencia de los valores de contenido de gas medidos, con diferentes desplazamientos K; se cree que K variaría para diferentes cuencas. Realizando este desplazamiento K a todo un intervalo se puede obtener una curva de contenido de gas mediante este método, los resultados obtenidos se compararon con el contenido de gas calculado mediante las ecuaciones de Mullen, Mavor y Kim, demostrando que con este nuevo método se obtienen volúmenes de gas con una aproximación mayor a las de los métodos anteriores para carbones con diferentes rangos incluyendo el lignito, en donde los métodos anteriores tienen limitantes considerables. La única desventaja de este método es que aún requiere de mediciones del contenido de gas realizadas de forma directa de muestras de núcleos.

5.4.-Conclusiones.

En este capítulo se ha demostrado que el uso de los Registros Geofísicos de Pozos para la Caracterización y Evaluación de los yacimientos de metano asociados a carbón (CBM) es de gran utilidad. Cuando se estiman estos parámetros con múltiples RGP realizados en varios pozos en la zona de estudio se pueden realizar mapas de contornos y modelos 3D con los datos obtenidos en estos cálculos para determinar la mejor zona para producir gas y desarrollar un proyecto de explotación de CBM.

Mediante el uso y desarrollo de nuevas tecnologías en los RGP como lo son los Registros de Imágenes, Registros de NMR y Registros Geoquímicos se han ido desarrollando metodologías que evitan el uso de correlaciones empíricas en donde se hacen muchas suposiciones para la evaluación de los yacimientos de CBM, ya que mediante el uso de estos Registros modernos se pueden obtener de forma directa parámetros importantes como lo son la porosidad, permeabilidad, presión de yacimiento, porcentaje elemental y contenido mineralógico, saturación y contenido de gas, todo esto sin la necesidad de mediciones de laboratorio.

VI – Análisis Petrofísico en Yacimientos de CBM en Alberta, Canadá.

6.1.- Introducción

En este capítulo se realizará una Evaluación Petrofísica general de la vialidad de producción de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) empleando dos pozos que se ubican: uno en la región sur y otro en la región central oeste de las Planicies de Alberta en la provincia canadiense de Alberta. Estos pozos alcanzan una profundidad mayor a los 2000m y formaciones con las principales zonas de carbón en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (*Western Canadian Sedimentary Basin* - WCSB).

Primero se describirá de forma concisa la geología de la cuenca y de las diferentes zonas de carbón, así como su distribución espacial para posteriormente realizar la Evaluación de la Formación mediante los RGP obtenidos en estos pozos. Es importante conocer estas propiedades ya que por su amplia distribución la mayoría de los pozos perforados dentro de la Planicie cruzan múltiples zonas de carbón, las cuales contribuirán en diferentes proporciones al volumen total de gas producido. Dentro de los mapas que representan en límite de cada una de las diferentes zonas se indicará la ubicación aproximada de los pozos utilizados en este trabajo para la evaluación de la extracción de CBM.

La información y datos utilizados en este capítulo provienen principalmente de los artículos y de datos disponibles en el dominio público a través del sitio web del Alberta Geological Survey (AGS) / Alberta Energy Regulator (AER). Asimismo los pozos utilizados en este trabajo, la información y los RGP contenidos en ellos están disponibles al público general a través de bases de datos de uso común.

Carbón en las Planicies de Alberta

La Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (WCSB) es una de las de mayor extensión en América del Norte y cuenta con más del 90% de los recursos carboníferos del país, abarca gran parte de las provincias de Colombia Británica, Alberta y Saskatchewan, así como una porción de las provincias de Manitoba y los Territorios del Norte, siendo en la provincia de Alberta en donde se tiene el mayor volumen y rango de carbón (**Figura 6.1.1**).
Los vastos recursos carboníferos con los que cuenta la provincia de Alberta tienen en su mayoría un gran potencial para la producción de CBM, siendo que la mayoría de las zonas de carbón se encuentran localizadas al sur de la provincia.

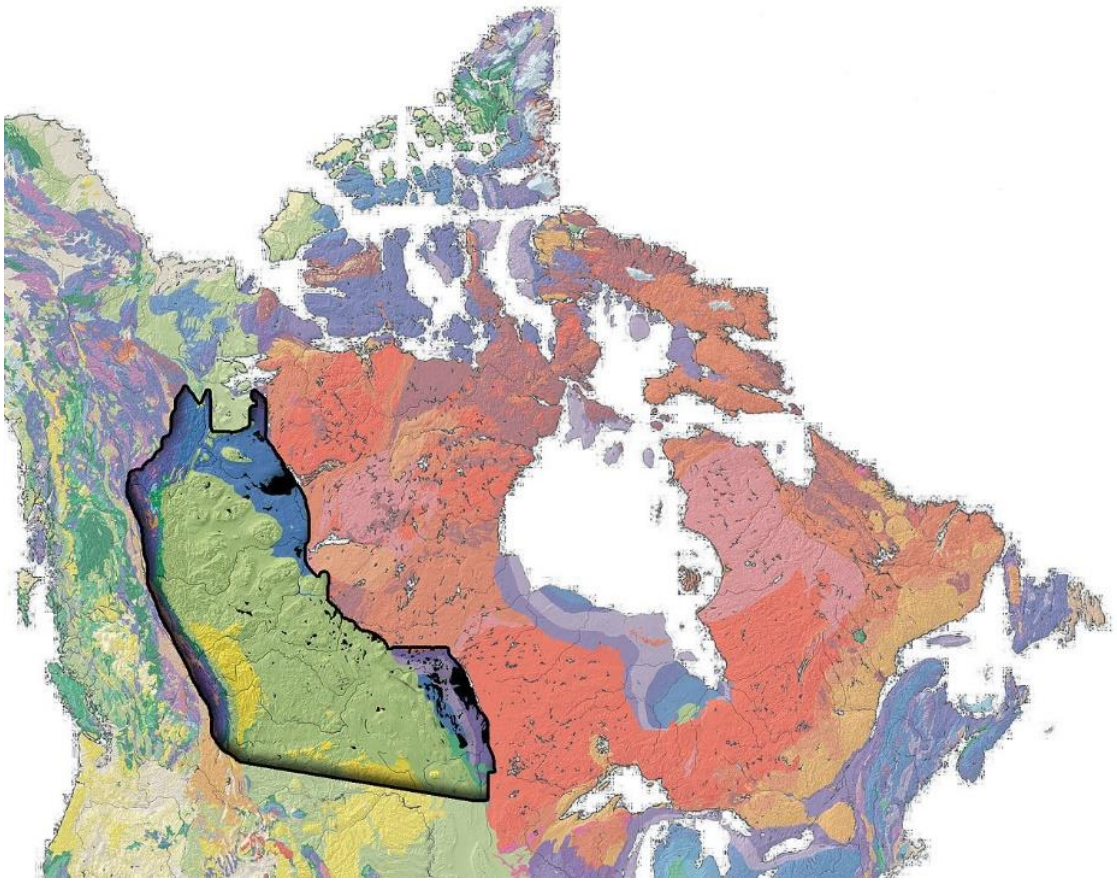


Figura 6.1.1.- Ubicación espacial de la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá.
La Cuenca sedimentaria del Oeste de Canadá (WCSB) se encuentra delimitada dentro de una porción del mapa geológico de América del Norte, en esta figura se puede constatar su gran extensión.
Fuente: United States Geological Survey.

Múltiples zonas de carbón se encuentran en gran parte de las planicies de Alberta, principalmente en intervalos estratigráficos que datan desde el Cretácico inferior (Albiano) al Cretácico superior (Campaniano) -Terciario (Paleoceno), se cree que en estos intervalos dentro de las planicies de encuentra cerca del 80% de los recursos carboníferos en la provincia de Alberta y que tienen potencial para la explotación de CBM, además de tener una estructura relativamente simple y ser una zona exhaustivamente caracterizada.

Estudios realizados por el Servicio Geológico de Alberta (AGS) apuntan a que dentro de la provincia se pueden tener hasta cerca de 500 TCF de CBM, cifra que supera por más del doble a los volúmenes de gas natural convencional de la provincia, por lo que se estima que es necesaria la producción de CBM para satisfacer la demanda de gas natural en las siguientes décadas. En las Planicies de Alberta por si solas se estima que el volumen de gas en sitio puede llegar a ser de 186 TCF para todas las zonas de carbón (Beaton, et al., 2002).

El organismo encargado de regular toda la actividad asociada a la explotación de yacimientos de CBM en la provincia corresponde al Consejo de Energía y Utilidades de Alberta (*Alberta Energy and Utilities Board*) y son los encargados de las practicas

correctas de explotación. En conjunto con la AGS desarrollan múltiples proyectos de investigación y brindan información técnica confiable y abierta al público.

El carbón dentro de las formaciones de las Planicies de Alberta se da en zonas o intervalos en donde se tienen múltiples capas o filones de carbón entrelazados con otras litologías pero sobre todo clásticos como areniscas y lutitas. En estas zonas de carbón se pueden llegar a tener espesores netos o totales de carbón de hasta 20 m y las capas individuales por lo general no rebasan los pocos metros.

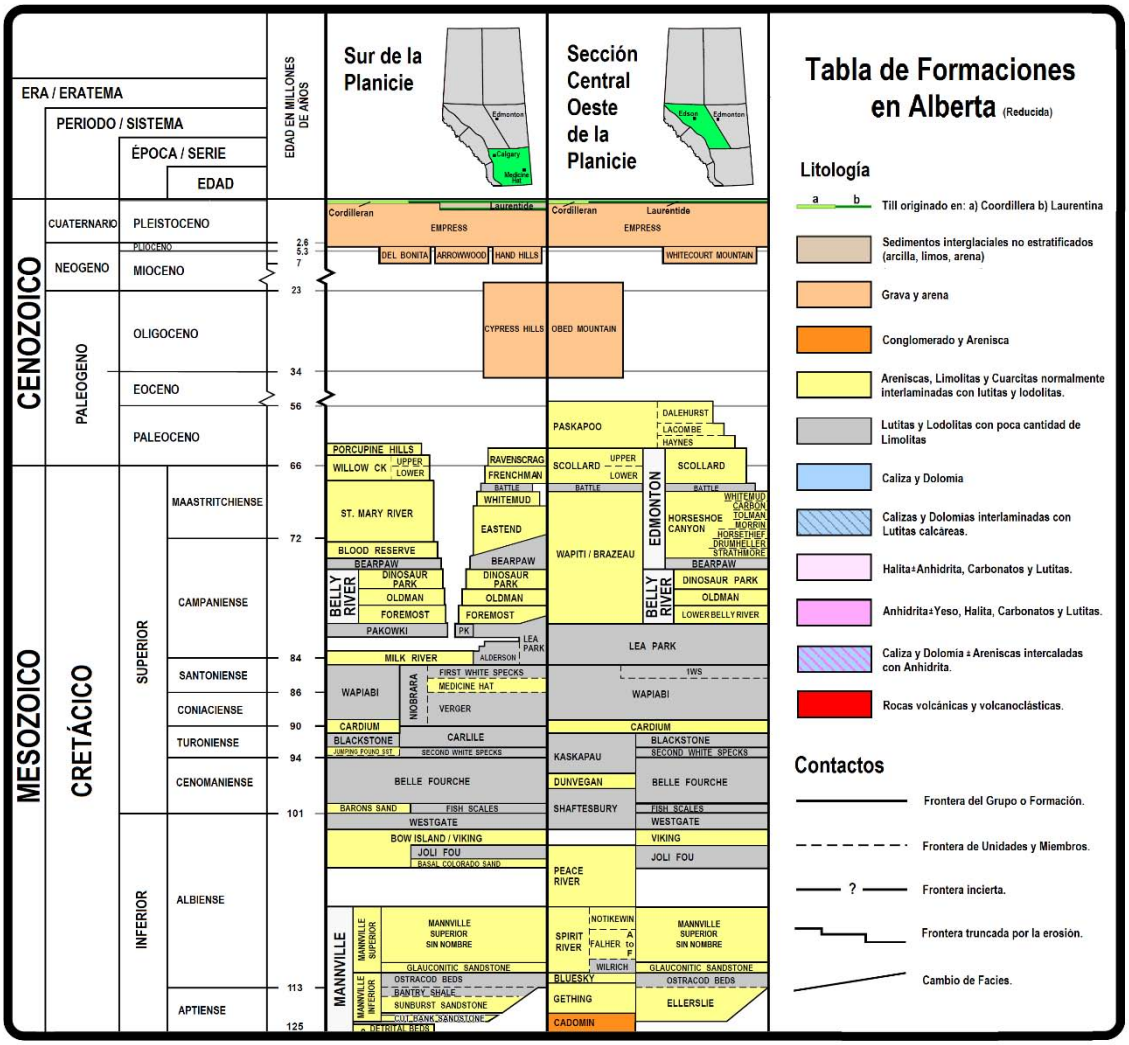


Figura 6.1.2.- Tabla de Formaciones de los principales Grupos y Formaciones de las zonas de carbón de las regiones Sur y Central Oeste de las Planicies de Alberta. Tabla de formaciones reducida en donde solo se muestran las formaciones de interés en este trabajo en la región Sur y Central Oeste de las planicies; en el Cretácico inferior se tiene el Grupo Mannvile. En el Cretácico Superior-Terciario se tienen el Grupo Belly River, la Formación Horseshoe Canyon y la Formación Scollard, la presencia de estas dos últimas formaciones se ve disminuida e incluso desaparece en algunas partes de la región Central Oeste de las planicies.
Fuente: Modificado de Alberta Geological Survey (2015a).

En las planicies de Alberta se tienen siete principales zonas de carbón con potencial para la producción de CBM en los diferentes grupos y formaciones estratigráficas que van desde el Cretácico inferior al Paleoceno: La zona de carbón de **Ardley** de la formación Scollard, las zonas de carbón de **Carbon-Thompson** (junto con Daly-Weaver) y **Drumheller** pertenecientes a la formación Horseshoe Canyon (Horseshoe Canyon y Scollard pertenecen al grupo Edmonton), las zonas de **Lethbridge**, **Taber** y **Mckay** pertenecientes a las formaciones Dinosaur Park, Oldman y Foremost respectivamente y que pertenecen al Grupo Belly River, y finalmente la zona de carbón de **Mannville** Tardío/Superior (que se divide en Top Manville y Medicine River) pertenecientes al grupo Mannville (**Figuras 6.1.2 y 6.1.3**).

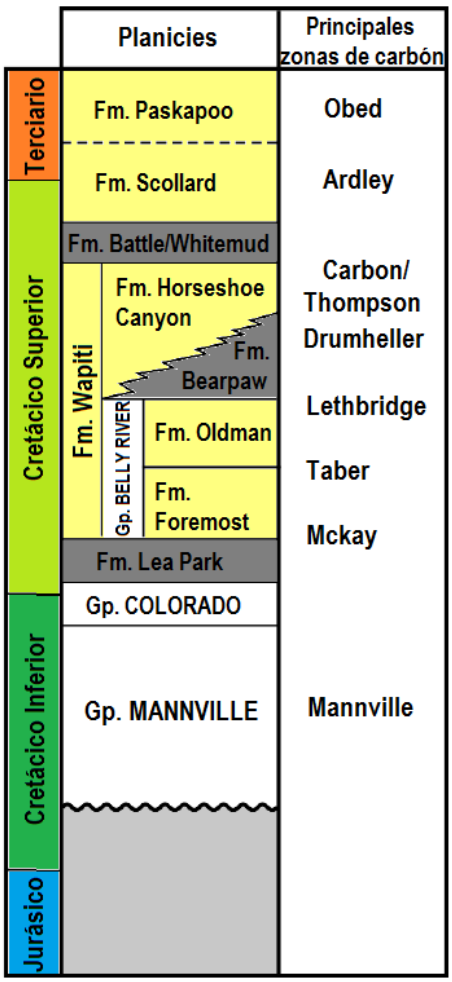


Figura 6.1.3.- Estratigrafía de los principales Grupos y Formaciones con zonas de carbón en las planicies de Alberta.
Tabla de formaciones reducida mostrando solamente las Formaciones y Grupos con zonas de carbón de interés para este trabajo.
Fuente: Modificado de Beaton, 2003.

Las litologías más comunes que acompañan a las capas de carbón en estas zonas son Areniscas, Limolitas y Cuarcitas interlaminadas con Lutitas y Lodolitas; los grupos en donde se encuentran estas zonas por lo general se encuentran separadas por intervalos de depósito de sedimentos de grano fino como Lutitas y Lodolitas, estos ciclos de depósito fueron producto de transgresiones y regresiones del Mar del Cretácico en donde se tuvieron las condiciones ideales para el depósito de materia orgánica en ambientes

reductores y en superficies prácticamente planas, los cuales fueron sepultados por sedimentos originados de las deformaciones y subsidencia producto de actividades tectónicas como lo fue la Orogenia Laramide. Las formaciones sufrirían posteriormente un empuje hacia la superficie en donde aflorarían y serían erosionadas dando origen a la distribución actual.

Se tienen muy bien establecidos los parámetros para la Evaluación de Formaciones en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá, en particular de las planicies y el pie de Montaña en Alberta; para las planicies se cuenta con una amplia librería de datos en el dominio público de la AGS/AER sobre la distribución espacial y otros parámetros importantes de las principales zonas de carbón y las formaciones que los contienen. Entre estos datos se tiene información de: límite y profundidad de la zona, espesor de la zona de carbón y espesor neto de carbón, información que se obtuvo principalmente de la correlación estratigráfica con RGP; también se cuenta con información obtenida mediante pruebas y análisis de laboratorio como lo es el valor de Reflectancia de la Vitrinita (Ro), permeabilidad y contenido de gas (Gc). Toda esta información es utilizada en conjunto para calcular el Gas en Sitio y determinar cuáles son las mejores zonas para producir CBM.

6.2.- Propiedades Físicas del Carbón en las Planicies de Alberta

Rango del carbón en las planicies.

El rango del carbón es importante en las planicies de Alberta ya que está íntimamente ligado al contenido de gas, especialmente en carbones a profundidades mayores a los 200 m y cuyos rangos se encuentran en la ventana de generación de gas termogénico (sub-bituminoso C a bituminoso de volatilidad baja-lvb), ya que no se sabe a ciencia cierta la influencia que tiene el gas de origen biogénico en carbones someros que se encuentran próximos o dentro de acuíferos.

De forma muy general los carbones someros de menos de 1000 m como lo son el caso de las zonas de carbón Horseshoe Canyon y Belly River tienen un bajo grado de madurez térmica, y puede que parte del gas en sitio contenido en estas zonas se deba a la recarga de agua en estos yacimientos, lo cual nutre de bacterias a las capas de carbón y reinicia el ciclo de generación de gas metano de origen biogénico. Lo opuesto ocurre con carbones a profundidades altas como lo es el caso de las zonas de carbón de Mannville Superior, los cuales han pasado por un proceso de madurez térmica y pérdida de volátiles más avanzado, por lo que el contenido de gas en sitio es mayor en estos intervalos estratigráficos.

Las formaciones del Cretácico inferior al Cretácico superior – Terciario en las planicies tienen una inclinación y forma de cuña que se ensancha hacia el pie de la cordillera de las Montañas Rocallosas canadienses de forma perpendicular a éstas, y con dirección NE-SW; por consiguiente las formaciones con diferentes zonas de carbón aumentan su profundidad conforme se aproximan al pie de la cordillera con la misma tendencia NE-SW y por lo tanto aumentan en rango en proporción a ello. Los carbones de mayor rango en la mayoría de las zonas de carbón se tienen en el borde entre las planicies y el pie de las montañas, siendo el carbón con mayor rango de toda la provincia el que se encuentra directamente en el pie de la cordillera, siendo zonas de carbón estratigráficamente equivalentes a las que se tienen en las planicies pero que aumentaron de rango producto

de los esfuerzos compresivos y la deformación de las orogenias que dieron origen a las Montañas Rocallosas (**Figura 6.2.1**).

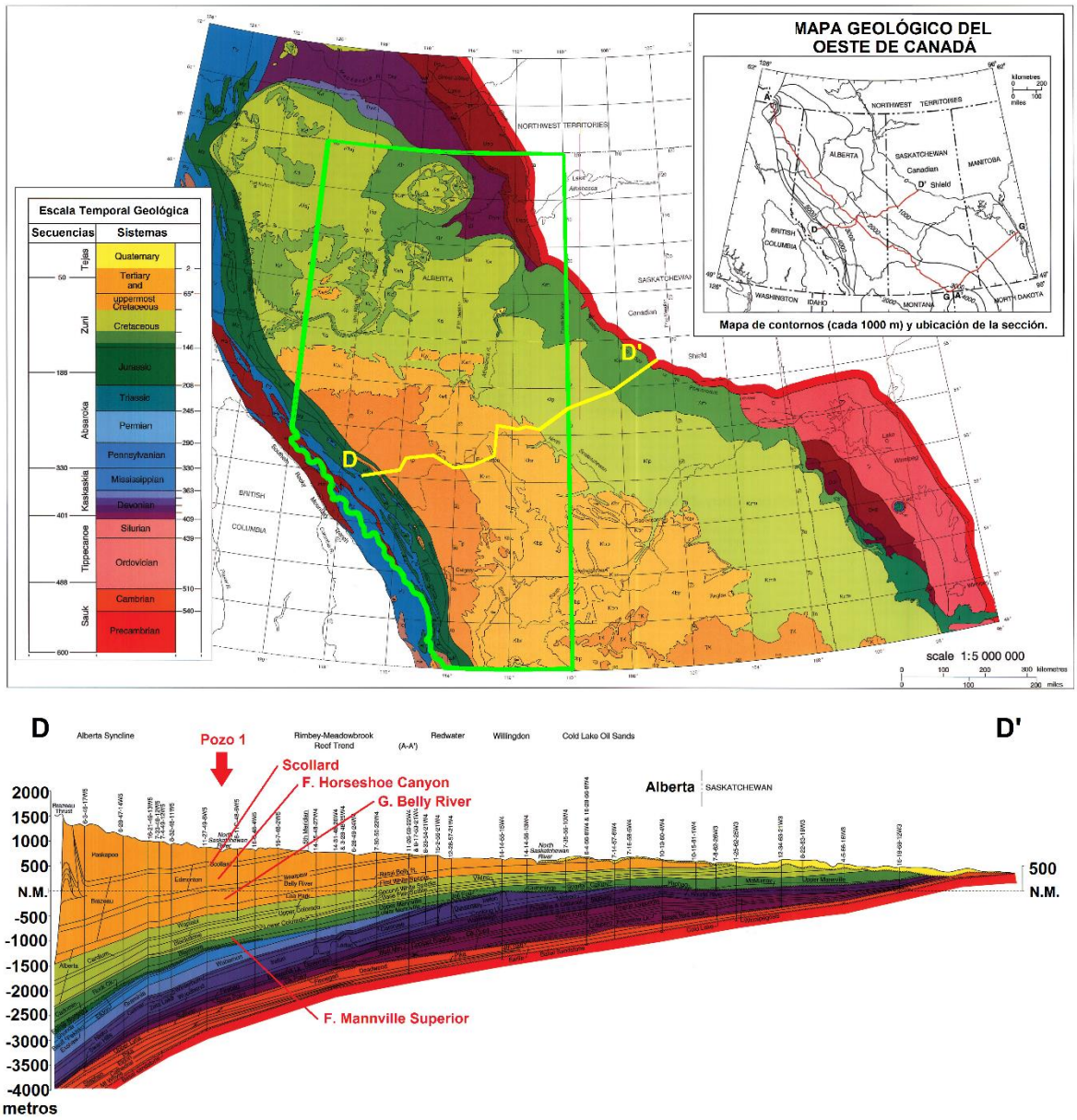


Figura 6.2.1.- Mapa Geológico de la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá con Sección Estratigráfica.

En la figura se puede ver un mapa geológico de la WCSB en donde se pueden identificar a grosso modo las litologías con la escala de tiempo geológico. La sección mostrada en la parte inferior se muestra sobre el mapa geológico y va del borde del pie de la cordillera en las planicies de Alberta, y termina en la mitad de la provincia de Saskatchewan. En la sección estratigráfica se ubican las Formaciones Scollard y Horseshoe Canyon, asi como el Grupo Belly River que se depositaron en el Cretácico Superior. También se muestra la ubicación de la Formación Mannville Superior del Cretácico Inferior. Estos Grupos y Formaciones contienen las principales zonas de carbón que se describirán a continuación. *Fuente: Mapa geológico modificado de Mossop and Shetsen, 1994., Sección estratigráfica modificada de Wright et al., 1994.*

En pocas palabras el rango del carbón en las planicies aumenta en función de la profundidad y cercanía al pie de la cordillera.

Se tiene una distribución amplia en el rango de carbón en las planicies, el cual va desde lignitos que se encuentran al Noreste y Norte de las planicies (zonas que no trataremos en este trabajo), carbón por lo general sub-bituminoso en las zonas de carbón someras y que llega a aumentar hasta carbón bituminoso de volatilidad alta C (hvCb) en algunas zonas aisladas y conforme las formaciones se aproximan al pie de la cordillera; por otro lado, existe una mínima cantidad de carbones con rango de bituminoso con volatilidad alta B y A (hvBb y hvAb) los cuales casi siempre se encuentran en la frontera de las planicies y el pie de la cordillera. Este intervalo de rangos en las planicies, si bien no es óptimo, se encuentra dentro de la ventana de generación de gas termogénico (**Figura 6.2.2**).

Los valores de Reflectancia de Vitrinita promedio obtenidos de análisis de muestras de núcleo en pozos obtenidos en las planicies van de 0.5 a 0.65 Ro (Wynne and Beaton (AGS/AER), 2003).

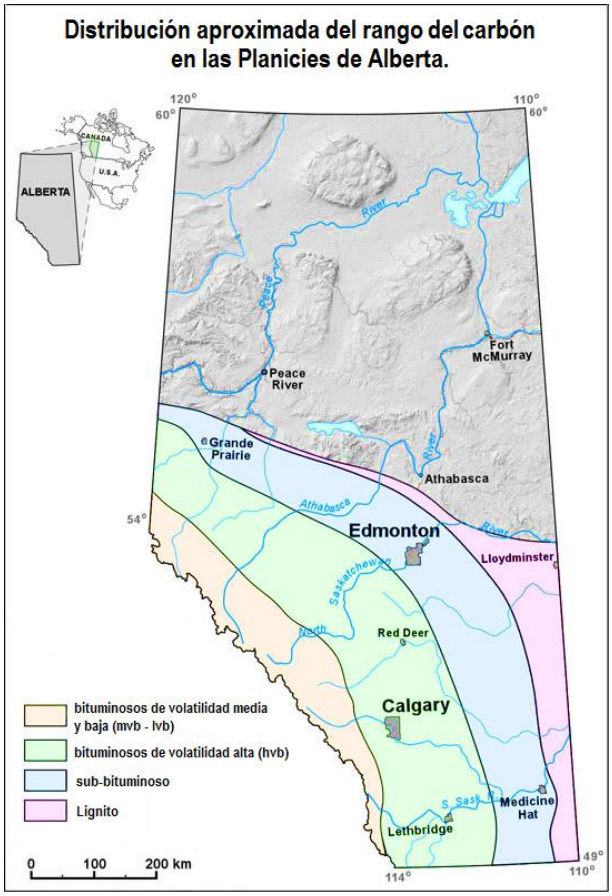


Figura 6.2.2.- Distribución general del Rango de carbón en Alberta
De forma general se tiene que el rango aumenta conforme las capas se aproximan al pie de la cordillera y aumentan su profundidad y espesor; el carbón en las planicies va desde los lignitos al Este y Noreste, y llega al rango de bituminoso de volatilidad alta en las cercanías del pie de la cordillera, esta distribución varía de acuerdo a las diferentes formaciones y zonas de carbón de las planicies.
Fuente: Modificado de Alberta Geological Survey (2015d).

Contenido de gas de las zonas de carbón en las planicies de Alberta.

De forma general el contenido de gas del carbón en las planicies aumenta conforme este aumenta su profundidad y espesor, debido a que conforme se tiene una mayor profundidad, el rango del carbón es mayor porque ha sido sujeto a mayor presión y temperatura. Por desgracia las zonas donde se tiene un mayor rango, no siempre corresponden a las zonas con mayor espesor neto de carbón, que son los puntos done se tienen mayores volúmenes de gas en sitio debido al aporte que tienen las múltiples capas de carbón. En las zonas de carbón del Cretácico Superior – Terciario el contenido de gas en sitio expresado es por lo general < 1 Bcf/sección (siendo una sección igual a 1 milla cuadrada), y en las zonas donde se tiene mayores espesores como en la zona de carbón de Ardley o Drumheller por lo general es de 3 a 6 Bcf/sección. Para la zona de carbón de Mannville superior del Cretácico inferior, el contenido de gas del carbón es mayor debido a que se encuentra a mayor profundidad y presión, por lo que su capacidad de adsorción de gas aumenta. En esta zona se tiene que el contenido de gas en sitio es de alrededor de 5 Bcf/sección para las zonas de carbón con espesores netos de más de 4 m, y puede llegar a los 10 Bcf/sección donde el espesor neto es mayor a los 8 m (Beaton, 2003).

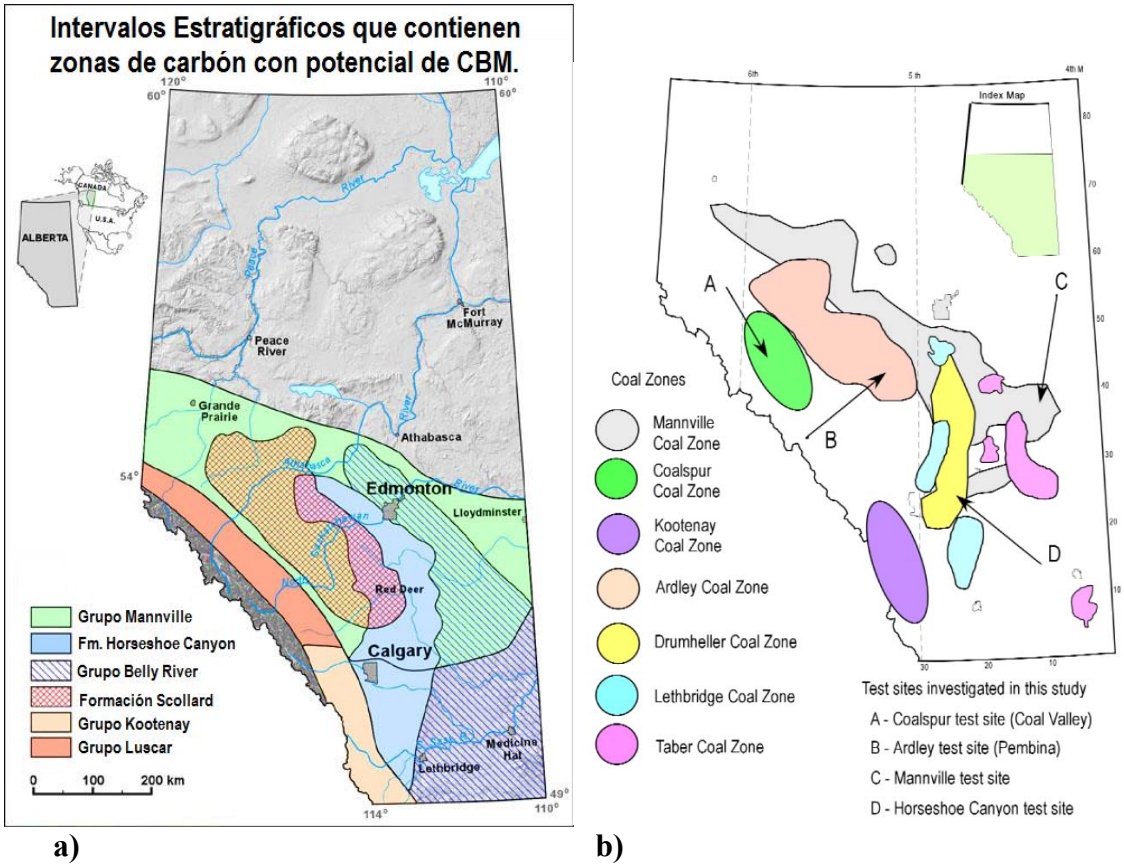
Permeabilidad del carbón en las planicies de Alberta

El principal dilema en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá y en particular de las Planicies de Alberta para la producción de altos volúmenes de CBM es la poca permeabilidad de sus yacimientos (en promedio de 1 a 3 mD, Beaton, 2003.); a pesar de contar con zonas de carbón con capas de alto espesor y ser una de las cuencas que contienen esta roca con mayores dimensiones a nivel mundial, esta presenta valores marginales de permeabilidad, lo cual requeriría en la mayoría de los casos de fracturamiento hidráulico, o tecnología de pozos multilaterales para su producción. Generalmente, las formaciones de carbón someras como es el caso de las Formaciones Scollard, Horseshoe Canyon y Belly River tienen bajo a moderado de contenido de gas pero una permeabilidad mayor (por lo general menor a 5 mD pero puede llegar hasta 10 mD aproximadamente) a la de formaciones más profundas como la formación Mannville, la cual presenta un mayor contenido de gas pero una permeabilidad menor (de 0.1 a 4 mD aproximadamente). Sin embargo, existen zonas donde se tienen combinaciones de permeabilidad y contenido de gas moderados a altos por lo que su caracterización resulta clave.

6.3.- Descripción de las principales zonas de carbón en las Planicies de Alberta.

A continuación se presenta la distribución espacial, geología, propiedades petrofísicas y otros parámetros de Evaluación de Yacimientos de las principales zonas de carbón en las Planicies de Alberta de acuerdo principalmente a los estudios realizados por Beaton et al., 2002 (EUB/AGS), Beaton, 2003 (EUB/AGS), y la base de datos DIG 2003-0001 (Wynne and Beaton, 2003) de la AGS/AER, así como información complementaria del Atlas Geológico de la WCSB (Smith, 1994) y la Tabla de Formaciones de la AGS/AER. También se muestran mapas de curvas de contornos generados por la AGS/AER trazados con esta información, y que muestran la profundidad al tope de la zona y el espesor neto de carbón en la misma (**Figuras 6.3.2 a 6.3.8**), al considerarse ésta la información más pertinente para poder identificar rápidamente las zonas con mayor potencial de producción de CBM para su posterior evaluación, el cual es uno de los objetivos

principales de este trabajo. En Beaton et al., 2002 se generaron mapas con datos de la EUB/AGS que muestran el contorno, profundidad al tope, espesor de la zona, espesor neto de carbón, Reflectancia de la Vitrinita, Contenido de gas y Gas en sitio para las zonas más importantes de carbón, esta misma información se encuentra disponible en el sitio de la AGS/AER.



a) **b)**

Figura 6.3.1.- Distribución espacial de los principales Grupos y Formaciones, así como de sus respectivas zonas de carbón en Alberta.
a) Distribución de los Grupos y Formaciones en Alberta. Las Formaciones que son de interés para este trabajo dentro de las planicies se encuentran: F. Scollard (zona de carbón Ardley), F. Horseshoe Canyon (Zonas de carbón: Carbon Thompson y Drumheller), Grupo Belly River (Zonas de carbón: Lethbridge, Taber y Mckay) y finalmente el Grupo Mannville (Zona de carbón Mannville Superior).
b) Distribución espacial de las principales zonas de carbón en Alberta.
Fuente: a) Modificado de Alberta Geological Survey (2015c). b) Beaton, 2003.

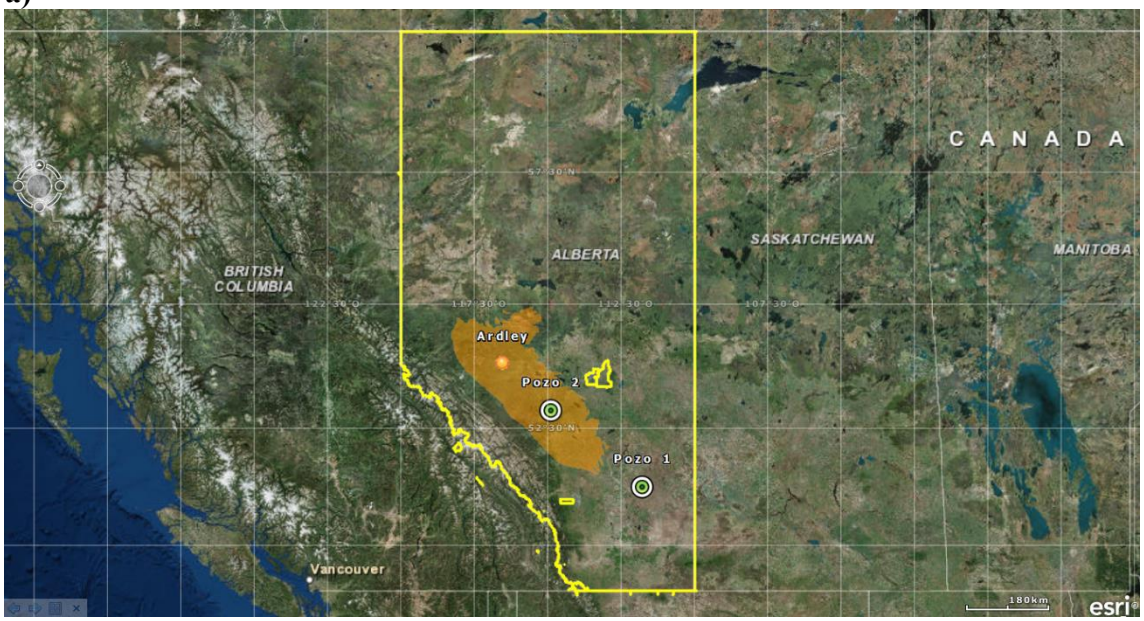
Zonas de carbón en la Formación Scollard

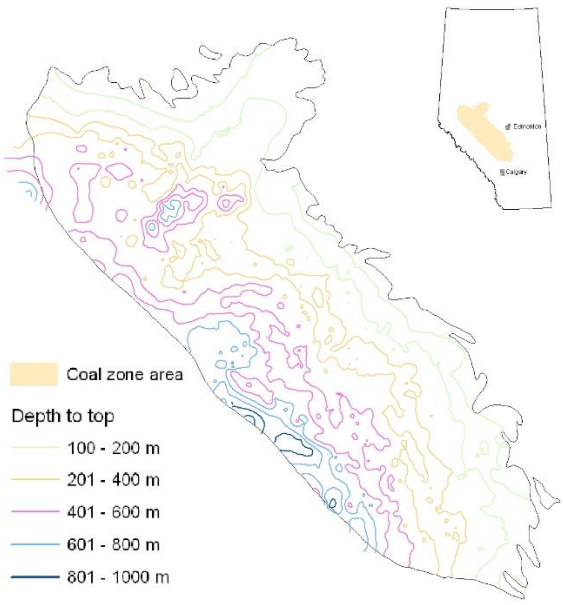
Ardley

Se encuentra dentro de la Formación Scollard y por encima del límite K-T (Cretácico - Terciario), la Formación Scollard se divide en Ardley superior e inferior, siendo la zona superior la de mayor contenido de carbón; esta zona superior consta de capas considerablemente gruesas de carbón interlaminadas con lutitas y limos sobre una base

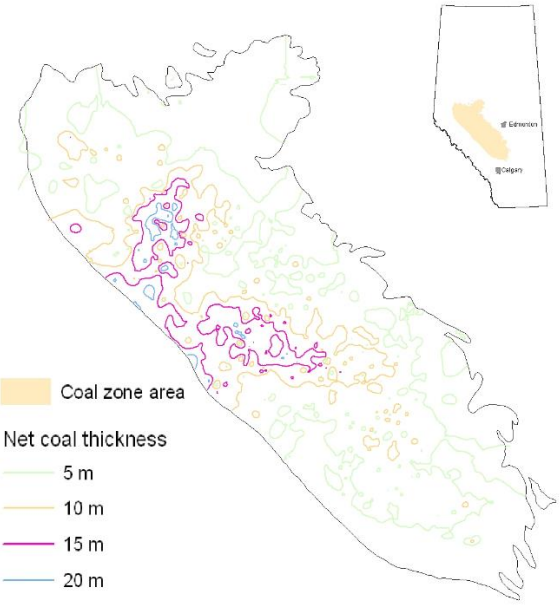
de arenisca; existen porciones al Oeste de la zona en donde se tienen hasta 18 capas de carbón individuales, en esta zona se tiene un espesor neto de carbón de entre 10 y 15 m en promedio, siendo una de las zonas donde se tiene el mayor espesor neto de carbón en las planicies. El rango de carbón en esta zona va de los sub-bituminosos en las zonas más someras al este y llega hasta el bituminoso de volatilidad alta (hvb) al Oeste al aproximarse a las laderas, y es al Noroeste y muy próximo a éstas donde se tiene el mayor potencial para la producción de CBM donde se da la combinación de un alto espesor neto y un rango de hvBb.

a)





b)



c)

Figura 6.3.2.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón Ardley con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.
a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón Ardley y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.

b) Profundidad a la cima de la zona Ardley en m.
c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona Ardley en m.
Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

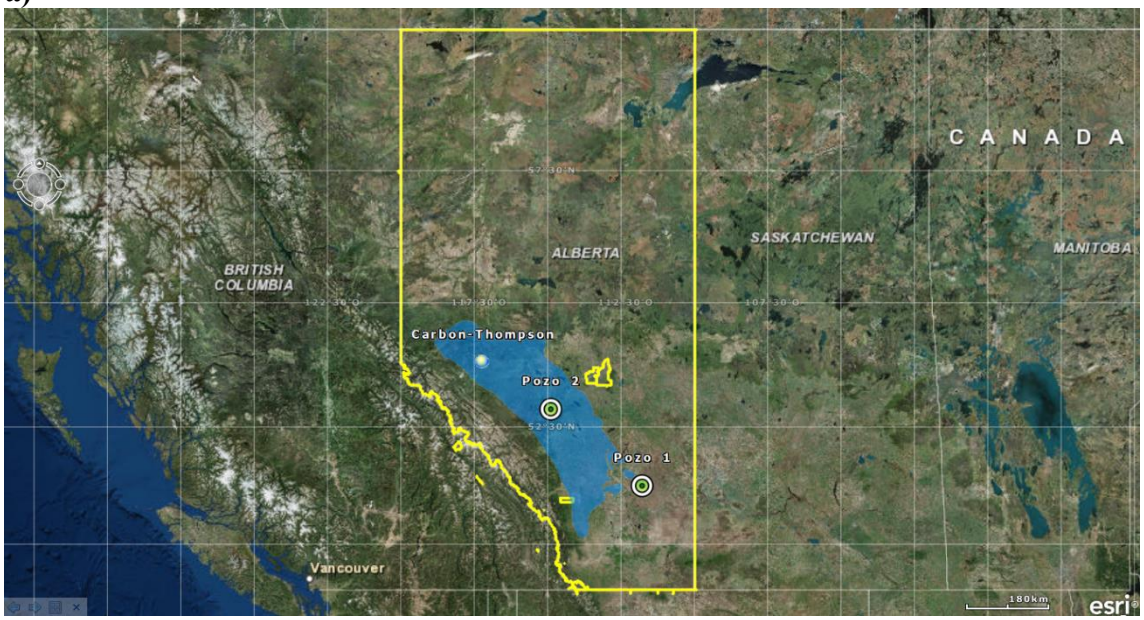
Zonas de carbón en la Formación Horseshoe Canyon (Carbon-Thompson, Daly-Weaver y Drumheller)

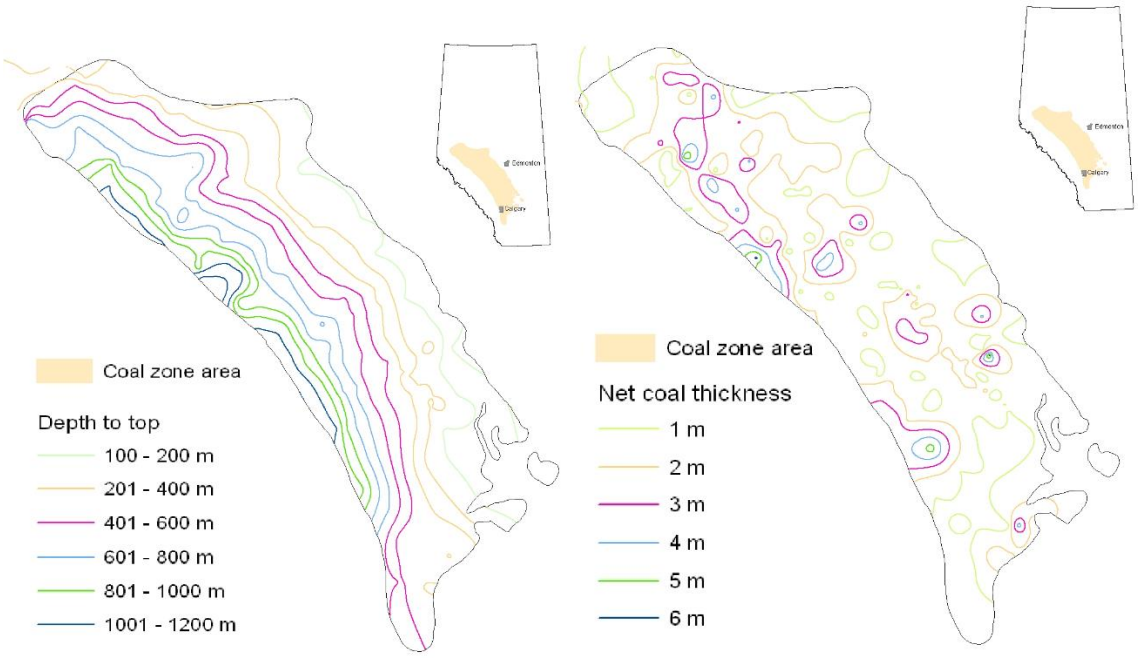
Sedimentos clásticos originados en el Campaniense y Maastrichtiense en el límite del Cretácico Superior producto de regresiones y transgresiones de lo que era el mar de Bearpaw, se compone principalmente de sedimentos como areniscas, lutitas, limolitas y lodolitas no marinas, con la presencia de capas de carbón intermedias, en algunos intervalos se han detectado hasta 10 capas de carbón con potencial de explotación de CBM. Se encuentra separada de la Formación Scollard sobreyacente por la Formación Battle y del Grupo Belly River subyacente por la Formación Bearpaw

Carbon-Thompson

Zona superior de la Formación Horseshoe Canyon donde se presentan filones de 1 a 2 m de carbón y con un espesor neto de carbón de 2 a 3 m, esta zona presenta porciones donde el espesor neto del carbón supera los 3 m al Noroeste conforme aumenta su profundidad. Se cree que la zona de carbón identificada como Daly-Weaver y que se encuentra bajo la zona Carbon-Thompson tiene una localización y propiedades similares. La zona Carbon-Thompson cuenta con carbones bituminosos de volatilidad alta C (hvCb) y que suben de rango a bituminoso de volatilidad alta B (hvBb) conforme la zona se aproxima a las laderas.

a)





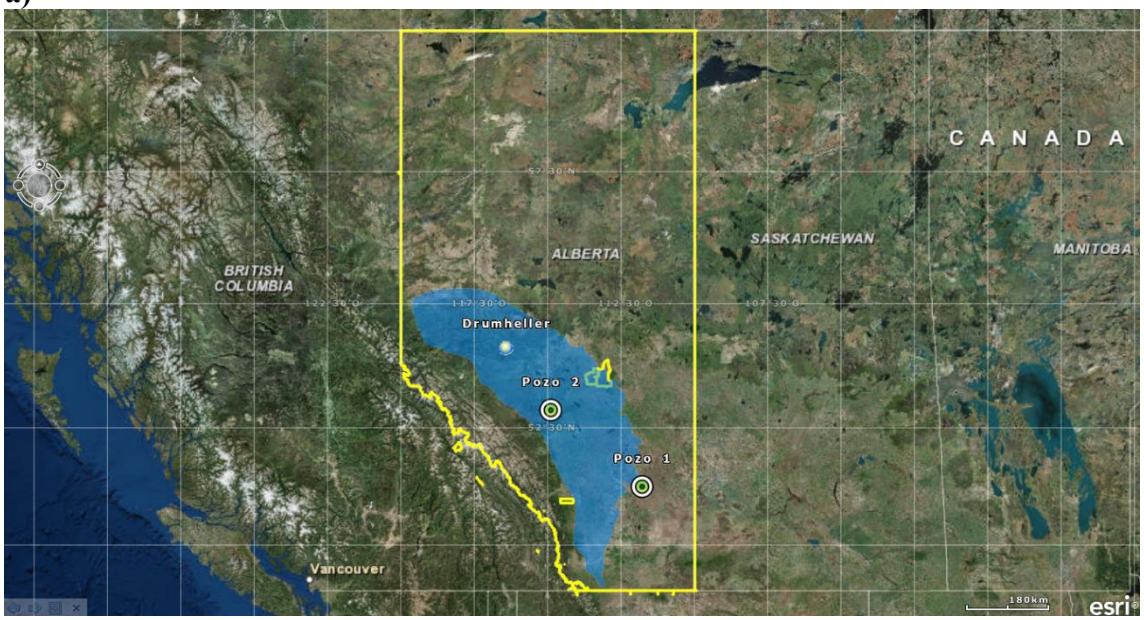
b) **c)**

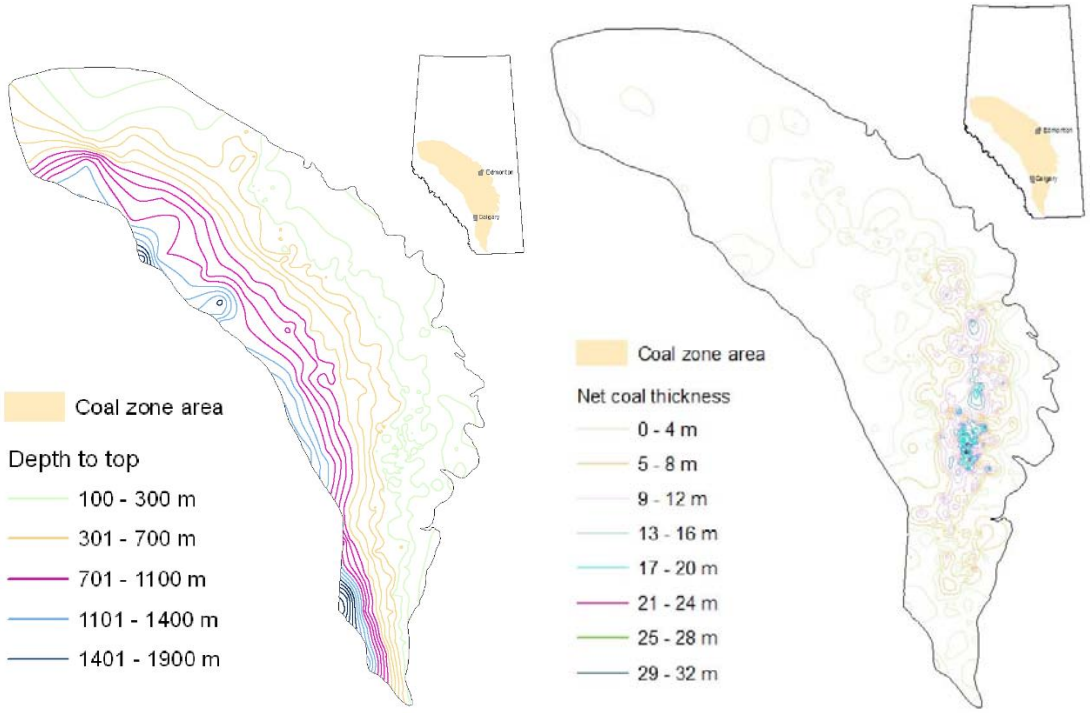
Figura 6.3.3.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón C. Thompson con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.
a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón C-Thompson y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.
b) Profundidad a la cima de la zona C-Thompson en m.
c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona C-Thompson en m.
Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

Drumheller

Aparte de la zona de carbón Ardley de la Formación Scollard, la zona de carbón de Drumheller es una de las zonas del Cretácico Superior de mayor importancia para la explotación de CBM, ya que a pesar de que sus capas de carbón son discontinuas estas son múltiples y en la zona se tiene un espesor neto promedio de entre 4 y 10 m, existe una pequeña porción central en donde se llega a tener un espesor neto de carbón de 18 m, la litología que acompaña a estas capas de carbón se encontraba en una llanura costera y se compone principalmente de lutitas y limolitas con una estratificación granocreciente.
En esta zona la mayoría del carbón presenta un rango de sub-bituminoso B a poca profundidad y de bituminoso de volatilidad alta C (hvCb) al aumentar la profundidad, se llegan a tener carbones bituminosos de volatilidad alta B (hvBb) a su máxima profundidad en el Noroeste de la zona. Las zonas con mayor potencial por su gran espesor se encuentran en una línea con dirección N-S entre Edmonton y Calgary, siendo que a unos kilómetros al Noreste de Calgary se tiene una pequeña zona en donde el espesor neto de carbón puede llegar a superar los 20 m y con carbones bituminosos de volatilidad alta C.

a)





b) **c)**

Figura 6.3.4.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón Drumheller con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.

a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón Drumheller y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.

b) Profundidad a la cima de la zona Drumheller en m.

c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona Drumheller en m.

Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

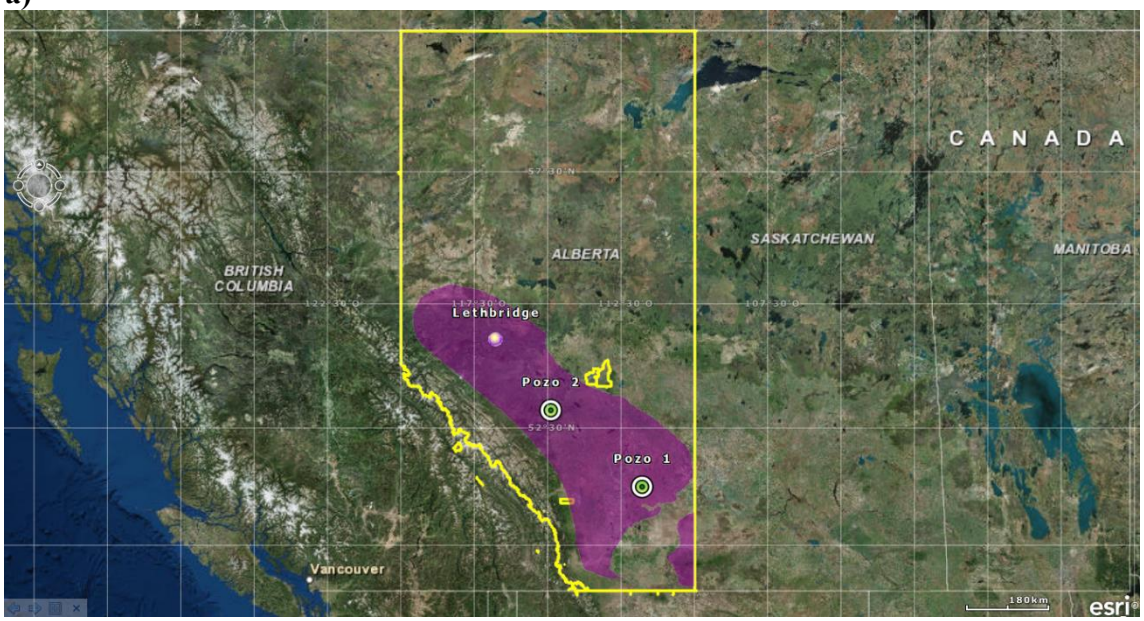
Zonas de Carbón del Grupo Belly River (Lethbridge, Taber y Mckay)

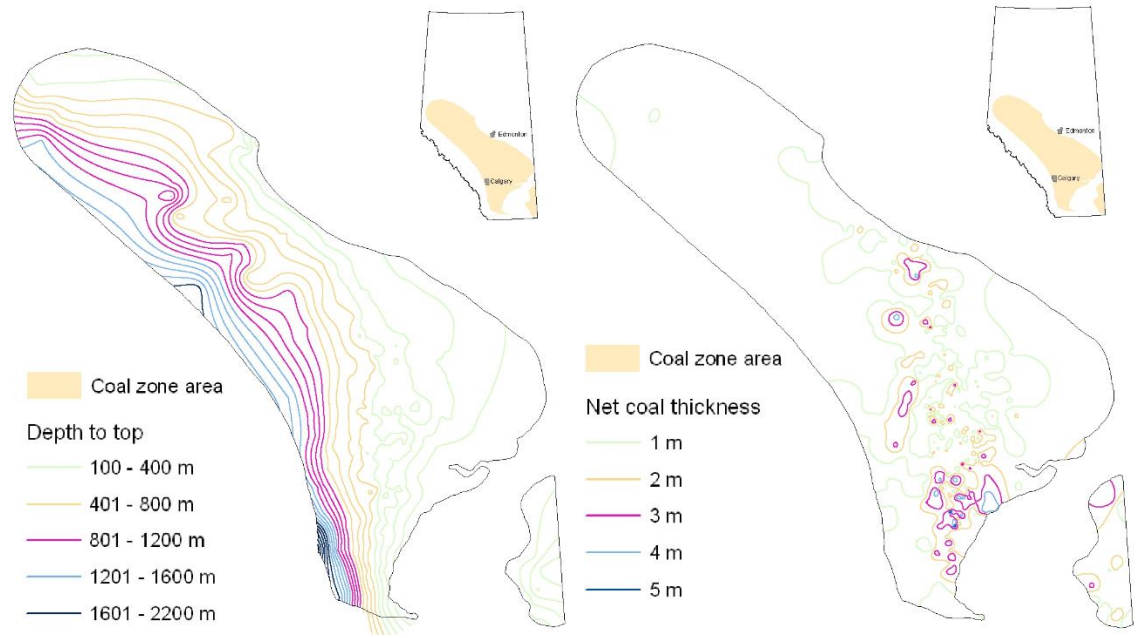
El Grupo Belly River del Campaniense se encuentra separado de la Formación Horseshoe Canyon por el límite abrupto de las lutitas y limolitas depositadas en ambientes costeros de la formación Bearpaw, producto de la transgresión del mar de Bearpaw (este límite no es tan notorio en el techo de la formación Bearpaw con el Grupo Horseshoe Canyon). Este grupo presenta sedimentos no marinos como arenas, limos y arcilla, se divide en la formación Foremost, la cual cuenta con las zonas de carbón Lethbridge y Taber, y la formación Oldman la cual contiene la zona de carbón Mckay. Esta zona se encuentra limitada en su base por la litología de grano más fino de la Formación Lea Park.

<u>Lethbridge</u>

Ubicado muy próximo a la localidad con el mismo nombre aproximadamente 150 Km al Sureste de Calgary, fue producto de aumento en nivel del mar de Bearpaw, se presenta un espesor neto de carbón de 2 y 3 m de profundidad, llegando a haber secciones de hasta 4 m al Sureste de la zona, el carbón en esta zona es mayoritariamente sub-bituminoso al este y aumenta de rango hacia el oeste, hasta llegar a los rangos de carbon bituminoso de volatilidad alta C y B (hvCb y hvBb). Al Noreste de Lethbridge se presenta la zona con mayor potencial al tener espesores netos de más de 3 m y tener principalmente carbones bituminosos de volatilidad alta C (hvCb).

a)





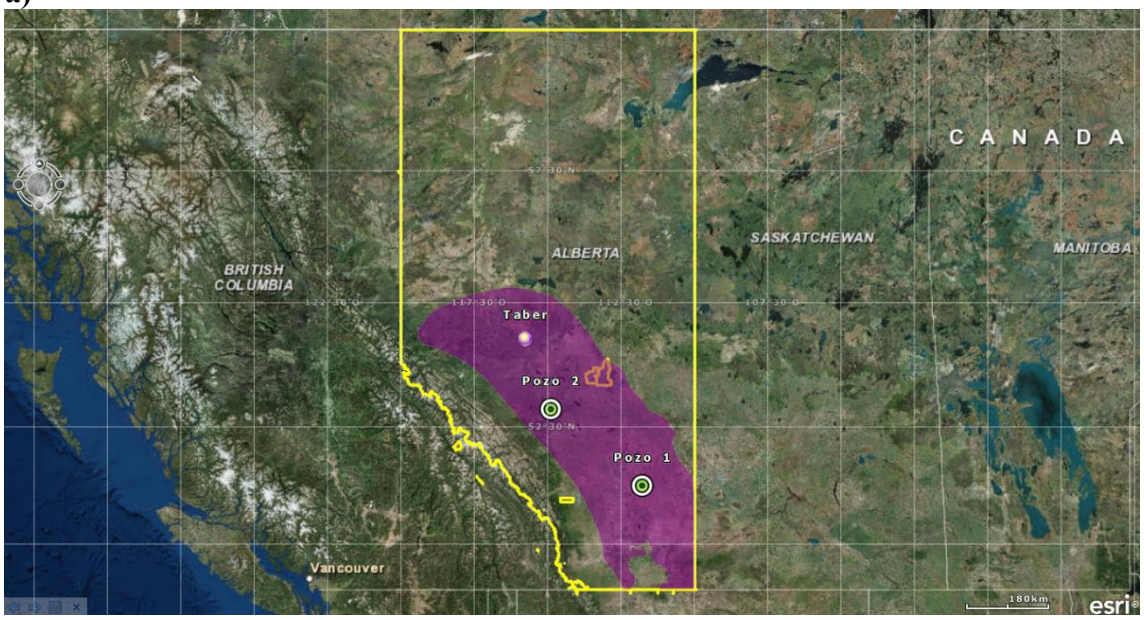
b) **c)**

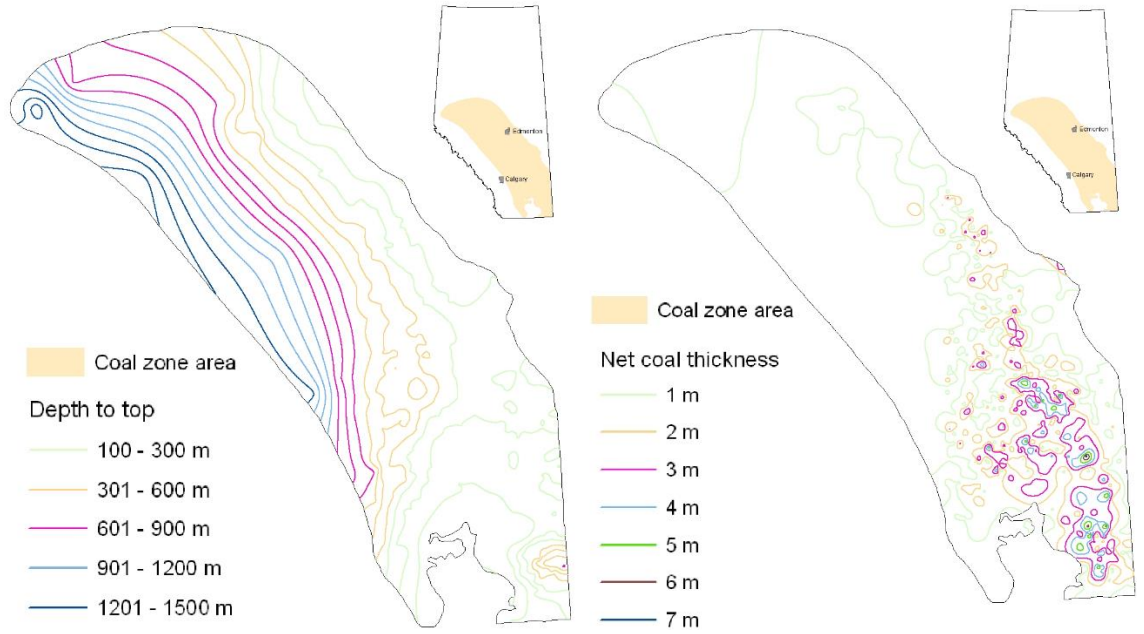
Figura 6.3.5.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón Lethbridge con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.
a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón Lethbridge y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.
b) Profundidad a la cima de la zona Lethbridge en m.
c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona Lethbridge en m.
Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

Taber

Esta zona junto con la de Mckay fueron depositadas en un ambiente de llanura costera producto de la regresión del mar del Cretácico en donde se presentan múltiples capas de carbón de 1 o hasta 2 metros entre areniscas, reflejado en espesores netos de carbón promedio de 2 m y que alcanzan espesores netos de 3 metros al Sureste de la zona, sin embargo en esta zona y de acuerdo a los datos de Reflectancia de la Vitrinita para las secciones de mayor espesor se tienen rangos se sub-bituminoso C y B y es en el centro de la zona donde aumenta a bituminoso de volatilidad alta B pero no se tiene un espesor suficiente en esta área.

a)





b) **c)**

Figura 6.3.6.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón Taber con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.

a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón Taber y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.

b) Profundidad a la cima de la zona Taber en m.

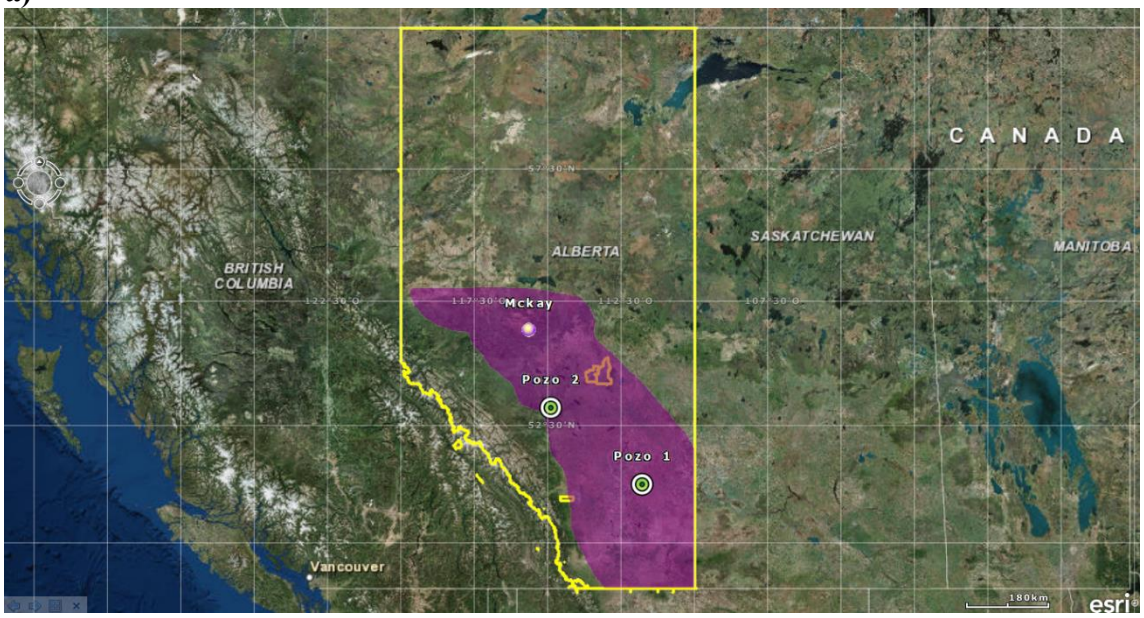
c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona Taber en m.

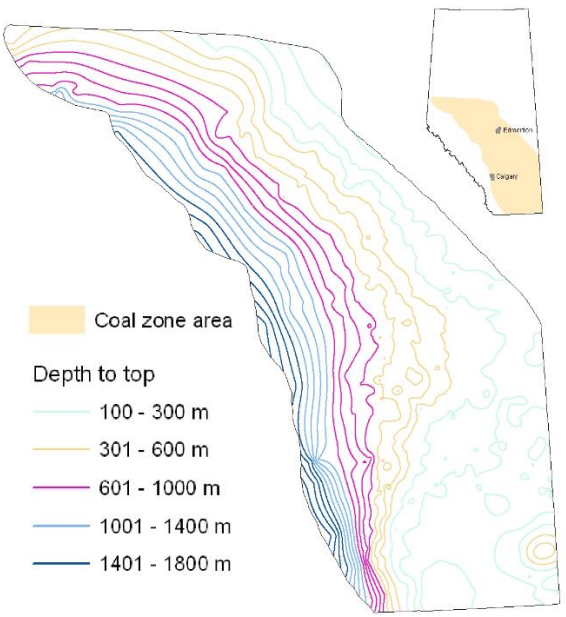
Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

Mckay

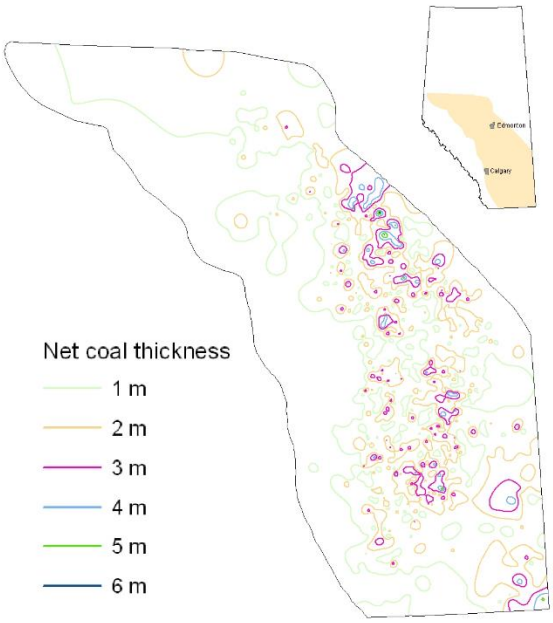
Esta zona de carbón representa el primer gran depósito de material orgánico del Cretácico Superior en la WCSB, como en gran parte de las zonas de carbón anteriores, el espesor de las capas de carbón para esta zona oscila entre 1 y 2 m, y presenta un espesor neto de carbón de 2 a 3 m aunque existen zonas que superan los 4 m, una de ellas se encuentra el Noreste de Edmonton. El rango del carbón en esta zona tiende a aumentar de Este a Oeste o de forma más específica en una dirección NE-SW, comenzando con carbones sub-bituminosos al Este y teniendo el mayor rango de carbón en esta zona (bituminoso de volatilidad alta C y B – hvCb y hvBb) al Sur de la provincia, próximo a la cordillera.

a)





b)



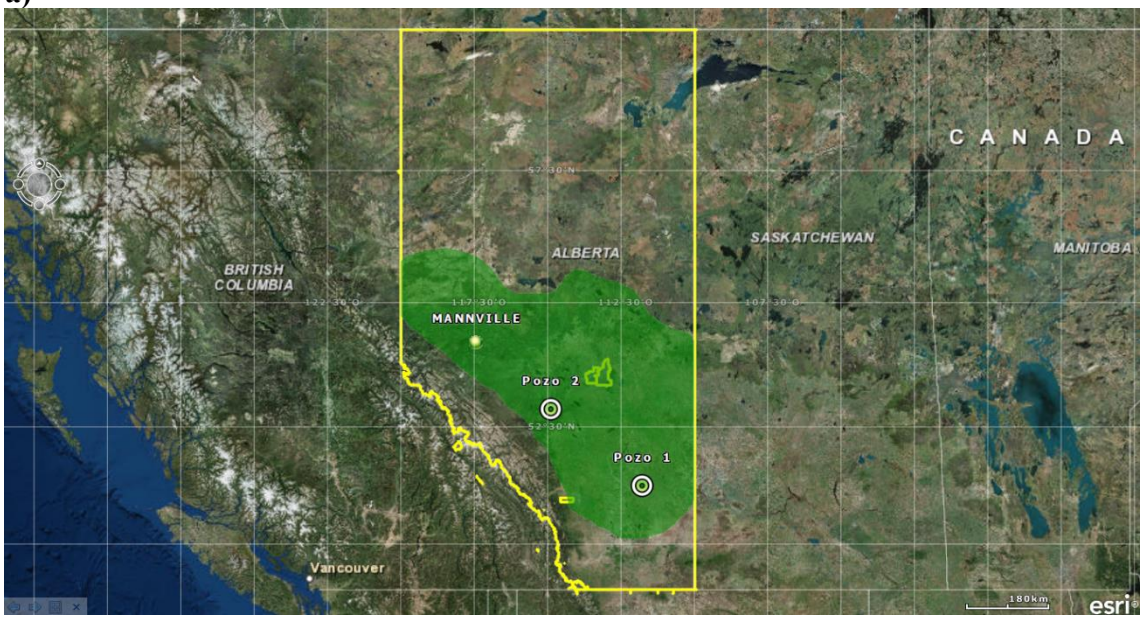
c)

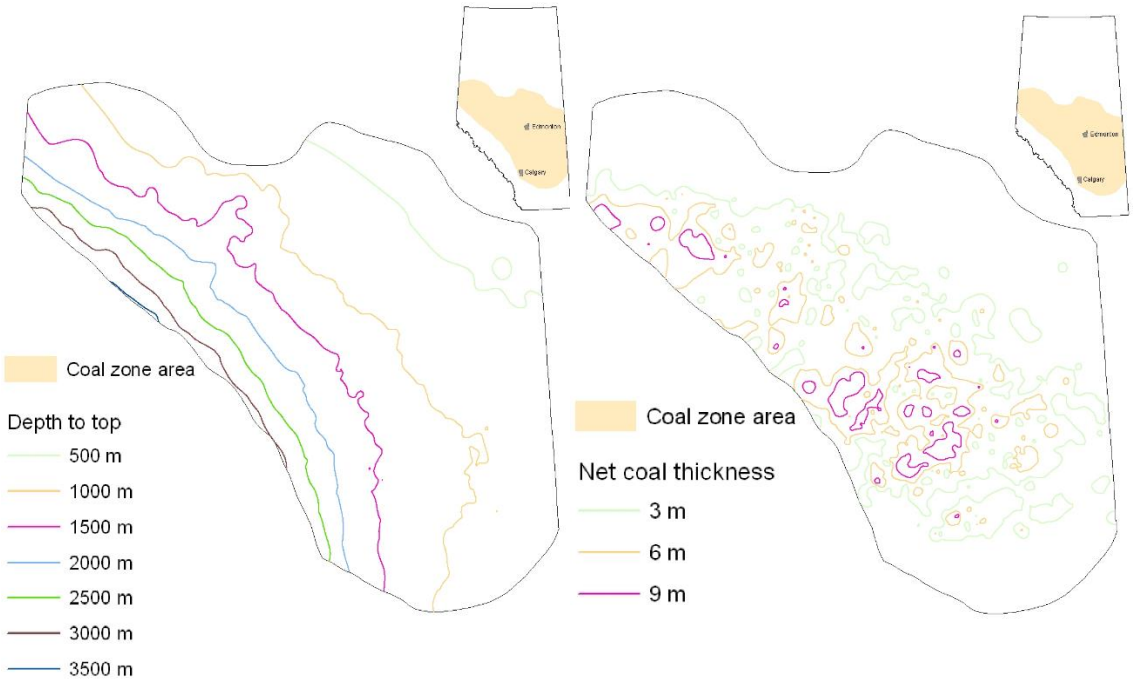
Figura 6.3.7.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón Mckay con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.
a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón Mckay y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.
b) Profundidad a la cima de la zona Mckay en m.
c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona Mckay en m.
Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

Mannville

Zona de carbón que se encuentra dentro del Grupo Mannville, éste se encuentra localizado en el Aptiense y parte del Albiense del Cretácico Inferior, este grupo se subdivide en Mannville Superior y Mannville Inferior, siendo el Superior el intervalo en donde hubo un mayor depósito de material orgánico durante ciclos de transgresiones y regresiones del Mar del Cretácico, dando lugar a capas de carbón de gran extensión y continuidad, las cuales tienen un espesor neto de 6 m, pero que pueden llegar a medir hasta 12 m en algunos puntos como en las proximidades de Red Deer, localidad ubicada entre Calgary y Edmonton. El rango de carbón para esta zona va de sub-bituminoso a bituminoso de volatilidad alta C (hvCb) al Este, y aumenta a bituminoso de volatilidad alta B y A (hvBb y hvAb) conforme esta zona de carbón aumenta su profundidad y espesor hacia el Oeste, al margen del pie de la cordillera se alcanza un rango de bituminoso de volatilidad media y baja (mvb a lvb), siendo una de las zonas de carbón donde se alcanza el mayor rango dentro de las planicies.

a)





b) **c)**

Figura 6.3.8.- Ubicación geográfica y distribución espacial de la Zona de carbón Mannville con respecto a la provincia de Alberta y de los dos pozos utilizados en la Evaluación de Formaciones en este trabajo.
a) Ubicación Geográfica de la zona de carbón Mannville y de los dos pozos de este trabajo en la provincia de Alberta.
b) Profundidad a la cima de la zona Mannville en m.
c) Distribución de los espesores netos de carbón en la zona Mannville en m.
Fuente: a) Berhane, H. (2009a), mapa generado en ArcGIS Explorer. b) y c) Alberta Geological Survey (2015e). AGS/AER.

6.4.- Evaluación de Formaciones en las zonas de carbón de las planicies de Alberta mediante RGP.

Alberta es una provincia canadiense que se encuentra delimitada al Norte en el paralelo 60º N por Los Territorios del Nortoeste, al Este por el meridiano 110º W por Saskatchewan, al Oeste en el meridiano 120º W por la Colombia Británica y al Sur en el paralelo 49º N por Estado Norteamericano de Montana. La provincia tiene un área aproximada de más de 660,000 Km^2 y es la cuarta más grande en Canadá.

La ubicación de los pozos que serán empleados para realizar la Evaluación de Formaciones con respecto a la frontera de la provincia de Alberta y las principales zonas de carbón en las planicies se muestra en la **Figura 6.4.1**.

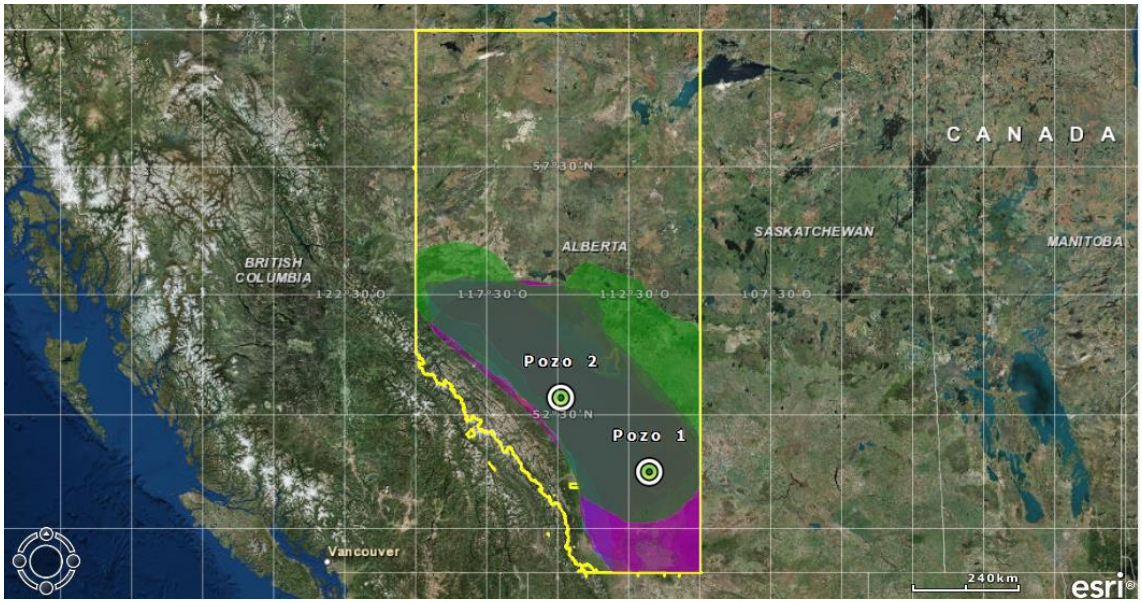


Figura 6.4.1.- Ubicación de los dos Pozos empleados para realizar la Evaluación de Formaciones de yacimientos de CBM en este trabajo.
Se presenta la ubicación de ambos pozos (Pozo 1 y Pozo 2) con respecto al límite de la provincia de Alberta y sobre las zonas de carbón principales descritas en la sección anterior.
Fuente: Contornos de las zonas de carbón por Berhane, H. (2009a)., AGS/AER.; mapa generado en ArcGIS Explorer.

En el Pozo 1 se cuentan con curvas de Caliper (CALI), Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad por Inducción Media (RILM) y Profunda (ILD), Porosidad Neutrón (NPHI), Densidad (RHOB) y corrección de Densidad (DCOR). Para el Pozo 2 se cuentan con estas mismas curvas y adicionalmente se tiene un Registro Sónico (DT) y uno de Resistividad Enfocado (RFOC). El Pozo 2 cuenta con mayor información, alcanza una mayor profundidad y solo en éste se cuenta con información de elevación y del lodo de perforación, por lo que se describirá el procesamiento previo y la metodología primero con éste Pozo.

Pozo 2

Este pozo cuenta con los Registros de Caliper (CALI), Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad de Inducción Media (RILM) y Profunda (ILD), Resistividad Enfocado (RFOC), Porosidad Neutrón (NPHI), Densidad (RHOB), corrección de Densidad (DCOR) y Sónico (DT). El pozo además cruza las 7 principales zonas de carbón de las planicies de Alberta, incluyendo Mannville Superior del Cretácico inferior ya que este pozo alcanza los 2200 m de profundidad y se encuentra ubicado cercano al pie de la cordillera de la porción Central Oeste de las planicies.

En este pozo se cuenta con información del tipo y propiedades del lodo de perforación por lo que es posible realizar correcciones ambientales.

Primero se calculó la Resistividad de agua de formación (Rw) y la Salinidad utilizando el Registro de Potencial Espontáneo (SP), pero antes se normalizo dicho registro con

respecto a una línea base seleccionada, se calcula además un gradiente de temperatura con la información de temperatura del pozo y de presión mediante la presión hidrostática, se sabe que la presión en las formaciones de las planicies es ligeramente menor a la hidrostática, por lo que se realizó el ajuste correspondiente.

La curva de GR se corrigió por tipo y peso del lodo, geometría del pozo utilizando el Caliper, así como por la posición y tamaño de la herramienta. Las curvas de Resistividad fueron corregidas por geometría del pozo, temperatura y resistividad del lodo principalmente.

Después, se corrigieron las curvas de Densidad por geometría de pozo y peso del lodo, y el Registro de Porosidad Neutrón con información adicional del lodo como la Salinidad, peso del lodo, tamaño de la barrena, geometría del pozo, tipo de matriz y temperatura. Cabe señalar que en este pozo no se cuenta con la curva de Resistividad (RHOB) en poco menos de la primera mitad de pozo, por lo que tuvo que ser estimada mediante la ecuación de Gardner del Registro Sónico (DT).

Una vez realizadas las correcciones ambientales, se pudieron obtener las curvas de la Resistividad Real de la Formación (Rt) y el diámetro de invasión (Di), esto mediante el análisis de las tres curvas de Resistividad a diferentes profundidades de investigación. Ya que se obtuvieron estas curvas, se calculó el volumen de arcilla (Vsh) con el Registro de GR y utilizando la aproximación de Stieber, ya que las principales zonas de carbón se encuentran crono-estratigráficamente en el Cretácico.

Una vez obtenido el volumen de arcilla (Vsh) es posible corregir las curvas de NPHI Y DPHI (la cual fue calculada con el Registro de Densidad corregido) por contenido de arcilla; NPHI Y DPHI corregidas por volumen de arcilla fueron utilizadas para calcular la porosidad total (PHIT) y la porosidad efectiva (PHIE) tomando en cuenta formaciones con presencia de gas. También se calculó una curva de porosidad mediante el registro Sónico (SPHI) para poder calcular una porosidad secundaria (PHI2) sustrayendo SPHI de la curva de PHIT.

Una vez que se tuvieron la Resistividad real de la formación (Rt) y la Porosidad total (PHIT), se pudo comprobar la Resistividad del agua (Rw) que fue obtenida previamente con el Registro de SP mediante un gráfico cruzado de Pickett (logRt vs logPHIT), en donde además se pudieron estimar de forma más precisa los exponentes de saturación n=2 y cementación m=2.7, así como el factor de tortuosidad a=1 para poder calcular posteriormente la curva de Saturación de agua Sw con la ecuación de Archie o alguna de las otras aproximaciones encontradas en la literatura, en este trabajo se empleó la aproximación Doble Agua.

Para obtener una estimación del contenido litológico se realizó un análisis de Porosidad en donde se emplean las curvas de Densidad (RHOB), Porosidad Neutrón (NPHI) y Sónico (DT), junto con información de a, n, m (factores y exponentes de la Ec. de Archie), Rt y Rxo; de modo que conociendo la porosidad total (PHIT) se resuelven una serie de sistemas de ecuaciones a las diferentes profundidades del pozo en donde los volúmenes de cierto número de litologías a obtenerse son las incógnitas, en este caso nuestro modelo fue para 3 litologías principales. En este modelo de contenido litológico se han saltado las zonas donde se encuentra el carbón, ya que en estas zonas se realizará una estimación de los cuatro componentes principales del carbón en lugar de la litología.

Para poder identificar correctamente las zonas de carbón con las zonas de carbón arcilloso y arcilla carbonosa se ha optado por emplear un análisis de clusters.
En un análisis de clusters se utiliza el concepto de varianza estadística para los valores de los registros o electrofacies a una profundidad dada, los cuales se comparan con las electrofacies a profundidades adyacentes y se tratan de encontrar otros grupos de datos parecidos de acuerdo a su diferencia por mínimos cuadrados, los cuales son agrupados en diferentes grupos o clusters; al hacer esto no solo se reduce en gran medida el número de datos, sino que también se simplifica la tarea de identificar intervalos litológicos con propiedades geofísicas similares. Para realizar dicho análisis se utilizaron las curvas de GR, RHOB, Rt y DT.

El número de clusters seleccionado determinara el número de grupos que se tendrán, si bien se pueden seleccionar hasta 50 clusters, en este trabajo se seleccionaron 25 para el Pozo 1 y 15 para el Pozo 2, es importante reducir el número de grupos inicialmente seleccionado para evitar obtener clusters que sean muy parecidos entre sí, una forma de hacer esto es mediante un dendrograma, el dendrograma indica mediante colores la relación estadística (de acuerdo al discriminador indicado) entre grupos de datos de distintos tamaños, este gráfico da una idea del número de grupos óptimo para dividir los clusters inicialmente seleccionados (**Figura 6.4.2**).

También nos podemos auxiliar del gráfico de aleatoriedad, el cual nos indica el grado de aleatoriedad para diferentes números de clusters, en donde un valor de 1 significa la máxima aleatoriedad posible y entre mayor sea este índice existirá una mayor variabilidad entre los diferentes grupos de clusters y por consiguiente será más fácil distinguir las litologías que agrupa cada cluster diferente (**Figura 6.4.3**).

Para el Pozo 2 se dividió el registro completo en 15 clusters en donde el método de agrupación usado fue el de minimizar la distancia de la suma de cuadrados dentro del cluster, y se obtuvo el siguiente dendrograma en donde podemos ver que el número de agrupaciones de clusters óptimo para los 15 clusters es de 6 grupos, ya que una división en un número mayor de grupos resultaría en divisiones de clusters que por la similitud en sus electrofacies bien podrían encontrarse dentro de un mismo grupo.

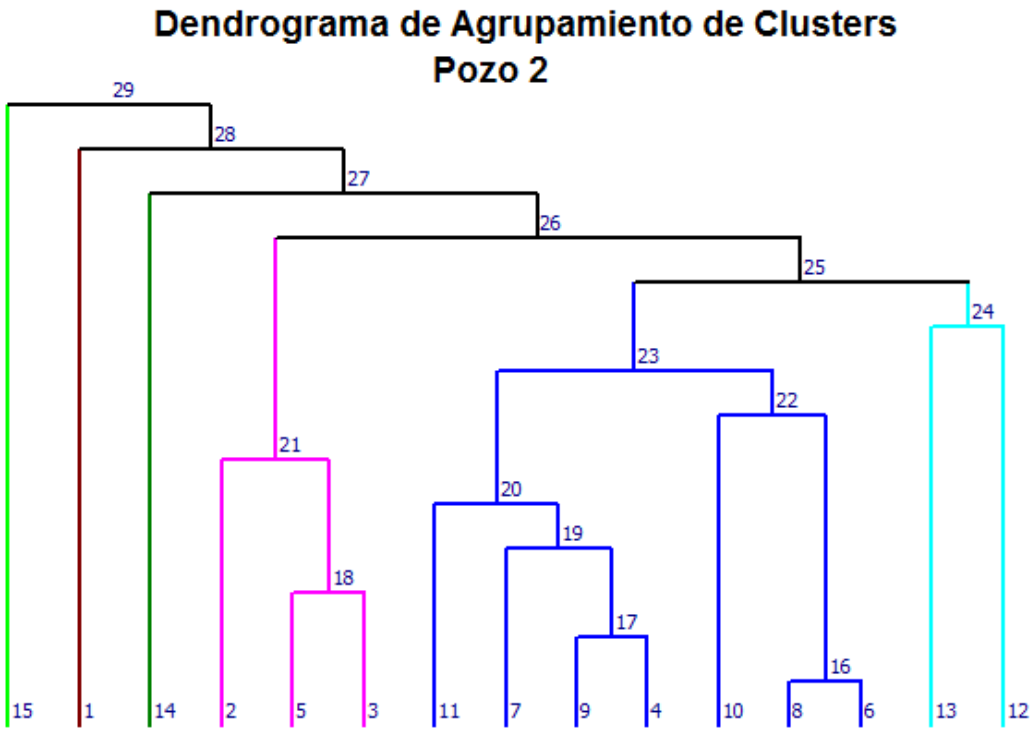


Figura 6.4.2.- Dendrograma de los 15 clusters en los que se dividió el Pozo 2.
Los 6 diferentes colores en el dendrograma representa la similitud estadística entre los diferentes grupos de datos de acuerdo a la mínima distancia de la suma de cuadrados dentro del cluster, se puede inferir que al dividir en 6 grupos los 15 clusters iniciales se tendría el máximo nivel de variabilidad y por consiguiente se podrán diferenciar las litologías principales con esta división.
Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

Se obtuvo el gráfico de aleatoriedad para confirmar la decisión del número de clusters a seleccionar, se comparó el análisis para 5 y 8 grupos de clusters ya que al dividir los 15 clusters iniciales en estos números de grupos se tiene la menor aleatoriedad, y de estos dos se determinó que el número de grupos óptimo de clusters para diferenciar el carbón de las arcillas con material orgánico era de 8 grupos. Estos 8 grupos se despliegan en el registro como intervalos de diferente color y amplitud. Por lo general entre mayor sea el número de grupos de clusters, se estará identificando de forma más específica la litología en el pozo, pasando de facies para un reducido número de grupos, a litología y estructuras sedimentarias conforme se aumenta el número de grupos de clusters.

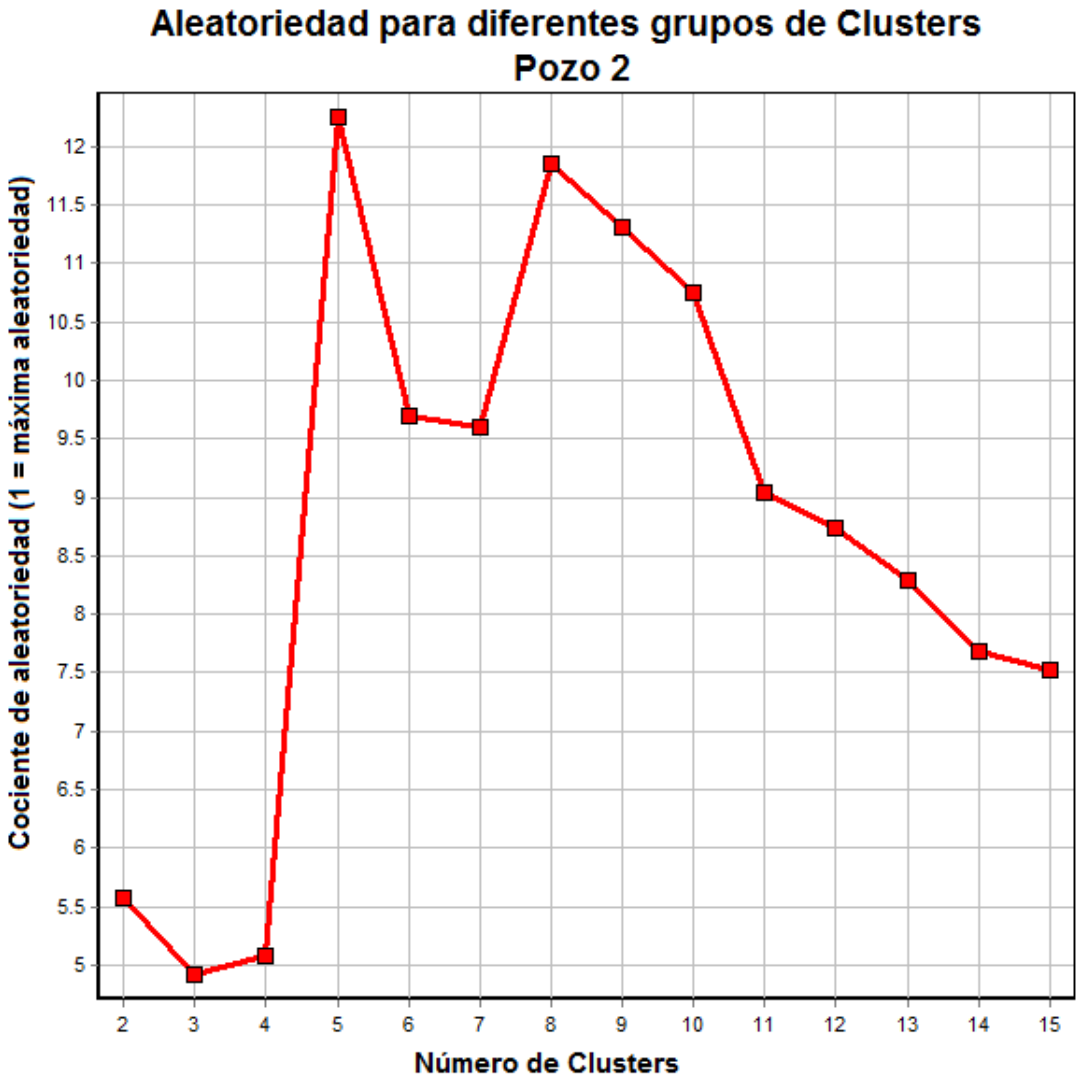


Figura 6.4.3.- Aleatoriedad para diferentes números de clusters en el Pozo 2.
En donde se tiene menor aleatoriedad es para 5 y 8 clusters, se ha determinado utilizar 8 clusters para tener una mejor descripción de la litología.
Fuente: Generado con Interactive Petrophysics.

Durante el proceso del análisis de clusters se crearon gráficos cruzados para todos los registros empleados en este análisis y tomando en cuenta los 15 clusters inicialmente seleccionados, en donde se pueden identificar de forma visual y utilizando valores de corte para las litologías comunes de interés (arenisca, lutita, limos, arcillas y carbón), el número de clusters que se le ha asignado a una litología en particular.
En estos gráficos cruzados para el Pozo 2 podemos observar que 3 clusters serán de particular interés para identificar la calidad del carbón, estos son los clusters 13, 14 y 15, en donde el 13 se identificó como arcilla carbonosa, el 14 como carbón con arcilla y el 15 es muy probable que se trate del carbón más puro encontrado dentro del pozo (**Figura 6.4.4**).

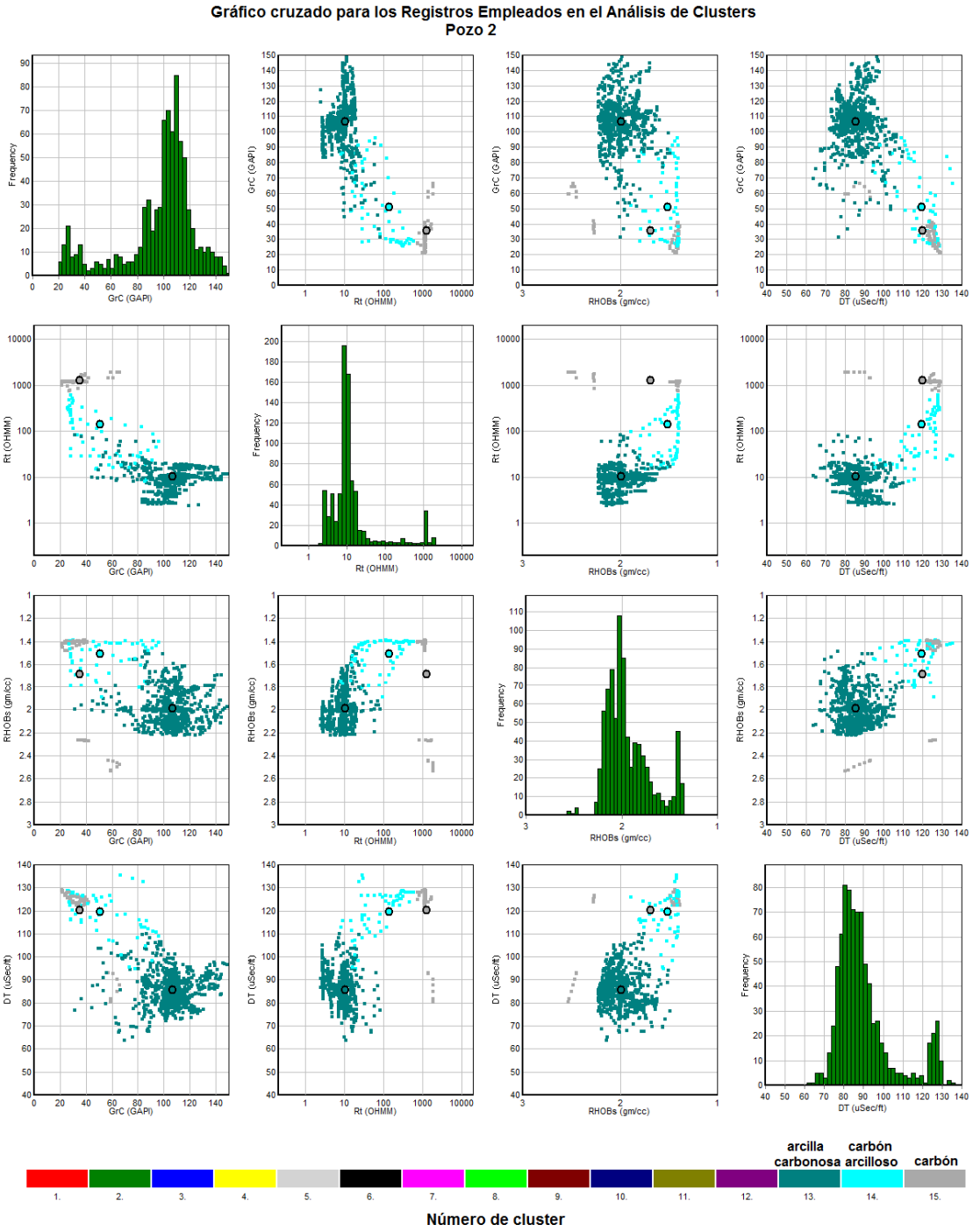


Figura 6.4.4.- Graficos cruzados de las diferentes curvas empleadas en el análisis de clusters del Pozo 2.

En estos gráficos cruzados se pueden identificar los clusters en donde se tienen las litologías buscadas, en este caso se identificaron tres clusters de particular interés; el cluster número 13 en azul oscuro se trata principalmente de arcilla carbonosa, ya que tiene una Densidad y GR mayor, así como un Tiempo de Tránsito y Resistividad menores a las del carbón. El cluster número 14 estaría entre el carbón y la arcilla carbonosa por lo que se infiere que se trata de carbón con alto contenido mineral o arcilla. Finalmente, se ha identificado el cluster 15 como los intervalos en donde se tiene el carbón más puro y de mayor rango detectado por los RGP. En estos gráficos cruzados no se muestran los demás clusters para no generar ruido pero se puede identificar su litología de igual manera.

Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

Una vez concluido el análisis de clusters se despliegan las curvas de Presión, Temperatura(°C), Rt y Rxo (Ω*m), Diametro de Invasión (pulgadas), Rw (Ω*m), Salinidad (Kppm), Volumen de Arcilla obtenido mediante GR – VCLGR (v/v), Porosidad Total, Efectiva y Secundaria (v/v) con indicadores de los diferentes tipos de agua (Swi y Swf), DPHI y NPHI (v/v) con indicador de presencia de gas, Caliper (pulgadas), RHOB (g/cc), las fracciones de volumen de las litologías principales obtenidas del análisis de porosidad y Sw, y el análisis de clusters. Todas estas curvas resultan de gran utilidad para una buena interpretación posterior, una vez finalizado este análisis petrofísico básico se procedió a delimitar y caracterizar los intervalos de carbón en la formación.

Evaluación de las Capas de carbón en el Pozo 2

En primera instancia se resaltan los intervalos de interés utilizando el Registro de Densidad principalmente, y una combinación de las respuestas de GR, DT y Rt. Se desea obtener al final de la evaluación un volumen de gas tomando en cuenta todos los posibles aportes de gas debido al bajo contenido de gas que tienen los carbones en las planicies de Alberta (especialmente a profundidades someras), por lo que se tomarán en cuenta en los cálculos las secciones de carbón arcilloso y algunas de arcilla carbonosa de una calidad aceptable; para ello se utilizará un valor de corte en el Registro de Densidad de 1.9 a 2 g/cc para la arcilla carbonosa, 1.7 a 1.9 g/cc para el carbón con alto contenido de arcilla y por debajo de 1.7 g/cc para la identificación del carbón, de acuerdo a Beaton et al., 2002. Esto en conjunto con valores menores a 60 y 70 API en el Registro de GR, y una Resistividad mayor a los 50 Ω*m sirven para identificar y delimitar correctamente las capas de carbón; estos valores de corte por lo general se cumplen en zonas de carbón puro y es fácil su identificación en estos casos, pero estas respuestas varían en carbón con mayor contenido mineral donde se tienen menores Resistividades y valores mayores en el Registro de GR, por lo que es necesario un mayor criterio y decidir si se tomarán o no en cuenta estos intervalos (particularmente en las zonas de arcilla carbonosa y carbón arcilloso), especialmente a la hora de calcular volúmenes de contenido de gas (Gc) y gas en sitio (GIP). Determinar las zonas con aporte de gas de forma automatizada con estos valores de corte, puede llevar a un cálculo ambiguo del volumen de gas en sitio al final.

Para la identificación de los intervalos de carbón se ha usado una escala de 1:500, y en algunos intervalos se empleó una escala de hasta 1:240 debido al poco espesor de algunas capas, sin embargo, se trató de tomar en cuenta en el Espesor neto de carbón, solamente las capas que superarán 1 m de espesor, ya que a partir de este espesor se tiene un mayor contenido de Carbono Fijo y por lo consiguiente un mayor volumen de gas en adsorción.

Mediante gráficos cruzados y utilizando la **Ecuación 5.3.1,** se ha estimado que para ambos pozos se tiene una densidad de la matriz del carbón puro (ρcf) de aproximadamente 1.26 g/cc y una densidad del material mineral (ρmin) de 2.5 g/cc, los cuales concuerdan con valores de estudios previos en las planicies de Alberta.

Se ha optado por no calcular el Potencial de Productividad con la **Ecuación 5.3.2** ya que la curva de SP con la que se cuenta se considera que no tiene la calidad óptima para este fin, además de no contar con datos de producción para realizar una comparación.

Una vez delimitadas las capas de carbón, se pasó al cálculo de la fracción de volumen o simplemente volumen de material mineral mediante la Densidad; debido a que no se contó con datos de muestras de núcleo que asociaran la densidad con el volumen de material mineral y los diferentes componentes obtenidos en el Análisis Próximo, se ha aprovechado el comportamiento lineal de la correlación entre la densidad y el volumen de material mineral que han reportado varios autores (Mullen, 1988), y se han tomado solamente los extremos teóricos de dicha correlación. Como extremos se tomaron: una fracción de volumen de material mineral de 0, la cual representa una muestra de carbón puro para el cual se tomará la densidad ρcf previamente obtenida de 1.26 g/cc, mientras que para una fracción de volumen de material mineral de 1, equivalente a una muestra de otra litología donde no se tiene ningún contenido de materia orgánica ni carbón, se le asignará un valor ρmin de densidad de 2.5 g/cc estimada de gráficos cruzados (**Figura 6.4.5**). Haciendo esto se asume que para las diferentes fracciones de volumen de material mineral entre estos dos puntos extremos se tendrá un comportamiento lineal, dicha relación se puede ver de forma más clara en el siguiente gráfico.

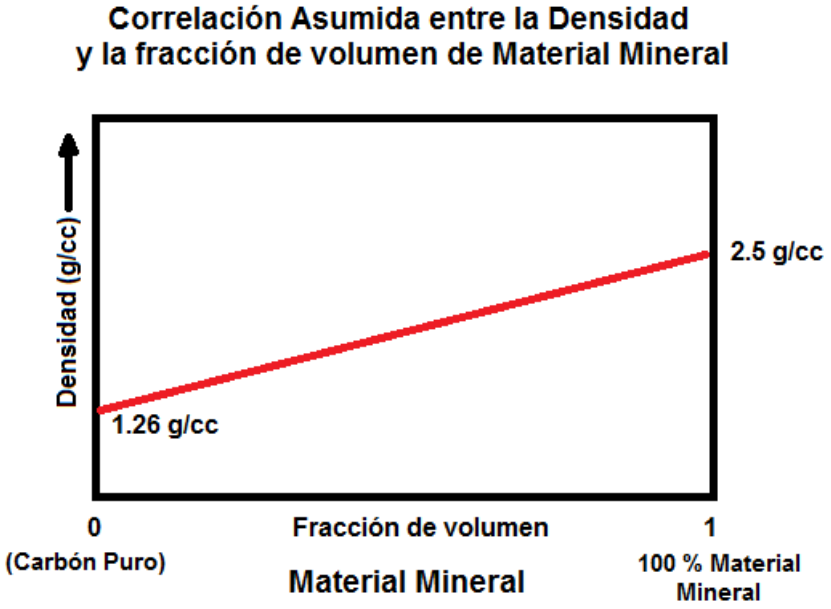


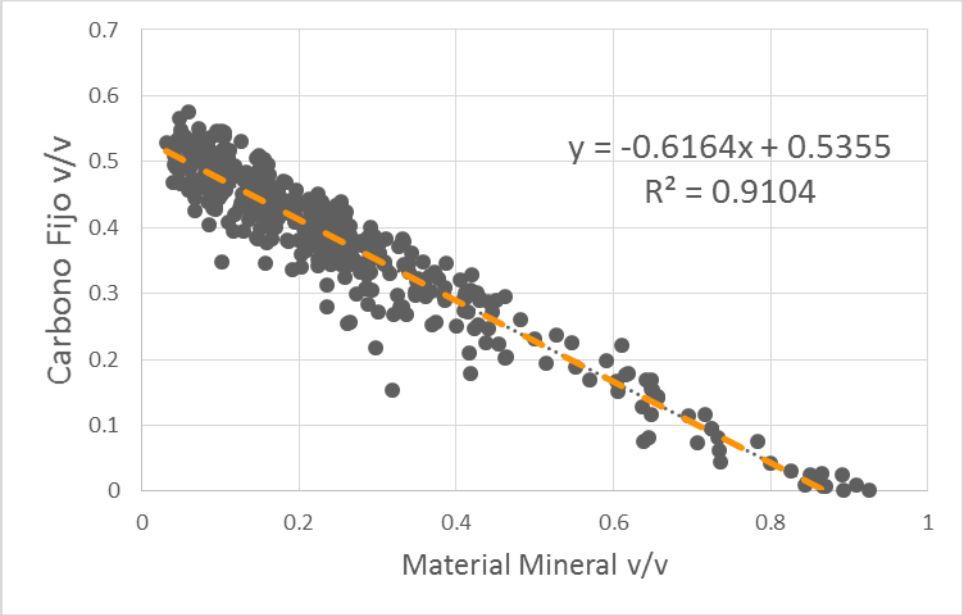
Figura 6.4.5.- Correlación lineal Asumida entre la Densidad y la Fracción de Material Mineral.

Para obtener una ecuación en forma lineal que relacione la fracción de material mineral con la densidad simplemente se han tomado los extremos: una litología libre de material orgánico y carbón a la cual se le asigna una densidad de 2.5 g/cc, y el caso de un carbón puro al cual se le asigna la densidad de 1.23 g/cc, estos valores de densidad fueron obtenidos previamente mediante gráficos cruzados.

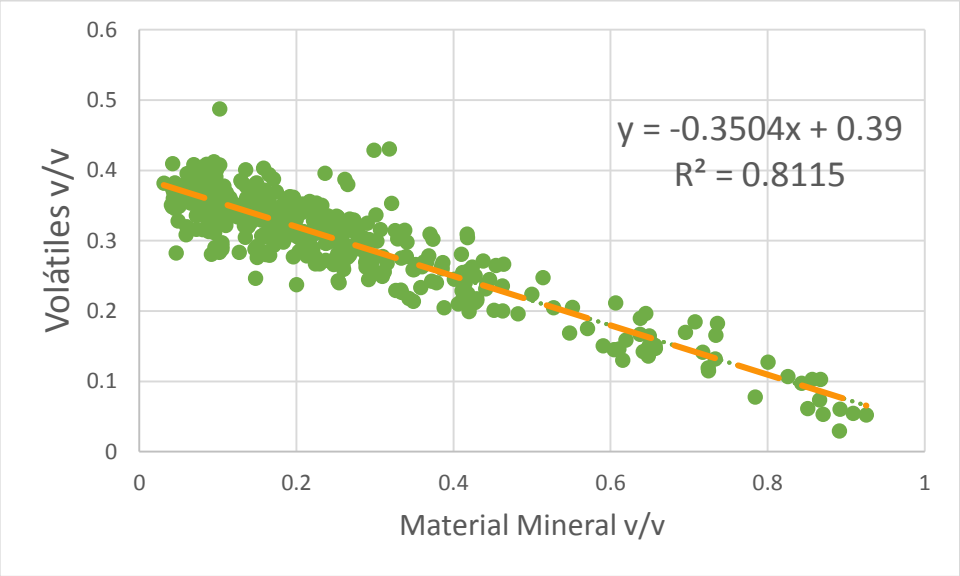
La ecuación obtenida de dicha correlación tiene la misma forma que la ecuación Vmineral de las **Ecs 5.3.3**, y es la siguiente: Vmineral = (Densidad – 1.26) / 1.24, en donde la densidad será tomada directamente del Registro de Densidad correspondiente para ambos pozos en las zonas de carbón.

Para obtener las fracciones de volumen de los componentes del carbón restantes (Carbono Fijo, Humedad y Volátiles), se emplearon los datos de Análisis Próximo realizados para

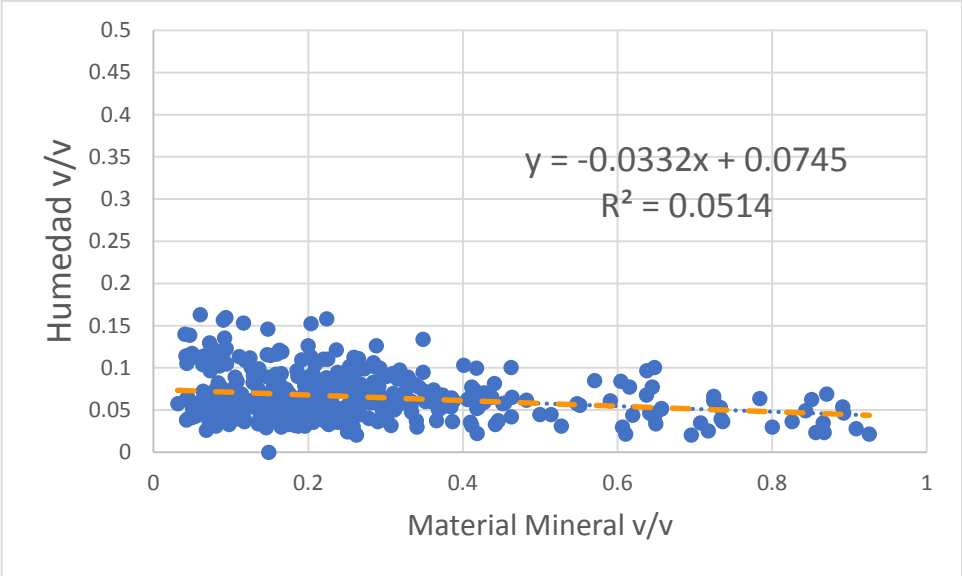
más de 450 pozos en zonas de carbón de Alberta y que se encuentran en la base de datos DIG 2003-0001 (Wynne and Beaton, 2003) de la AGS/AER.
Con esta información se pudo correlacionar la fracción de volumen de material mineral con la fracción de volumen de carbono fijo, volátiles y humedad respectivamente.
Los gráficos de correlación entre diferentes componentes con el volumen de material mineral, junto con sus respectivas ecuaciones las cuales tienen la misma forma de las **Ecs 5.3.3** se presentan en la **Figura 6.4.6**.



a)



b)



c)

Figura 6.4.6.- Correlación entre V_{CF}, V_{HUM} y V_{VOL} con $V_{MINERAL}$ obtenida de información de Análisis Próximos de muestras de núcleo en zonas de carbón en Alberta.

En todos casos se tuvo una gran correlación (R^2 cercano a 1), a excepción del volumen de Humedad en donde esta correlación es menor; estas ecuaciones serán utilizadas para obtener las fracciones de volumen de estos tres componentes en los dos pozos utilizados en este trabajo, las ecuaciones de correlación se muestran con su respectivo gráfico.
Fuente: Datos de Wynne and Beaton, 2003. AGS/AER.

Una vez obtenidas las fracciones de volumen de material mineral, carbono fijo, humedad y volátiles ($W_{MINERAL}$, W_{CF}, W_{HUM}, W_{VOL}) se calculó la fracción de peso (utilizando $DENS_{CF}$=1.26 g/cc, $DENS_{MINERAL}$=2.5 g/cc, $DENS_{HUMEDAD}$=1.0 g/cc y $DENS_{VOL}$=0.0006 g/cc, este último valor puede bien ser cero pero se trató de aproximar a la densidad del gas metano), y posteriormente la fracción de masa para cada uno de los componentes empleando las **Ecs 5.3.4** y **5.3.5**, ya que se trabajará con las fracciones de masa de ahora en adelante al ser una convención común trabajar en estas unidades.

Para corroborar los valores obtenidos mediante las correlaciones realizadas de la base de datos para carbones de Alberta, se aplicaron de forma directa al Registro de Densidad las ecuaciones desarrolladas por Mullen calibradas para carbones de la cuenca de San Juan en Nuevo México (**Ecs 5.3.3**); los resultados fueron similares y siguen la misma tendencia, pero al usar las ecuaciones de Mullen, estos valores tienen variaciones de hasta el 40% de las ecuaciones obtenidas en la correlación, y tienden a sobreestimar el volumen de material mineral al aplicarse en estos pozos de las planicies de Alberta. Esto demuestra la importancia de realizar una correlación en la cuenca que se está evaluando con datos de Análisis Próximo. Las ecuaciones de correlación obtenidas para este trabajo se utilizaron para ambos pozos.

También se realizó una correlación entre el Poder Calorífico (CV) en Btu/lb y la fracción de volumen del material mineral $V_{MINERAL}$, de la base de datos de la AGS/AER (**Figura 6.4.7**). La correlación de los datos resulto ser muy buena (R^2 = 0.95), y esta correlación será empleada para determinar el Poder Calorífico de las diferentes capas y zonas de

carbón y así poder determinar su rango, utilizando como discriminadores los valores de 6000-7500 Btu/lb para Lignitos, 7,500-10,000 para carbones Sub-bituminosos, y 10,000-13,000 para carbones Bituminosos.

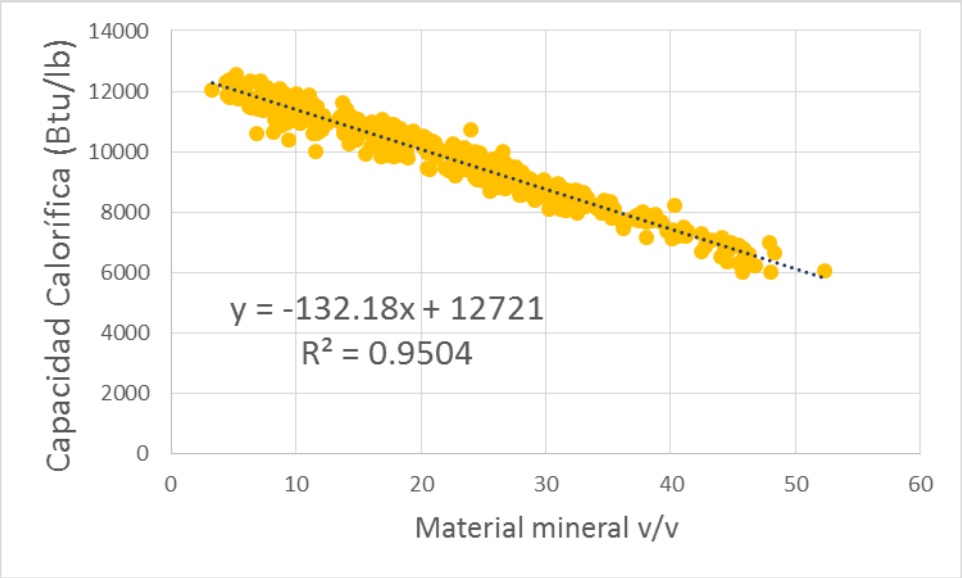


Figura 6.4.7.- Correlación entre la Capacidad o Poder Calorífico con $V_{MINERAL}$. La correlación obtenida es muy buena (R^2 = 0.95) y será empleada para inferir el rango de carbón en las capas de carbón para ambos pozos en este trabajo.
Fuente: Datos de Wynne and Beaton, 2003. AGS/AER.

Una vez que se tuvieron las fracciones de volumen de los diferentes componentes se pudo calcular el contenido de gas (Gc) en las capas de carbón para las diferentes zonas. Se sabe que la relación entre el contenido de gas y la fracción de volumen de material mineral no es perfectamente lineal y se requiere de un gran número de datos para realizar esta correlación. Al no contarse con información que relacionará el contenido de gas con la fracción de volumen de material mineral, se optó por emplear las Ecuación de Contenido de Gas promedio de Mullen, 1988 (**Ecuación 5.3.6**) y la Ecuación de Contenido de Gas de Mavor et al., 1994 (**Ecuación 5.3.12**), las cuales han sido calibradas para la cuenca de San Juan en NM. Como era de esperarse los valores entre ambas curvas fueron similares y oscilan entre los 100 scf/ton en carbones del Cretácico Tardío/Terciario y de 300 a 350 scf/ton para carbones del Cretácico Inferior correspondientes a la zona de carbón de Mannville. Debido a que la ecuación de Mullen emplea la Densidad, mientras que la de Mavor emplea las fracciones de volumen del material mineral y la humedad, los valores de contenido de gas de ambas tienden a tener una ligera variación por lo que en cualquiera de los casos se toma el valor promedio de contenido de gas entre ambas.

No fue posible emplear la Ecuación de Kim (**Ec. 5.3.7**) ni la Ecuación de Kim extendida (**Ec. 5.3.8**) ya que en esta cuenca tiende a dar valores exageradamente altos e irreales de contenido de gas.

Después de que se ha calculado el contenido de gas para las capas de carbón a diferentes profundidades, se procedió a realizar el cálculo de la Isoterma de Langmuir utilizando primero las **Ecs. 5.3.11** dando valores de temperatura (Tf), $W_{MINERAL}$, W_{CF} y W_{HUM}

promedio, para poder obtener una sola isoterma generalizada para todo el pozo y tener una curva continua, en vez de valores discretos de dicha Isoterma para las diferentes profundidades de las capas de carbón. Para el Pozo 2 se empleó una temperatura de 48º C, Wmin = 0.45 y un cociente de W_{CF}/W_{HUM} = 1.5, con estos valores se calcularon los coeficientes k1, k2, k3 y k4 para finalmente obtener el volumen y presión de Langmuir (V_L y P_L); para el Pozo 2 se obtuvo un V_L = 960 scf/ton y un P_L = 330 psia. Con esta información se construyó la Isoterma de Langmuir usando la **Ecuación 5.3.9** (**Figura 6.4.8**). Esta isoterma ha sido calculada como una curva en los Registros del Pozo 2 y ha sido colocada en el carril donde se tienen los diferentes contenidos de gas, de modo que se puede comprobar visualmente si las diferentes zonas se encuentran sub-saturadas, saturadas o sobresaturadas de gas; para el caso del Pozo 2, todas las zonas de carbón se encuentran sub-saturadas, lo cual era de esperarse ya que se ha hablado en la literatura que los carbones en las planicies se encuentran sub-saturados de gas.

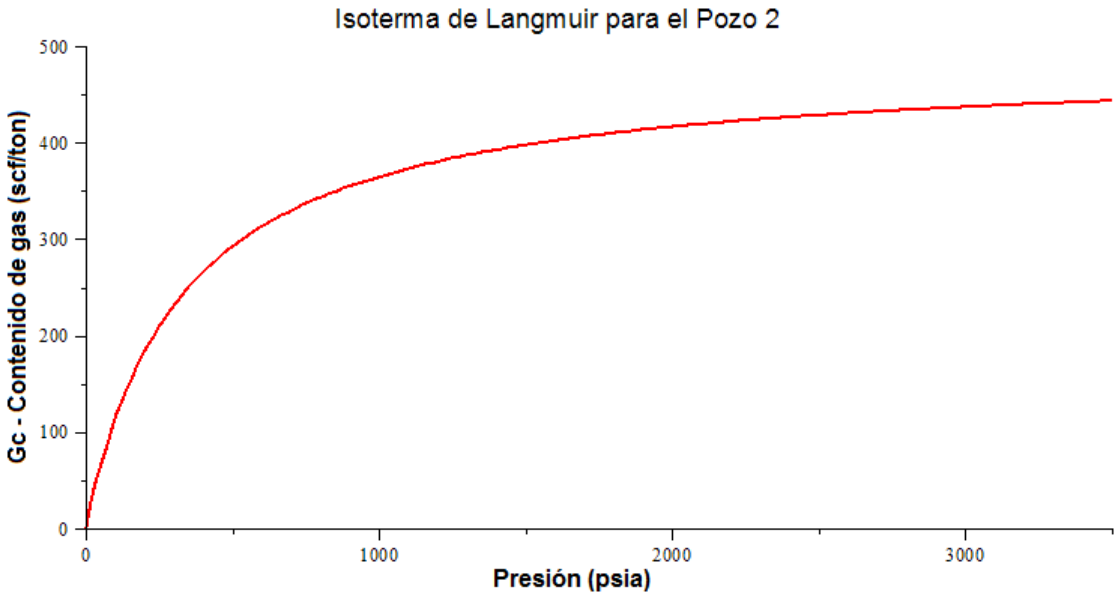


Figura 6.4.8.- Isoterma de Langmuir calculada para las capas de carbón en el Pozo 2.

Esta Isoterma fue calculada y corregida por volumen de material mineral de acuerdo a la **Ecuación 5.3.9** por lo que solo toma en cuenta el contenido de gas en la porción orgánica de la matriz del carbón. Esta misma curva se despliega en el mismo carril donde se calculó el contenido de gas para determinar la saturación de las diferentes capas de carbón dentro del pozo con respecto a la saturación teórica indicada por esta Isoterma.

La porosidad de las diaclasas se puede estimar de la **Ecuación 5.3.16** ya que contamos con la información de Resistividad a diferentes profundidades de investigación, para el cálculo de la permeabilidad se empleó la **Ecuación 5.3.17** utilizando un valor de separación promedio de las diaclasas a = 20 mm de acuerdo a descripciones de núcleo y geológicas en los afloramientos de las planicies.

Pozo 1

Este pozo cuenta con los Registros de Caliper (CALI), Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP), Resistividad de Inducción Media (RILM) y Profunda (ILD), Porosidad Neutrón (NPHI), Densidad (RHOB) y corrección de Densidad (DCOR).

Para el Pozo 1 se realizó una metodología de Evaluación similar a la del Pozo 2 pero con las diferencias que se describirán a continuación.

La diferencia más importante fue el hecho que para este pozo no se contó con información del lodo de perforación (temperatura, resistividad, etc.) por lo que no se pudieron realizar las correcciones ambientales de los Registros de GR, Inducción, Densidad ni Neutrón.

En vez de esto se realizó directamente la normalización del Registro de SP con respecto a una línea base para la obtención de las curvas de Rw y Salinidad, para después calcular las curvas de Rt y Di mediante el análisis de las 3 curvas de resistividad (al no contarse con una curva de Resistividad somera, se creó e igualo una con la curva RILM). Se obtuvo el volumen de arcilla mediante el Registro de GR utilizando la aproximación de Stieber (Rocas del Cretácico), con el cual se corrigieron DPHI y NPHI para posteriormente calcular PHIT y PHIE para formaciones con presencia de gas.

Debido a que en el Pozo 1 no se contaba con una curva de DT, esta fue calculada con el Registro de Densidad con la Ecuación de Gardner, con esta curva DT calculada se obtuvo a su vez la porosidad sónica SPHI, sustrayendo SPHI de PHIT se obtuvo la porosidad secundaria PHI2.

Se realizó el gráfico de Pickett (log PHIT vs log Rt) en donde se corroboro el valor de Rw y se obtuvieron los coeficientes m=0.08, n=2 y a=1. Con estos coeficientes y con las curvas de NPHI, RHOB y DT, se obtuvieron las fracciones de volumen de arenisca, limos y arcilla mediante un análisis de porosidad y Saturación de agua como en el Pozo 2.

El análisis de clusters se realizó con el mismo discriminador estadístico (mínima distancia de la suma de cuadrados dentro del cluster) y para 25 clusters en el Pozo 1; observando el dendrograma para este pozo se puede ver que la mayor variabilidad se tiene para 7 agrupaciones de los 25 clusters iniciales, a pesar de ello se decide finalmente agrupar los 25 clusters iniciales en 8 grupos o clusters ya que para 8 divisiones se le asigna un solo cluster al carbón de mejor calidad. En el gráfico cruzado se corroboró que son principalmente 3 los clusters en donde se pueden identificar el carbón, el carbón arcilloso y la arcilla carbonosa (**Figura 6.4.9**).

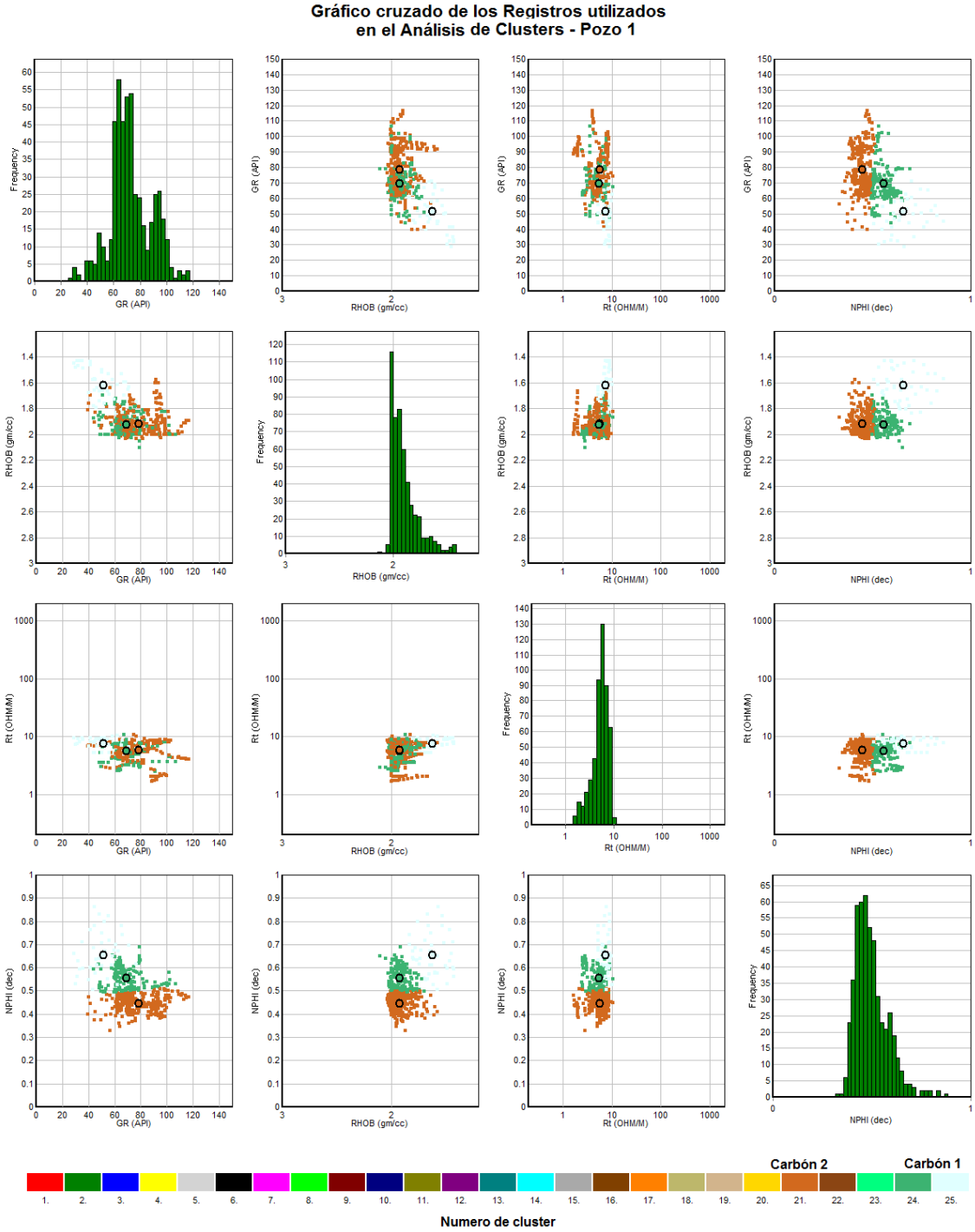


Figura 6.4.9.- Gráficos cruzados de las diferentes curvas empleadas en el análisis de clusters del Pozo 1.

En estos gráficos cruzados se pueden identificar los clusters en donde se tienen las litologías buscadas, en este caso se identificaron tres clusters de particular interés; el cluster número 21 en color marrón se trata principalmente de carbón arcilloso, ya que tiene una Densidad y GR mayor, así como un Tiempo de Tránsito y Resistividad menores a las del carbón puro. Se han identificado los clusters 24 y 25 como los intervalos en donde se tiene el carbón más puro y de mayor rango detectado por los RGP en el Pozo 1. En estos gráficos cruzados no se muestran los demás clusters para no generar ruido pero se puede identificar su litología de igual manera. *Fuente: Generado en IP.*

Evaluación de las capas de carbón en el Pozo 1

Para el cálculo de volúmenes de Carbono fijo, material mineral, humedad y volátiles solamente se han empleado las ecuaciones de correlación obtenidas de la base de datos de la AGS/AER; posteriormente se obtuvieron las fracciones de masa con las que se calcula el contenido de gas para las diferentes capas de carbón utilizando solo la ecuación de Mavor, ya que se observó que en este pozo daba valores más parecidos a los descritos en la literatura y al Pozo 2.

Para la obtención de la Isoterma de Langmuir se han empleado parámetros ligeramente diferentes en el Pozo 1, para este pozo se empleó una Tf = 41ºC un cociente de W_{CF}/W_{HUM} = 1.9 y $W_{MINERAL}$=0.45, por consiguiente se obtuvieron un V_L = 1050 scf/ton y un P_L = 320 psia. Empleando la **Ecuación 5.3.9** se construyó la Isoterma de Langmuir para el Pozo 1 (**Figura 6.4.10**).

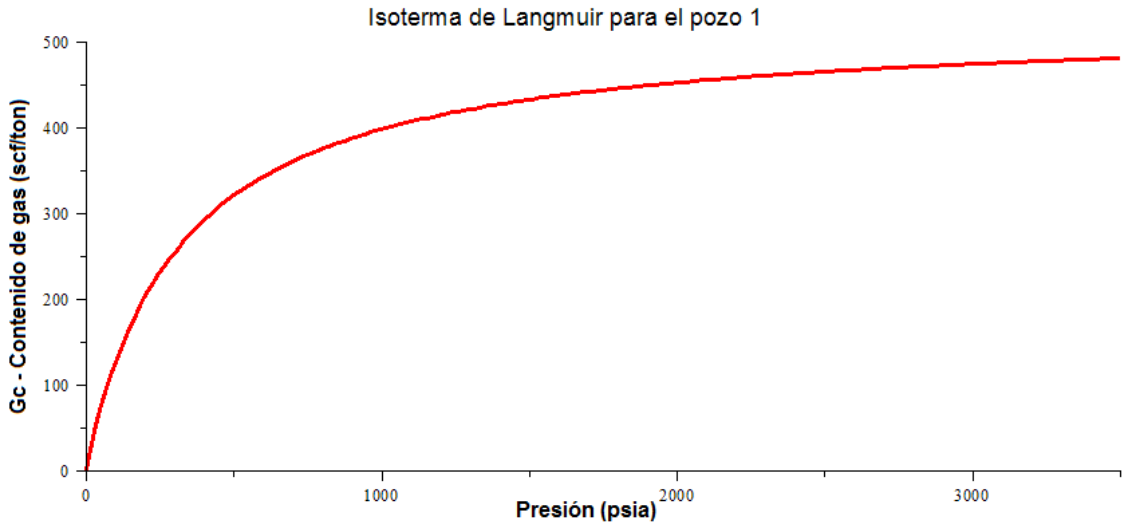


Figura 6.4.10.- Isoterma de Langmuir calculada para las capas de carbón en el Pozo 1.

Esta Isoterma fue calculada y corregida por volumen de material mineral de acuerdo a la **Ecuación 5.3.9** por lo que solo toma en cuenta el contenido de gas en la porción orgánica de la matriz del carbón. Esta misma curva se despliega en el mismo carril donde se calculó el contenido de gas para determinar la saturación de las diferentes capas de carbón dentro del pozo con respecto a la saturación teórica indicada por esta Isoterma.

La porosidad de las diaclasas se calculó mediante de la **Ecuación 5.3.16**, y para el cálculo de la permeabilidad se usó la **Ecuación 5.3.17**, para este pozo se volvió a emplear en el cálculo de la permeabilidad una separación promedio de las diaclasas de a = 20 mm, pero como se verá en la siguiente sección se cree que la separación es mayor.

6.5.- Resultados

6.5.1.- Interpretación Petrofísica y Cálculo de Gas en Sitio en el Pozo 2

El Pozo 2 tiene una profundidad que va de los 220 hasta los 2,222 m tomando como referencia la elevación del Kelly Bushing, es importante señalar que en este Pozo las

curvas de Densidad y Neutrón comenzaron a tomarse a los 1040 m, lo cual solamente presentó un problema para caracterizar de una mejor manera las zonas de carbón más someras, particularmente la Formación Scollard (Zona de carbón Ardley) y Horseshoe Canyon (Zonas de carbón Carbon-Thompson y Drumheller), sin embargo este problema fue resuelto mediante el uso de los Registros disponibles para la interpretación correcta de las capas de carbón en estas zonas.

Para la interpretación petrofísica del Pozo 2 se utilizaron las curvas de Temperatura (ºC) y Presión (psia) en el primer carril, Rt y Rxo (Ω*m) en el segundo carril, el diámetro de invasión – Di (pulgadas) en el tercer carril, Rw (Ω*m) obtenida mediante el SP en el cuarto carril, la Salinidad (Kppm) en el quinto carril, el volumen arcilla calculado mediante GR en el sexto carril (v/v); RHOB (g/cc) y DPHI (v/v) en el séptimo carril; PHIT y PHI2(v/v) en el octavo carril; NPHI, RHOB y el Caliper (pulgadas) en el noveno carril; NPHI, DPHI junto con la curva de porosidad de las diaclasas CleatPHI (v/v) en el décimo carril, la permeabilidad de las diaclasas Kcleat (mD) en el onceavo carril; el modelo litológico con las fracciones de volumen de las litologías principales (v/v) que se obtuvo con el análisis de porosidad en el doceavo carril, el Poder Calorífico (Btu/lb) con respecto a una escala de rango de carbón en el treceavo carril, el análisis por clusters con los parámetros específicos en cada pozo en el catorceavo carril (cada cluster representado por un color y una amplitud única), la fracción de masa (m/m) de los cuatro principales componentes del carbón en el quinceavo carril; el Contenido de gas – Gc (scf/ton) calculado mediante las ecuaciones de Mavor et al., 1994 y Mullen, 1988., junto con la Isoterma de Langmuir (scf/ton) en el dieciseisavo carril, la Saturación de gas Gsat (v/v) en el diecisieteavo carril; y finalmente, la ubicación a profundidad de las cimas y bases de las principales zonas de carbón que cruza cada uno de los pozos junto con otras zonas de interés que las separan en el dieciochoavo carril (colores) (**Figura 6.5.1.1 y Tabla 6.5.1.1**).

Carril	Curvas con unidades
1	Temperatura (ºC) y Presión (psia)
2	Rt y Rxo (Ω*m)
3	Diámetro de invasión – Di (pulgadas)
4	Rw (Ω*m)
5	Salinidad (Kppm)
6	Volumen arcilla calculado mediante GR – VCLGR (v/v)
7	RHOB (g/cc) y DPHI (v/v)
8	PHIT y PHI2 (v/v)
9	NPHI (v/v), RHOB (g/cc), Caliper (pulgadas) y DT (µs/ft)
10	NPHI, DPHI y la curva de porosidad de las diaclasas - CleatPHI (v/v)
11	Kcleat – permeabilidad de las diaclasas (mD)
12	Fracción de volumen de las litologías comunes de Análisis de Porosidad (v/v)
13	Poder Calorífico (Btu/lb) con respecto a escala de rango de carbón
14	Análisis de clusters (clusters representados por un color y una amplitud única)
15	Fracción de masa de los cuatro principales componentes del carbón - W (m/m)
16	Contenido de gas – Gc (scf/ton) e Isoterma de Langmuir (scf/ton)
17	Saturación de gas Gsat (v/v)
18	Principales zonas de carbón y otras zonas (colores)

Tabla 6.5.1.1.- Curvas y su correspondiente carril empleadas en la Evaluación de Formaciones del Pozo 2.

Escala 1:600

Pozo 2 (2214 - 2222 m)

Figura 6.5.1.1

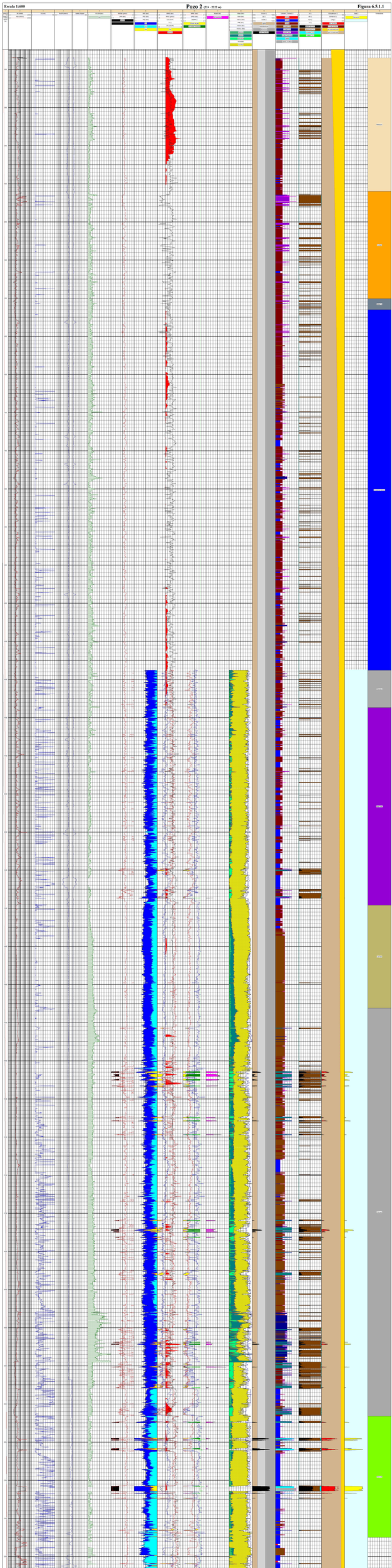


FIGURA 6.5.1.1.- Análisis Petrofísico en los Yacimientos de Gas Metano Asociados a Carbón (CBM) en el Pozo 2

Desarrollado en Interactive Petrophysics

Primer Carril (Pozo 2)

En este carril se encuentran las curvas de Presión y Temperatura calculadas, la curva de presión se empleó para generar la Isoterma de Langmuir.

Segundo Carril (Pozo 2)

El Registro de Rt, después del Registro de Densidad, es uno de los Registros más importantes para la identificación de las capas de carbón, en estas zonas la resistividad aumenta y se encuentra en el rango de los 50 a más de 200 Ω*m, esta tiende a aumentar para carbones más profundos, donde existen capas gruesas en donde el valor de Resistividad es mayor a los 2000 Ω*m y por consiguiente la curva se satura al tratarse de una herramienta de inducción. Este comportamiento era de esperarse ya que en la literatura solo se indica que el carbón tiene siempre valores altos de Resistividad >50 Ω*m pero esta es muy variable debido a múltiples factores desde el rango del carbón, así como su permeabilidad, Saturación de Agua, etc. La separación entre la curva Rt y Rxo es indicador de perfiles de invasión y por consiguiente de permeabilidad en el carbón, en las zonas de carbón se puede observar una ligera separación entre ambas curvas, esta separación se incrementa para capas de carbón más gruesas.

Tercer Carril (Pozo 2)

En general se tiene una respuesta con una alta frecuencia en la curva de diámetro de invasión (Di), en algunos puntos incluso llega a saturarse el registro, indicando valores de saturación muy grandes por lo que esta curva solamente se utilizó de forma cuantitativa, esta respuesta parece ser mayor tanto en amplitud como en frecuencia en porciones en donde se tienen intercalaciones de capas de carbón con lutitas y otras litologías como areniscas, por lo que esta curva nos da una buena idea inicial de donde pueden encontrarse las principales zonas de carbón. La mayor respuesta se tiene para las zonas de carbón donde se tienen las capas de carbón más gruesas, como es el caso de la zona de carbón de Mannville, esto sucede en ambos pozos y la curva parece seguir la misma tendencia tanto en el Pozo 1 como en el Pozo 2.

Cuarto y Quinto Carriles (Pozo 2)

Las curvas de Rw y Salinidad resultan útiles para identificar la litología ya que en los intervalos donde se tienen principalmente areniscas se tiene una mayor salinidad y una menor resistividad, además, se tiene un incremento en la Resistividad el agua en la zona de carbón Mannville, poco antes de la base del Grupo Colorado a aproximadamente 1970 m.

Sexto Carril (Pozo 2)

En el Registro de Volumen de arcilla por GR (VCLGR) fue posible identificar el gran intervalo que divide a las zonas de carbón del Cretácico Tardío-Terciario que corresponde al Grupo Colorado y a la Formación Lea Park, en esta zona se tienen principalmente lutitas por lo que se esperan grandes respuestas en el Registro de GR que a su vez se ven reflejadas en el volumen de arcilla, en este intervalo se tienen volúmenes de arcilla de entre 20 y 30%, el famoso decremento en el Registro de GR en forma de cuña producto del incremento del tamaño de grano en la formación Milk River que se encuentra entre el

Grupo Colorado y la Formación Lea Park se puede ver de forma discreta a los 1500 m, la Formación Milk River también puede ser identificada por un ligero incremento en la Resistividad con respecto a la Formación Lea Park.

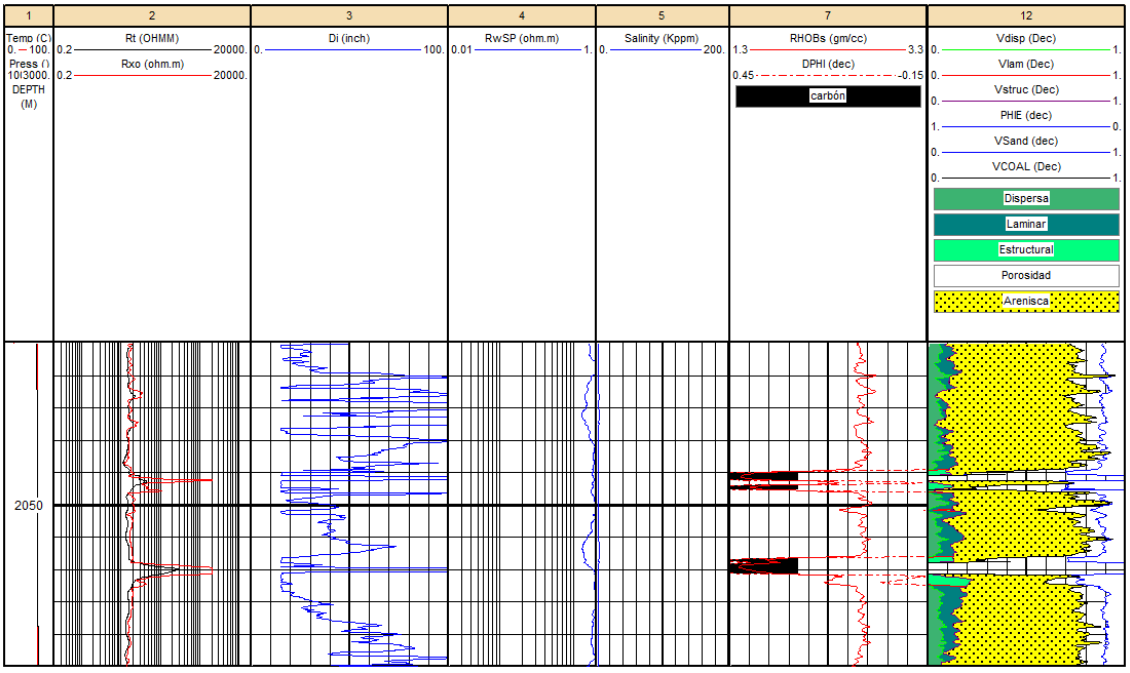


Figura 6.5.1.2.- Efecto del carbón y de otras litologías aledañas en las curvas de Rt, Rxo, Di, Rw y Salinidad.
En esta imagen solo se han incluido los carriles primero al séptimo, junto con el modelo litológico del doceavo carril. Es notorio como en intervalos de carbón (resaltados en negro en el séptimo carril) son identificados fácilmente por su alta Resistividad y su baja Densidad, mientras que en los intervalos con arenisca hay una disminución en Rw y un ligero incremento en la Salinidad, la curva de Di aumenta su frecuencia en intervalos donde se tienen intercalaciones de carbón con areniscas o lutitas. Estas capas de carbón corresponden a la Formación Mannville Superior.
Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

El mayor pico en el Registro de GR y por consiguiente de volumen de arcilla del Pozo 2 se encuentra a aproximadamente 1940 m, basándose en información de las cimas de algunas formaciones contenidas en los datos del pozo se cree que se trata de la formación Belle Fourche la cual se encuentra dentro del Grupo Colorado. El Grupo Colorado se encuentra estratigráficamente de finales del Albiense del Cretácico inferior al Santoniense del Cretácico Superior. En la Formación Bearpaw se puede ver un ligero incremento en el volumen de arcilla.

Las capas de carbón por lo general se encuentran en intervalos donde hay un mayor contenido de areniscas y puede que haya intercalaciones entre lutitas y carbón, zonas que pueden ser identificadas de forma muy general con el Registro de GR o el VCLGR, en las principales zonas de carbón el volumen de arcilla por lo general no es mayor al 10% y puede ser nulo en algunas otras (**Figura 6.5.1.3**).

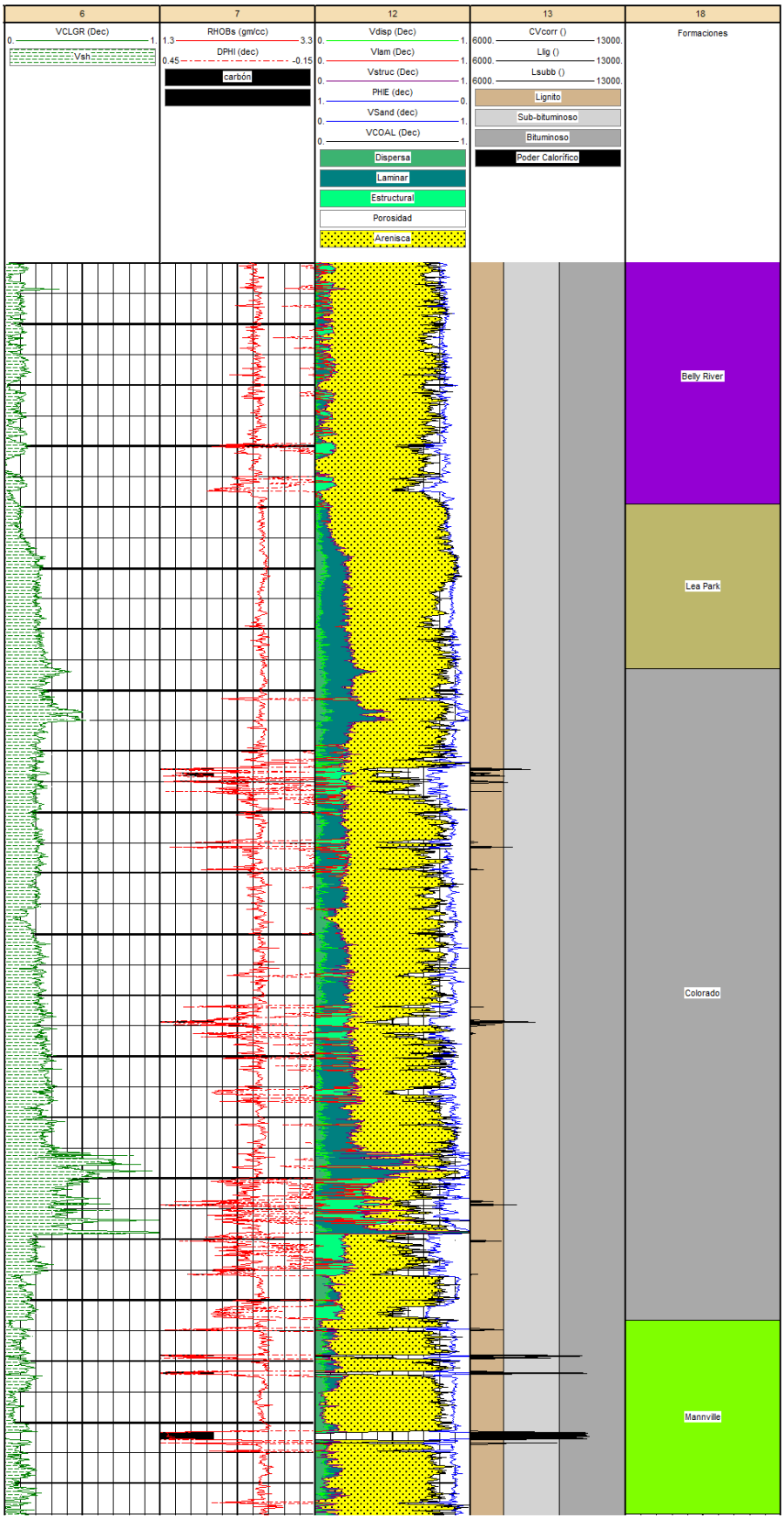


Figura 6.5.1.3.- Comportamiento de la curva VCLGR en el Pozo 2.
Mediante la curva VCLGR por si sola (sexto carril) se puede identificar el intervalo de Formaciones de grano fino que dividen a las Formacion con zonas de carbón de Mannville

Superior con las Formaciones con zonas de carbón del Cretácico Superior-Terciario; estas Formaciones corresponden al Grupo Colorado y Lea Park, en las zonas de carbón predominan las areniscas y algunas láminas delgadas de lutita como en las Formaciones de Belly River y Mannville Superior que se presentan en la figura. Las curvas de Densidad (séptimo carril) y de Poder Calorífico (treceavo carril) se muestran para conocer la calidad del carbón en las diferentes zonas.
Fuente: Generado en Interactive Petrohpysics

Séptimo Carril (Pozo 2)

Como se mencionó anteriormente se desea tomar en cuenta ciertos intervalos de carbón arcilloso por lo que se han resaltado los intervalos con densidad menor a 1.9 g/cc, este método resulta ser muy efectivo ya que el Registro de Densidad es el más importante para la delimitación de las zonas de carbón cuya densidad oscila siempre en un intervalo de 1.2 a 1.8 g/cc, sin embargo en este pozo se calculó una curva sintética de Densidad del Registro Sónico mediante la Ecuación de Gardner en poco menos de la primera mitad del pozo (de 222 a 1030 m), por lo que en este intervalo se identificaron y delimitaron las capas de carbón principalmente con el Registro Sónico en conjunto con los de Resistividad y GR, ya que para esta curva de Densidad calculada, los valores de densidad en las capas de carbón son demasiado altos y no son representativos del carbón. Este hecho afecto el cálculo correcto de parámetros consiguientes en su evaluación, como lo son el cálculo de volúmenes de sus componentes y contenido de gas principalmente, las zonas afectadas por esta falta de información fueron las formaciones Scollard y Horseshoe Canyon. No obstante se revisó en estudios previos (Beaton et al., 2002) que estas zonas tienen contenidos de gas similares a los del Grupo Belly River en la región donde se ubican los dos Pozos, por lo que en las Formaciones Scollard y Horseshoe Canyon se asumió que el contenido de gas es en promedio similar al obtenido en las capas de carbón del Grupo Belly River en el Pozo 2.

Octavo Carril (Pozo 2)

Las curvas de PHIT y PHI2 son desplegadas junto con un sombreado de color azul oscuro que indica la Saturación de agua irreducible (Swi), un sombreado azul claro que indica la Saturación de agua libre (Swf), en las capas de carbón se incrementa de forma dramática el volumen de Swi (esto es más notorio en capas más gruesas a mayor profundidad) lo cual se cree que más que un indicador confiable del tipo de agua en el carbón, más bien se debe a la alta respuesta en el Registro de NPHI en las capas de carbón, a su vez producto de su alto índice de hidrógeno. Sin embargo, el alto valor de PHIT en el carbón sigue sirviendo como buen discriminador para identificarlo. Solo como auxilio visual, se ha decidido marcar las zonas donde se ha identificado la presencia de carbón sustituyendo Swi por un sombreado amarillo indicando la presencia de gas en estos intervalos mediante la curva de PHIg. El cálculo de estas curvas solo pudo realizarse a partir de 1030 m ya que no se tomó el Registro de NPHI previo a esta profundidad como el caso del Registro de Resistividad.

Noveno Carril (Pozo 2)

En el siguiente carril se tiene la curva de Caliper con un sombreado de color rojo con respecto a una línea base la cual índica las secciones donde se tiene un agujero malo, por lo que la fidelidad de los Registros obtenidos de herramientas que necesitan estar presionadas contra el pozo puede no ser muy buena en estos puntos, esto ocurre en mayor medida en las zonas donde se tienen capas de carbón, ya que es bien sabido que tiende a haber derrumbes en el pozo cuando se cruzan estas capas; la presencia de estos derrumbes es muy notoria donde se tienen sucesiones de capas de carbón intercaladas con otra litología, como es el caso de las capas de carbón delgadas (<0.5 m) detectadas de 230 a 360 m en lo que se cree es la Formación Paskapoo y en algunas capas de carbón detectadas en lo que se cree es el Grupo Colorado y la base del Grupo Colorado y la Formación Mannville a 1,570 y 1,920 m aproximadamente.

En este mismo carril se grafican en escalas equivalentes los Registros de NPHI y RHOB para observar su comportamiento y las zonas donde se presenta el efecto de gas se resaltan con un sombreado color amarillo, este efecto se da en intervalos donde la porosidad DPHI (en este caso se usó RHOB al ser muy parecida a DPHI) es mayor a NPHI y es indicador de la presencia de gas. El efecto de gas resultó ser un muy buen indicador en este pozo ya que este solo se presenta en las capas de espesor considerable y que después se descubriría que se trataba de las capas con mayor contenido de Carbono Fijo y por lo consiguiente de gas, el hecho que se tenga efecto de gas en las capas de carbón de este pozo puede ser indicador de la poca saturación de agua de estas capas, ya que se ha reportado en la literatura que este efecto se puede ver principalmente en carbones “secos” o que producen muy poca agua; también se ha reportado que las capas de carbón en las planicies de Alberta presentan estas condiciones. Esto último solo se realizó a partir de los 1030 m por faltar una porción de la curva NPHI en ese intervalo como se mencionó anteriormente. La curva de DT servirá para delimitar y determinar la calidad de las capas de carbón anteriores a este intervalo a falta de la curva de Resistividad.

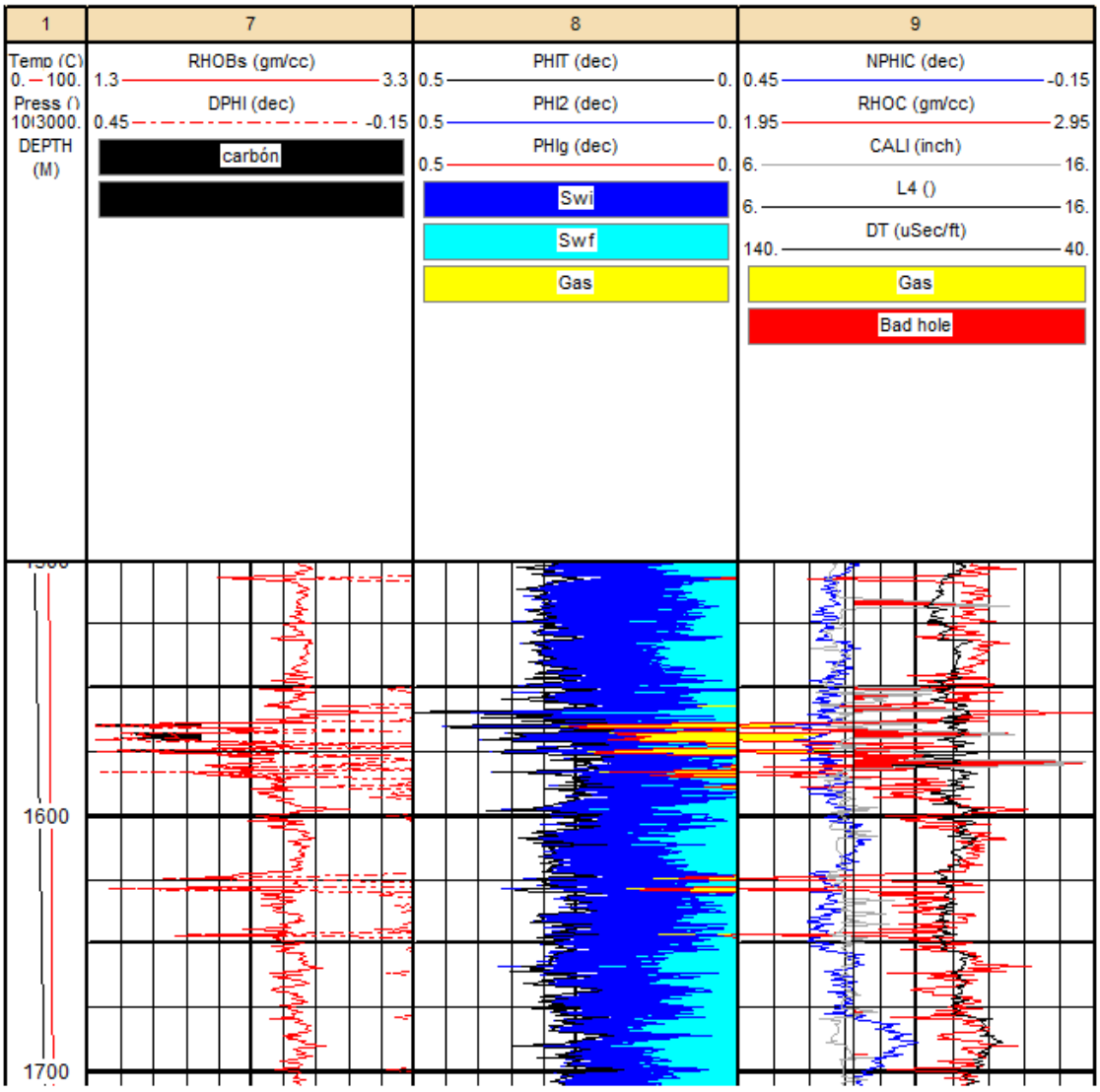


Figura 6.5.1.4.- Presencia del Efecto de gas en las capas de carbón en el Pozo 2.
En zonas con contenido de materia orgánica donde la densidad es menor a 1.9 (séptimo carril) y que en su mayoría corresponden a capas de carbón en el Pozo 2, la Porosidad Densidad DPHI es mayor a la de la Porosidad Neutrón NPHI presentándose el famoso efecto de gas (sombreado amarillo, octavo carril) probablemente detectando correctamente el gas en las diaclasas en caso de tenerse carbones "secos". En las capas de carbón también se presentan derrumbes y aumento en el diámetro del pozo, resaltados en la curva de Caliper en color rojo (noveno carril). De nuevo la curva de Densidad es utilizada como indicador primario de la presencia de carbón.
Fuente: Generado en Interactive Petrohpysics

Décimo Carril (Pozo 2)

En el siguiente carril se coloca de nuevo la curva NPHI pero esta vez con DPHI con el efecto de gas en un sombreado color amarillo como en el carril anterior, el resultado fue prácticamente idéntico al del carril anterior al usar NPHI y RHOB, pero se decidió desplegar junto con la curva de CleatPHI la cual fue calculada para las capas de carbón con la **Ecuación 5.3.16.** Se tomaron como valores de referencia aquellos obtenidos de capas mayores a 3 m, ya que en capas delgadas de carbón se tienen valores muy altos de

porosidad en las diaclasas y se consideró que al tomarse de capas más gruesas se elimina el efecto de frontera en las curvas de resistividad de las que se obtiene esta estimación. La curva CleatPHI fue desplegada a partir de 1,000 m, ya que en las capas de carbón más someras se tuvieron valores muy altos de porosidad en las diaclasas, CleatPHI se calculó manualmente y de forma puntual en capas representativas de estas zonas someras. Se pudo apreciar que la porosidad de las diaclasas disminuye con la profundidad lo cual es de esperarse, ya que conforme aumenta la presión a mayores profundidades el cierre de las diaclasas y la expulsión de agua y volátiles es inminente. Para la zona de carbón de Ardley dentro de la Formación Scollard a aproximadamente 420 m se tiene una porosidad promedio de 0.35 v/v, en el Grupo Belly River se tomó una capa de carbón a 1,340 m y esta tuvo un valor de porosidad en diaclasas calculado de alrededor de 0.3 v/v, en otra capa de carbón discreta pero de gran espesor a 1,775 m se tuvo un valor de porosidad en diaclasas de 0.3 v/v, mientras que en dos capas de carbón de la zona de carbón de la Formación Manville superior a 2,060 y 2,110 m tuvieron valores calculados de porosidad en diaclasas de 0.24 y 0.21 respectivamente (**Figura 6.5.1.5**).

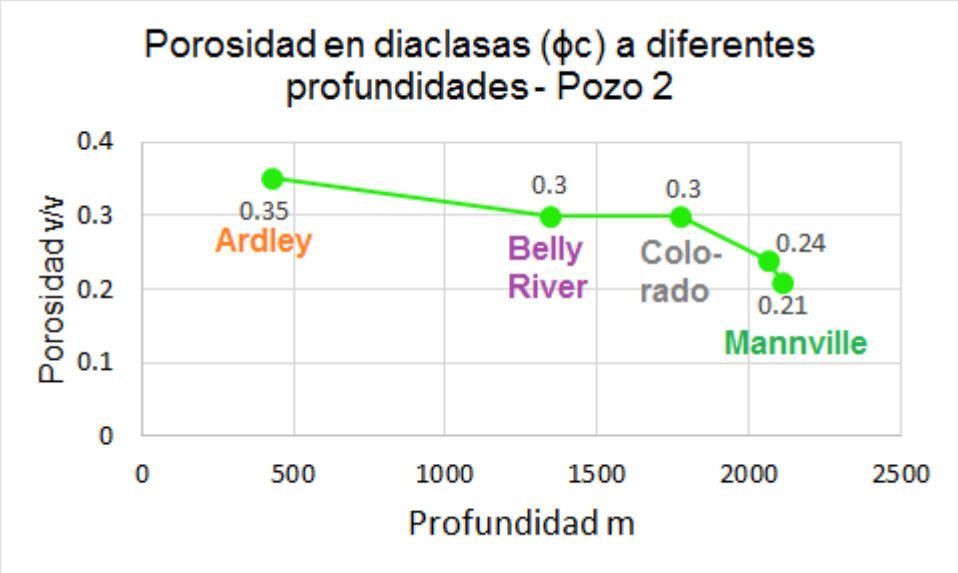


Figura 6.5.1.5.- Porosidad de las diaclasas para las zonas de carbón en el Pozo 2. En este gráfico se muestran los puntos representativos que se tomaron para observar el comportamiento de la porosidad en las diaclasas para las diferentes zonas de carbón, se observó que la porosidad disminuye a mayor profundidad y alcanza un nivel mínimo en la zona de carbón de Mannville superior.

Onceavo carril (Pozo 2)

La permeabilidad Kcleat fue calculada de los valores de porosidad en diaclasas Φc y como se mencionó anteriormente se tomó un valor de separación de las diaclasas promedio de a = 20 mm. En todo el pozo la estimación de permeabilidad en la curva de Kcleat nunca fue mayor a 2 mD, si se toman como referencia profundidades parecidas a las que se tomó para identificar la tendencia de la porosidad en diaclasas se tiene que para zonas de carbón someras como Ardley, la Formación Horseshoe Canyon y el Grupo Belly River se tiene una permeabilidad máxima de alrededor de 1.28 mD en la zona de carbón Ardley, el cual

baja gradualmente hasta llegar al Grupo Colorado donde la permeabilidad promedia 1 mD; conforme se llega a la zona de carbón de la Formación Manville superior, la permeabilidad baja y se encuentra entre 0.25 y 0.19 mD (**Figura 6.5.1.6**), el cual como se mencionó en un principio es un fenómeno común en las planicies de Alberta, donde se tiene una baja permeabilidad en general la cual disminuye con la profundidad (**Figura 6.5.1.7**). Esta baja permeabilidad a mayores profundidades se ve compensada por un mayor volumen de gas en las capas de carbón más profundas como se verá en el dieciseisavo carril.

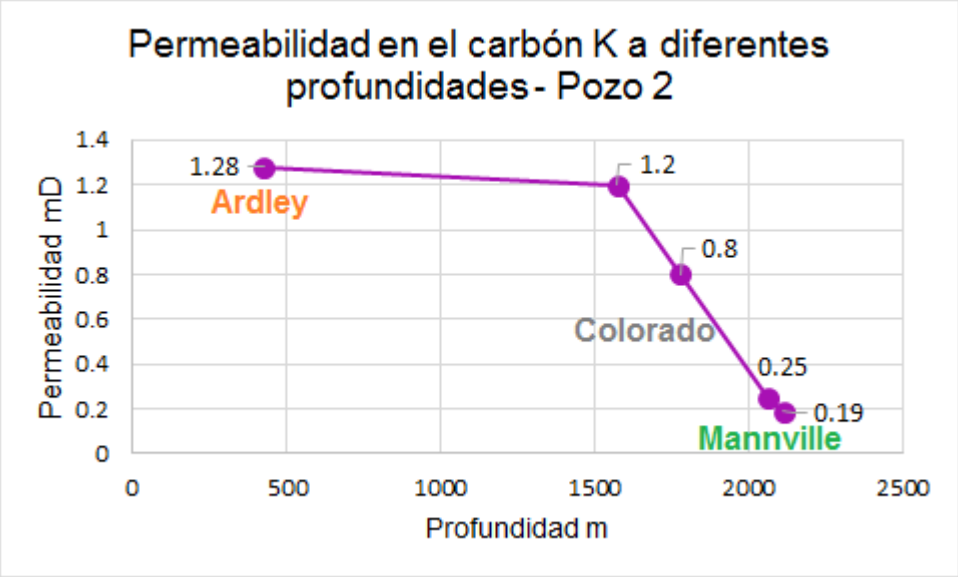


Figura 6.5.1.6.- Permeabilidad en el carbón (K) a diferentes profundidades en el Pozo 2.

Para observar la tendencia de la permeabilidad en las capas de carbón se han tomado puntos a profundidades similares a los que fueron tomados en el gráfico de porosidad de las diaclasas, se puede observar que la permeabilidad disminuye con la profundidad y alcanza valores mínimos en la zona de carbón de Mannville. Existe un cambio considerable en la permeabilidad de las zonas de carbón del Cretácico Tardío-Terciario con la zona de carbón de la Formación Mannville Superior del Cretácico Inferior.

Doceavo carril (Pozo 2)

En este carril se tiene el modelo litológico el cual consta de Areniscas, Lutita y Carbón principalmente, y el cual fue obtenido mediante un Análisis de Porosidad, este modelo sirve como ayuda visual para identificar en forma inicial las zonas de carbón, al ser la arenisca la litología principal en estos intervalos; también se pueden identificar las formaciones que separan a las principales Formaciones y Grupos con zonas de carbón ya que estas Formaciones límite consisten principalmente de lutitas y otras litologías de grano fino, como es el caso del Grupo Colorado y la Formación Lea Park, las cuales pueden ser identificadas rápidamente y en una escala de 1:5000 sin problema y que en el Pozo 2 van de 1,350 a 2,000 m aproximadamente, separando a las zonas de carbón del Grupo Belly River de Mannville Superior.

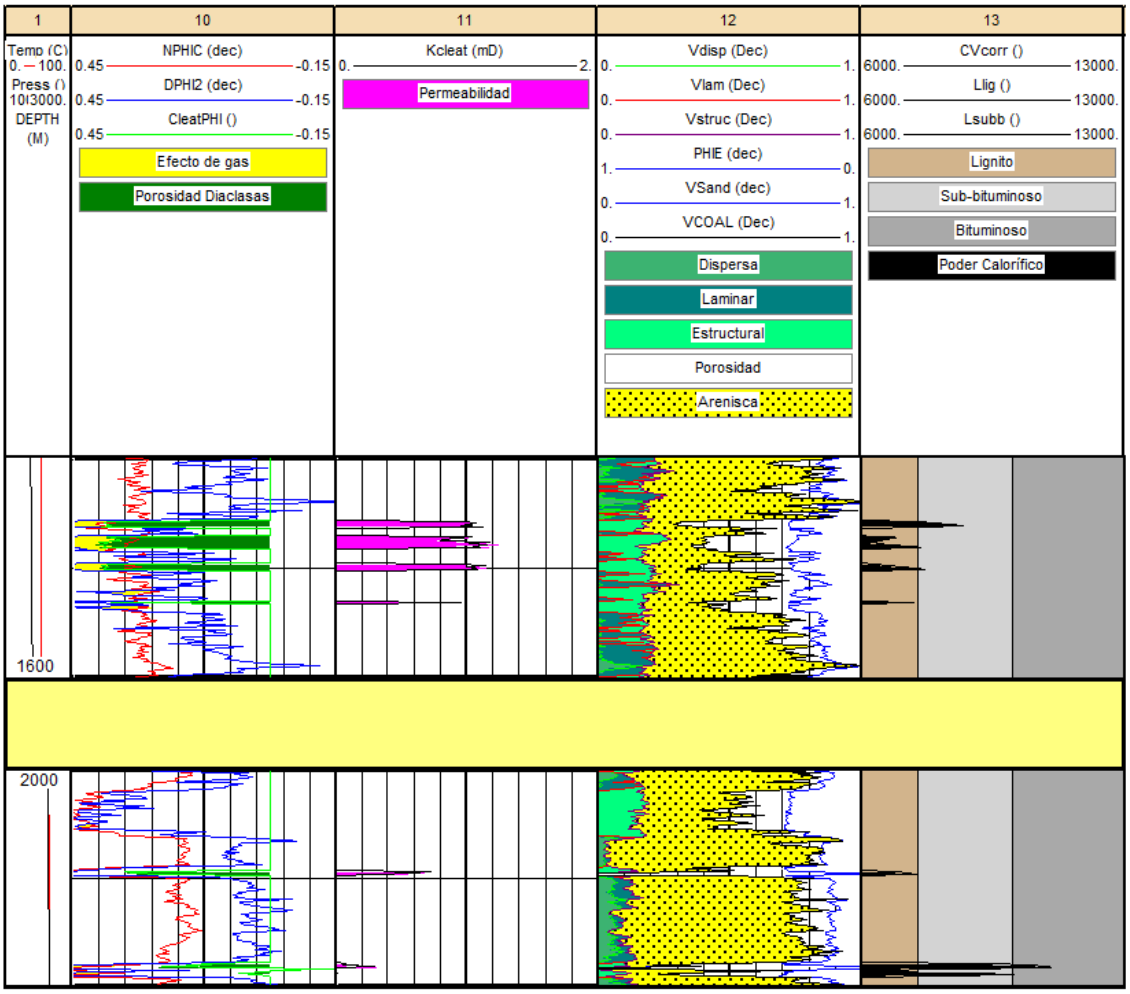


Figura 6.5.1.7.- Disminución de la Porosidad en las Diaclasas (CleatPHI) y en la permeabilidad (Kcleat) con el aumento de la profundidad.
En la primera sección de la figura se presentan una serie de capas de carbón del Cretácico Tardío en donde la porosidad en las diaclasas es mayor a 0.30 v/v (décimo carril) y la permeabilidad es de aproximadamente 1 mD (onceavo carril), mientras que en la segunda sección se presentan dos capas de carbón de la Formación Mannville Superior en donde la porosidad disminuye a menos de 0.20 v/v y la permeabilidad a menos de 0.5 mD. El modelo litológico (doceavo carril), y la curva de Poder Calorífico indicando el rango (treceavo carril), se muestran como evidencia de la presencia de una capa de carbón.
Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

Treceavo carril (Pozo 2)

En este carril se ha calculado el Poder Calorífico de las capas de carbón del Pozo 2, este pozo se ubica en una zona bastante cercana al pie de la cordillera lo cual se ve en el rango moderado a alto del carbón en las principales zonas, el rango de las capas de carbón dentro del pozo va del límite entre los lignitos y el carbón sub-bituminoso a carbones bituminosos de volatilidad alta C (hvCb) principalmente y en un par de capas tal vez B (hvBb); lo que si es muy notorio, es que para las capas de carbón del Cretácico Superior donde se pudo cuantificar el Poder Calorífico (como en carriles anteriores, no se cuantifico el Poder Calorífico a profundidades menores a 1,000 m por la falta de una

curva de Densidad de calidad en este intervalo) los carbones se encuentran principalmente dentro del rango del carbón sub-bituminoso, mientras que para capas más profundas dentro de la Formación Mannville Superior se alcanzan los rangos de carbón bituminoso de volatilidad alta C y B (hvCb - hvBb).

Catorceavo carril (Pozo 2)

El análisis de clusters fue de gran utilidad a la hora de identificar no solo las zonas de carbón, sino la calidad del carbón y otras litologías de interés (**Figura 6.5.1.8**), auxiliándose de gráficos cruzados de las curvas empleadas para este análisis con todos los clusters, y el modelo litológico del carril anterior. El hecho de tener agrupados los diferentes intervalos en grupos que presentan características similares en sus electrofacies, permite que un proceso de identificación totalmente visual y que consumiría mucho tiempo de otro modo se convierta en un problema de identificación de litologías (de facies o incluso de estructuras sedimentarias dependiendo el número de clusters en los que se deseé dividir el pozo). En este carril se pudieron identificar de grosso modo las litologías comunes como areniscas, arenas con arcilla y arcilla con arenas, y de forma más específica las zonas de carbón, de carbón arcilloso y arcilla carbonosa. El análisis de cluster también fue muy valioso para la identificación de capas de carbón de 220 a 1,000 m por el problema de la falta de curvas de calidad en este intervalo, ya que para este análisis se emplearon múltiples curvas que complementaron esta falta de información. El cluster marcado como carbón desconocido, fue asignado a zonas donde se identificó la existencia de una capa de carbón por las propiedades en las electrofacies de este cluster, pero que no fue posible identificar su calidad por completo. Sin embargo, gracias a la información adicional de las demás curvas y sobre todo de las curvas de Resistividad y el Registro Sónico, se pudo estimar la calidad de estas capas de carbón someras.

Quinceavo Carril (Pozo 2)

Basándose en la información obtenida hasta este momento, pero tomando aun como referencia para la identificación de las capas de carbón el Registro de Densidad (respuesta del Registro de Densidad < 1.9 g/cc), se calcularon las fracciones de masa (m/m) de los cuatro principales componentes del carbón: Carbono Fijo, Material Mineral, Humedad y Volátiles, primero calculando su fracción de volumen con las ecuaciones de correlación calculadas de información de análisis de muestras de núcleos de la base de datos de la AGS/AER. Estas ecuaciones de correlación para el cálculo de fracciones de volumen tienen la forma de las **Ecs. 5.3.3**, y se llega al cálculo de fracciones de masa mediante el procedimiento descrito en las **Ecs. 5.3.4** y **5.3.5**; en una sección intermedia en el pozo posterior a 1,000 m en donde se contó con una curva de densidad de buena calidad se observó que en las capas más gruesas y de mejor calidad W_{CF} se encuentra alrededor de 0.4, $W_{MINERAL}$ alrededor de 0.5 y W_{HUM} de 0.1, W_{VOL} es despreciable ya que la densidad de los volátiles es muy baja. Conforme aumenta la profundidad y se llega a la zona de carbón Mannville se tiene que las capas de mejor calidad tienen valores promedio de W_{CF} de 0.6, $W_{MINERAL}$ de 0.3 y W_{HUM} de 0.1, lo cual es indicador claro del aumento de rango al disminuir el contenido de material mineral y volátiles, mientras que aumenta el contenido de Carbono Fijo. El predominio del carbono fijo sobre la materia mineral es más visible cuando se comparan las fracciones de volumen de estos componentes (V_{CF} es igual a 0.5, mientras que $V_{MINERAL}$ es igual a 0.15 para capas de carbón de Mannville), pero al considerarse la fracción de masa como en este caso la materia mineral tiene un mayor peso, ya que su densidad es el doble de la del carbono fijo, se comparó y se trabajó

con fracciones de masa por ser una convención común en la literatura de evaluación de yacimientos de carbón. Estas fracciones de masa fueron calculadas para todo el Pozo sin el discriminador lógico que igualara a cero las zonas donde la densidad era mayor a 1.9 g/cc, por lo que existen capas "falsas" de carbón las cuales pueden ser identificadas fácilmente y de forma visual por constar casi en un 100% de materia mineral.

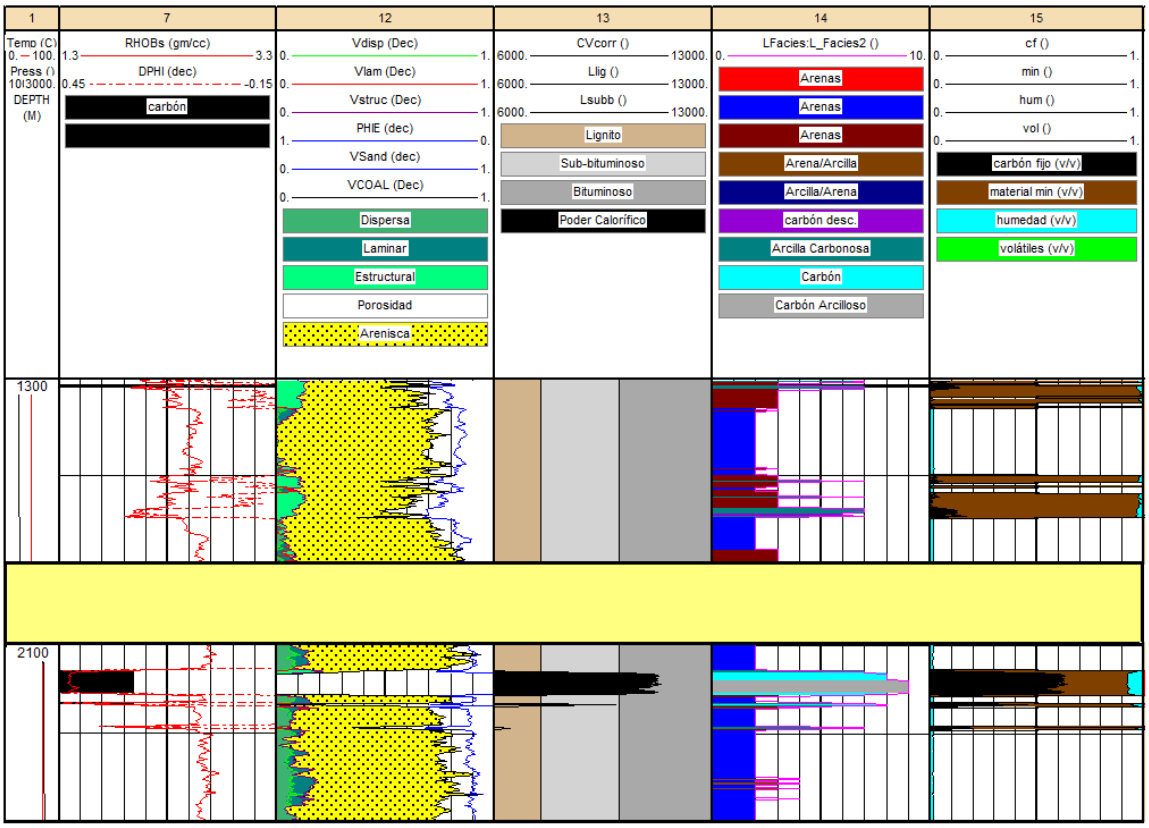


Figura 6.5.1.8.- Importancia del Análisis de clusters para el cálculo de fracciones de volumen de los principales componentes del carbón.

El análisis de clusters (catorceavo carril) permitió diferenciar las zonas de carbón con alto contenido de Carbono Fijo de aquellas zonas donde se tiene un mayor contenido de arcilla u otras litologías y con cierto contenido de material orgánico. En la primera sección de la figura se identificaron un par de capas de lo que parecía ser arcilla carbonosa, lo cual fue corroborado con el cluster en esa profundidad al identificarlo en un gráfico cruzado y al realizar el cálculo de fracciones de volumen de los principales componentes de carbón en estas capas (quinceavo carril), en donde se obtuvo un bajo contenido de Carbono Fijo, por lo que estos intervalos no fueron tomados en consideración para el cálculo del Espesor Neto. En la segunda sección de la figura se muestra como ejemplo la capa de mayor rango en todo el Pozo 2, correspondiente a la Formación Mannville Superior, en donde se aprecia que el análisis de clusters agrupo a esta capa dentro de un cluster al que posteriormente se identificaría como el cluster donde se tiene el carbón más "puro" del Pozo 2, con mayor contenido de Carbono fijo y poco contenido de Material Mineral, capas de carbón con propiedades similares a ésta, fueron las que se tomaron en cuenta para el cálculo del Espesor Neto de carbón en el Pozo 2. *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

Dieciseisavo Carril (Pozo 2)

Al no contarse con valores de Densidad y de Contenido de Gas que hayan sido obtenidos de las mismas muestras, para varias muestras de núcleo en las planicies de Alberta, se optó por utilizar la aproximación obtenida por Mullen, 1988. (**Ecuación 5.3.6**), y la aproximación obtenida por Mavor et al., 1994. (**Ecuación 5.3.12**), con información de núcleos de la cuenca de San Juan en NM. La variación en los valores de estas dos curvas fue siempre menor a 50 scf/ton y se tomó el valor promedio entre ambas, para ver la variación en el contenido de gas de las capas de carbón solo se tomaron en cuenta capas de más de 2 m de espesor. Al final se determinó que las capas de carbón del Cretácico Superior – Terciario, presentaban un contenido de Gas promedio de 110 scf/ton, basándose principalmente en los valores de contenido de gas a profundidades mayores a los 1000 m, y considerando que tendrían una ligera disminución (< 40 scf/ton) en capas de carbón anteriores a este intervalo en donde no se contó con una curva de Densidad de buena calidad (y por consiguiente se consideró que el contenido de gas calculado con la curva de Densidad "sintética" en este intervalo es erróneo); mientras que en las capas de carbón del Cretácico Inferior (Formación Mannville Superior), se calculó un contenido de gas promedio de 300 scf/ton sin necesidad de ninguna estimación ni corrección ya que en este intervalo nunca se tuvo ningún problema por el gran espesor de sus capas, su mayor madurez térmica y por tenerse una curva de Resistividad de buena calidad.

La curva de la Isoterma de Langmuir calculada para el Pozo 2 se despliega en este mismo carril junto con los volúmenes de gas calculados, teóricamente si el contenido de gas calculado supera al contenido de gas estimado por la Isoterma se habla de que la capa o zona de carbón se encuentra sobresaturada de gas, si el contenido de gas calculado es igual al de la Isoterma se dice que la capa o zona está saturada; ahora bien, si el contenido de gas calculado es menor al del valor teórico de la Isoterma se habla de que la zona o capa de carbón se encuentra sub-saturado, este último es el caso para todas las zonas de carbón en este pozo. En la literatura se habla de la poca saturación de gas de las zonas de carbón en las planicies, lo cual se comprobó en este trabajo, las zonas donde se tiene una mayor saturación es para carbones de la formación Mannville superior, los cuales tienen un mayor contenido de gas pero aún no llegan al contenido teórico de gas de la Isoterma, por lo que se les sigue considerando sub-saturados.

Diecisieteavo Carril (Pozo 2)

En este carril simplemente se realiza el cálculo de la Saturación de gas, en donde se toma como valor de máximo contenido de gas, aquel indicado por la Isoterma de Langmuir en la profundidad dada. Por lo que la saturación no es más que el cociente del contenido de gas calculado entre el contenido de gas teórico de la Isoterma de acuerdo a la **Ecuación 5.3.13**. Por consiguiente, una saturación menor a 1 indica que la zona esta sub-saturada de gas, un valor de Saturación igual a 1 es indicador de una zona saturada y un valor mayor a la unidad indica sobresaturación. Como se dijo anteriormente todas las zonas de carbón en este pozo se encuentran sub-saturadas; las zonas de carbón del Cretácico Superior alcanzan una saturación de gas máxima de 0.4, mientras que las capas de carbón en Mannville Superior alcanzan una saturación de 0.8.

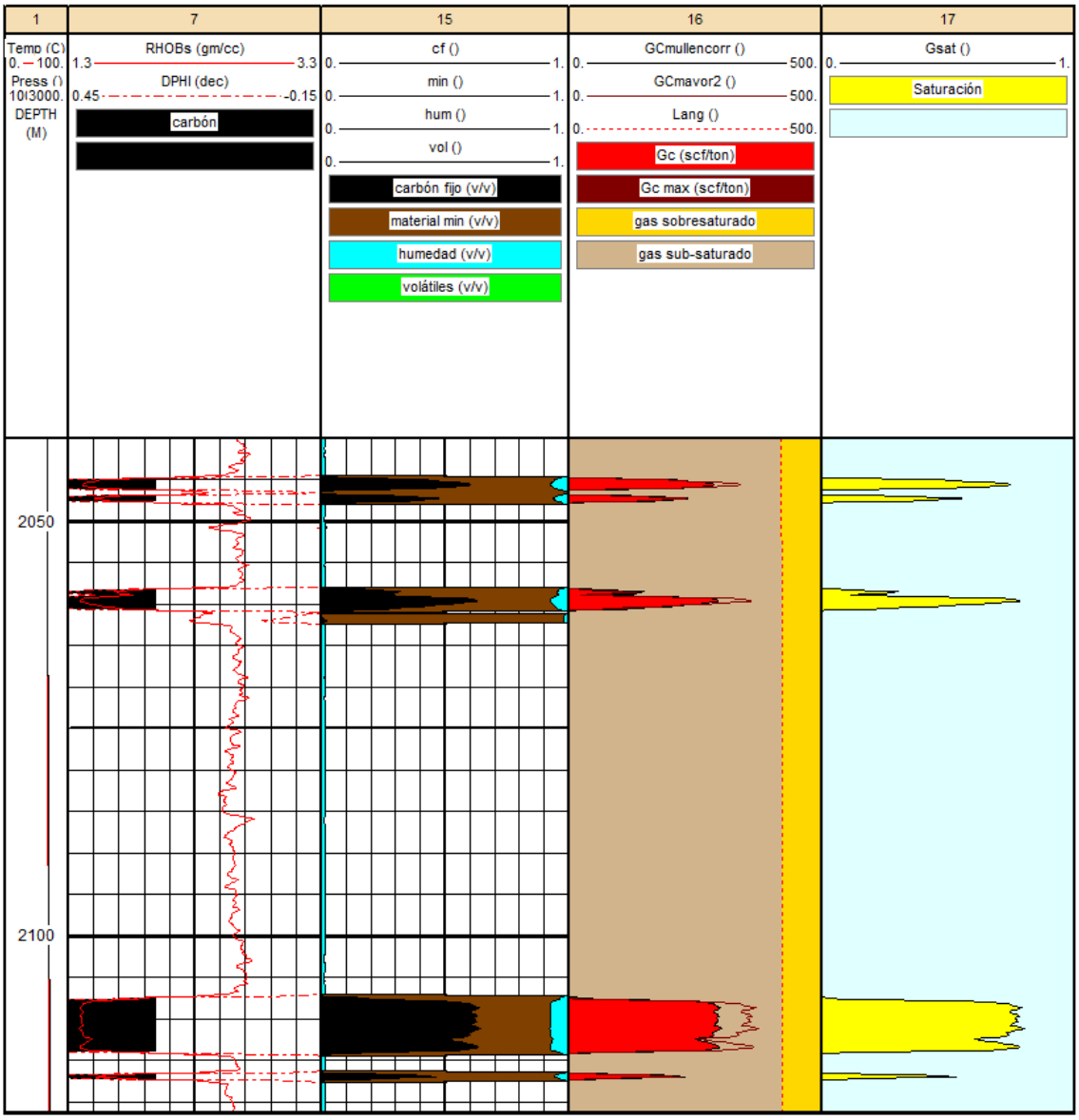


Figura 6.5.1.9.- Contenido de gas y saturación de capas de carbón en el Pozo 2.
En la Figura se puede apreciar como a pesar de tener una fracción de masa de Carbono Fijo de más de 0.6 m/m (quinceavo carril) las capas de carbón de mejor calidad en el Pozo 2 siguen considerándose sub-saturadas de gas de acuerdo a la curva de la Isoterma de Langmuir calculada con respecto a su Contenido de gas (dieciseisavo carril), el lado izquierdo de esta curva (sombreado color beige) indica la zona sub-saturada de gas, mientras que el lado derecho (sombreado color oro) la zona sobre-saturada de gas. La Isoterma de Langmuir indica el contenido de gas teórico que debería tener una capa de carbón saturada de gas a una presión dada y con temperatura constante. En el diecisieteavo carril se muestra la Saturación de gas. Estas capas de carbón corresponden a la zona de carbón Mannville en el Pozo 2. *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

Dieciochoavo Carril (Pozo 2)

Finalmente se utiliza la información de la respuesta que tienen las formaciones y zonas de carbón principales presentada por Beaton et al., 2002 en conjunto con información de cimas de otras formaciones dentro del archivo LAS del pozo; observando estas respuestas

en las electrofacies de los RGP, y utilizando gran parte de las curvas desplegadas en la interpretación, fue posible delimitar estas zonas a profundidad dentro del Pozo 2. Las cimas y bases de los Grupos y Formaciones de interés y que se pudieron identificar en el Pozo 2 se presentan a continuación.

Pozo 2

Grupo o Formación	Cima (m)	Base (m)
Formación Paskapoo	240	410
Formación Scollard	410	550
Formación Battle	550	565
Formación Horseshoe Canyon	565	1040
Formación Bearpaw	1040	1080
Grupo Belly River	1080	1345
Formación Lea Park	1345	1480
Grupo Colorado	1480	2016
Formación Mannville Superior	2016	2222

Calculo de Gas en Sitio (GIP) en el Pozo 2

Una vez finalizada la interpretación y la obtención de información clave como el Contenido de Gas – Gc en scf/ton a diferentes profundidades, fue posible el cálculo del Gas en Sitio el cual es el objetivo final de la Evaluación de Formaciones en yacimientos de gas metano asociado a capas de carbón (CBM) en este trabajo.

Al tenerse definidas las zonas de carbón de principal interés de las Planicies de Alberta en el Pozo 2, se procedió al cálculo del espesor neto en cada una de estas zonas de carbón. Para este fin se utilizó un criterio de delimitación en donde se tomó como límite de las capas los puntos de inflexión de la región sombreada por debajo de 1.9 g/cc en la curva de Densidad; en el intervalo donde la curva de Densidad no era de buena calidad se tomó como referencia la curva DT junto con el análisis de clusters. Se tuvo sumo cuidado al considerar las capas se tomaron en cuenta para el cálculo del Espesor neto, solo se tomaron capas con un espesor mayor a 2 m, con fracciones de masa de Carbono fijo mayores de 0.3 y con un contenido de gas significativo de su zona, además se utilizó la información del resto de las curvas y del análisis de clusters como apoyo en caso de que solo cumplieran una de las condiciones.

La distribución de Espesores netos por zonas fue la siguiente:

Grupo, Formación o Zona de Carbón	Espesor Neto de carbón (m) calculado
Zona Ardley (Formación Scollard)	13 m
Formación Horseshoe Canyon	5.7 m
Formación Belly River	2.2 m
Grupo Colorado	2 m
Formación Mannville Superior	11.4 m

Los espesores netos se dividirán en las zonas de carbón del Cretácico Tardío – Terciario y la zona de carbón de Mannville Superior del Cretácico Inferior debido a las diferencias

en contenido de gas, en la primera sección se utilizará un contenido de gas promedio de 110 scf/ton, mientras que para la sección de Mannville un valor de 300 scf/ton.

Se puede calcular el Gas en sitio total al utilizar el área de cada una de las zonas en el cálculo de la **Ecuación 5.3.14** pero debido a la heterogeneidad en la distribución del contenido de gas en las planicies para las diferentes zonas resulta poco recomendable realizar esto a no ser que se cuente con una mayor densidad de pozos en la zona. Debido a que esta evaluación solo se realizó para dos pozos a una distancia considerable entre ellos, el Gas en Sitio se dejará en unidades de BCF/sección, siendo una sección la unidad básica del sistema de división del territorio canadiense el cual a su vez se divide en una cuadricula de Municipios y Rangos, desplazándose por municipios de Sur a Norte y por Rangos de Este a Oeste, los cuales tienen una longitud de 6 millas, una sección equivale a 1 milla cuadrada. Para dejar el Gas en Sitio en unidades de MCF/sección solo basta con descartar el Área en la **Ecuación 5.3.14**, e incluir el factor de conversión de Km^2 a mi^2 en donde 1 mi^2 = 2.6 Km^2. Por lo que al final la **Ecuación 5.3.14** quedaría como: GIP = 2.6 * Densidad * Espesor Neto * Gc, en unidades de (MCF/sección).

Por lo tanto para las zonas de carbón del Cretácico Tardío – Terciario tenemos un espesor neto de 22.9 m, en este intervalo se tuvo una densidad promedio de 1.5 en las capas de carbón, y como se dijo se utilizó un valor de Contenido de Gas promedio de 110 scf/ton, el Gas en Sitio calculado para este intervalo en el Pozo 2 es el siguiente:

GIP = 2.6 * 1.5 g/cc * 22.9 m * 110 scf/ton = 9824.1 MCF/sección = 9.824 BCF/sección.

Por otro lado, para la zona de carbón de Mannville Superior se tuvo un espesor total de 11.4 m, una densidad promedio de 1.45 g/cc en carbón, y un Contenido de gas promedio de 300 scf/ton. El Gas en sitio calculado para la zona de carbón de Mannville en el Pozo 2 es el siguiente:

GIP = 2.6 * 1.45 g/cc * 11.4 m * 300 scf/ton = 12893.4 MCF/sección = 12.89 BCF/sección.

Estos resultados se compararon con información de GIPs de la AGS/AGR (Berhane, 2009b) de las diferentes zonas de carbón en conjunto sobre la ubicación del Pozo 2.

Pozo 2				
Ubicación Cronoestratigráfica	Grupo o Formación	Zona de carbón	GIP conocido - AER/AGS (BCF/sec)	GIP calculado (BCF/sec)
Cretácico Superior/ Terciario	F. Scollard	Ardley	5	//////////////////////////
	G. Horseshoe Canyon	C-Thompson	0.2	//////////////////////////
		Drumheller	0.5	//////////////////////////
	F. Belly River	Lethbridge	0.5	//////////////////////////
		Taber	0.25	//////////////////////////
		Mckay	0.3	//////////////////////////
		Total	6.75 BCF/sec	9.82 BCF/sec
Cretácico Inferior	G. Mannville	Mannville Sup.	9.0 BCF/sec	//////////////////////////
		Total	9.0 BCF/sec	12.89 BCF/sec

El GIP previamente determinado para las zonas del carbón del Cretácico Superior – Terciario para la ubicación del Pozo 2 es aproximadamente de 6.75 BCF/sección y el

obtenido en este trabajo fue de 9.82 BCF/sección, teniendo una diferencia de 3.07 BCF/sección. Mientras que el GIP previamente determinado para la zona de carbón de Mannville para la ubicación del Pozo 2 es aproximadamente de 9.0 BCF/sección y el obtenido en este trabajo fue de 12.89 BCF/sección, teniendo una diferencia de 3.89 BCF/sección.

6.5.2.- Interpretación Petrofísica y Cálculo de Gas en Sitio en el Pozo 1.

El Pozo 1 abarca una profundidad de 175 a 1165 m, en este pozo se cuentan con las mismas curvas que en el Pozo 1 con la excepción de la curva de DT y la de RFOC, para las curvas restantes se tienen Registros completos a lo largo de todo el Pozo 1 y no existe ningún intervalo sin mediciones como en el Pozo 2. Debido a la distribución espacial de los Grupos y Formaciones en las planicies, así como de las principales zonas de carbón dentro de ellos, las zonas que se cruzan en el Pozo 1 no son las mismas que se cruzan en el Pozo 2; la única diferencia es que en el Pozo 1 no se cruzan o se cruza un espesor mínimo de las Formaciones Paskapoo, Scollard y Horseshoe Canyon.

En este Pozo el Registro comienza en el Grupo Belly River y continúa con las Formaciones Lea Park, Milk River (Formación que aparece en este Pozo y que tiene una alta respuesta en el Registro de GR), el Grupo Colorado y Finalmente Mannville, por lo tanto este pozo se redujo prácticamente a la evaluación de las Formaciones Belly River y Mannville, teniendo una discreta capa de carbón arcilloso en Milk River. Como se sabe, las diferentes Formaciones y Grupos del Cretácico-Terciario tienen forma de cuña y tienden a adelgazarse hacia el Este conforme se aleja de la cordillera, debido a que el Pozo 1 se encuentra más alejado de la cordillera es por lo que se ve una disminución en el espesor de las formaciones así como la desaparición de algunas de ellas debido a la inclinación y a la erosión que han sufrido.

Para la Evaluación de Formaciones del Pozo 1 se emplearon las curvas de Temperatura (^oC) y Presión (psia) en el primer carril, Rt (Ω*m) en el segundo carril, el diámetro de invasión – Di (pulgadas) en el tercer carril, Rw (Ω*m) obtenida mediante el SP en el cuarto carril, el volumen arcilla calculado mediante GR en el quinto carril (v/v); RHOB (g/cc) y DPHI (v/v) en el sexto carril; PHIT y PHI2 (v/v) en el séptimo carril; NPHI, RHOB y el Caliper (pulgadas) en el octavo carril; NPHI, DPHI junto con la curva de porosidad de las diaclasas CleatPHI (v/v) en el noveno carril, la permeabilidad de las diaclasas Kcleat (mD) en el décimo carril; el modelo litológico con las fracciones de volumen de las litologías principales (v/v) que se obtuvo con el análisis de porosidad en el onceavo carril, el Poder Calorífico (Btu/lb) con respecto a una escala de rango de carbón en el doceavo carril, el análisis por clusters con los parámetros específicos en cada pozo en el treceavo carril (cada cluster representado por un color y una amplitud única), la fracción de masa (m/m) de los cuatro principales componentes del carbón en el catorceavo carril; el Contenido de gas – Gc (scf/ton) calculado mediante las ecuaciones de Mavor et al., 1994 y Mullen, 1988., junto con la Isoterma de Langmuir (scf/ton) en el quinceavo carril, la Saturación de gas Gsat (v/v) en el dieciseisavo carril; y finalmente, la ubicación a profundidad de las cimas y bases de las principales zonas de carbón que cruza cada uno de los pozos junto con otras zonas de interés que las separan en el diecisieteavo carril (colores) (**Figura 6.5.2.1 y Tabla 6.5.2.1**).

Como se puede ver la única diferencia en las curvas en el Pozo 1 con respecto al Pozo 2, es la eliminación de la curva de Salinidad, al considerarse que daba valores demasiado altos y por lo tanto erróneos (>200Kppm), se desconoce si sea un fenómeno común en esta cuenca. Así como la ausencia de las curvas de DT y RFOC

Carril	Curvas con unidades
1	Temperatura (ºC) y Presión (psia)
2	Rt (Ω*m)
3	Diámetro de invasión – Di (pulgadas)
4	Rw (Ω*m)
5	Volumen arcilla calculado mediante GR – VCLGR (v/v)
6	RHOB (g/cc) y DPHI (v/v)
7	PHIT y PHI2(v/v)
8	NPHI (v/v), RHOB (g/cc), Caliper (pulgadas)
9	NPHI, DPHI y la curva de porosidad de las diaclasas - CleatPHI (v/v)
10	Kcleat – permeabilidad de las diaclasas (mD)
11	Fracción de volumen de las litologías comunes de Análisis de Porosidad (v/v)
12	Poder Calorífico (Btu/lb) con respecto a escala de rango de carbón
13	Análisis de clusters (clusters representados por un color y una amplitud única)
14	Fracción de masa de los cuatro principales componentes del carbón - W (m/m)
15	Contenido de gas – Gc (scf/ton) e Isoterma de Langmuir (scf/ton)
16	Saturación de gas Gsat (v/v)
17	Principales zonas de carbón y otras zonas aledañas (colores)

Tabla 6.5.2.1.- Curvas y su correspondiente carril empleadas en la Evaluación de Formaciones del Pozo 1.

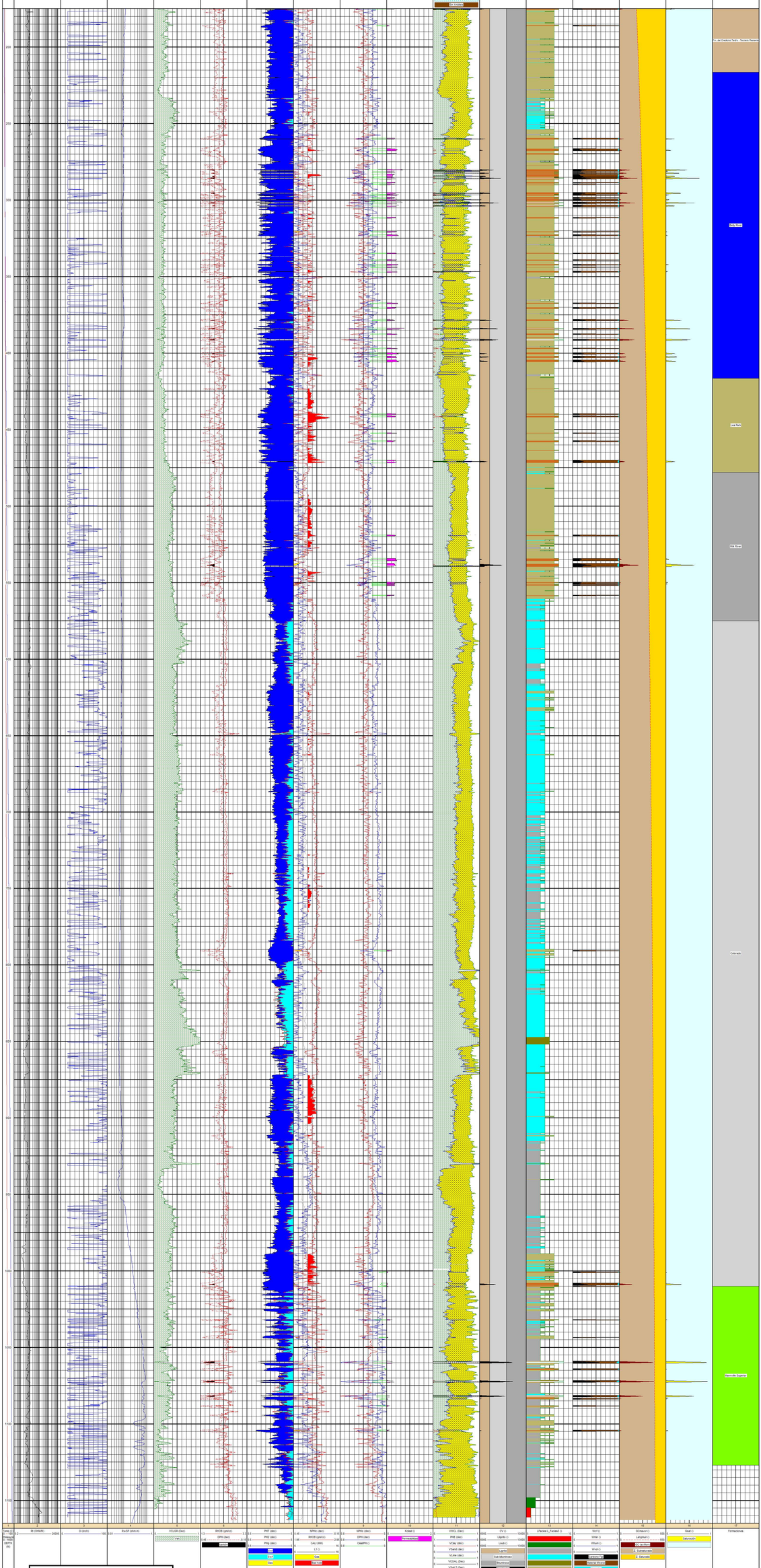


FIGURA 6.5.2.1.- Análisis Petrofísico en los Yacimientos de Gas Metano Asociado a Carbón (CBM) en el Pozo 1

(Generado en Interactive Petrophysics)

Primer Carril (Pozo 1)

En este carril se encuentran las curvas de Presión y Temperatura calculadas, la curva de presión se empleó para general la Isoterma de Langmuir.

Segundo Carril (Pozo 1)

En este Registro no se tienen Resistividades tan altas en las zonas de carbón como las del Pozo 2, pero a pesar de esto aún sigue siendo posible ver la respuesta de Rt en las zonas de carbón. En estas los valores se encuentran entre 30 y 40 Ω*m en el Grupo Belly River y tiene valores similares de Resistividad en la zona de carbón de Mannville lo cual resulta inusual, es por ello que esta curva no se considera confiable para la evaluación del carbón y se utilizará casi por completo la curva de Densidad para la identificación de las capas de carbón. Estos valores bajos de Resistividad pueden estar relacionados a la alta Salinidad observada anteriormente.

Tercer Carril (Pozo 1)

La curva de diámetro de invasión del Pozo 1 presenta un comportamiento muy similar a la misma curva en el Pozo 2, esta presenta una alta frecuencia y amplitud en especial en zonas de carbón, esta aumenta significativamente en frecuencia a partir de los 500 m y sobre todo en la zona de carbón de Mannville.

Cuarto Carril (Pozo 1)

En este pozo se tiene una Rw constante de alrededor de 0.1 Ω*m, esta tendencia cambia a partir de los 950 m en donde la Resistividad llega a aproximadamente 1 Ω*m en la Formación Mannville Superior, esto puede deberse a una disminución en la Saturación de agua, el cual es más notorio en este pozo de acuerdo a las curvas de PHIT Y PHI2, a pesar de ello se sigue observando ese ligero aumento en la resistividad cerca de la base del Grupo Colorado.

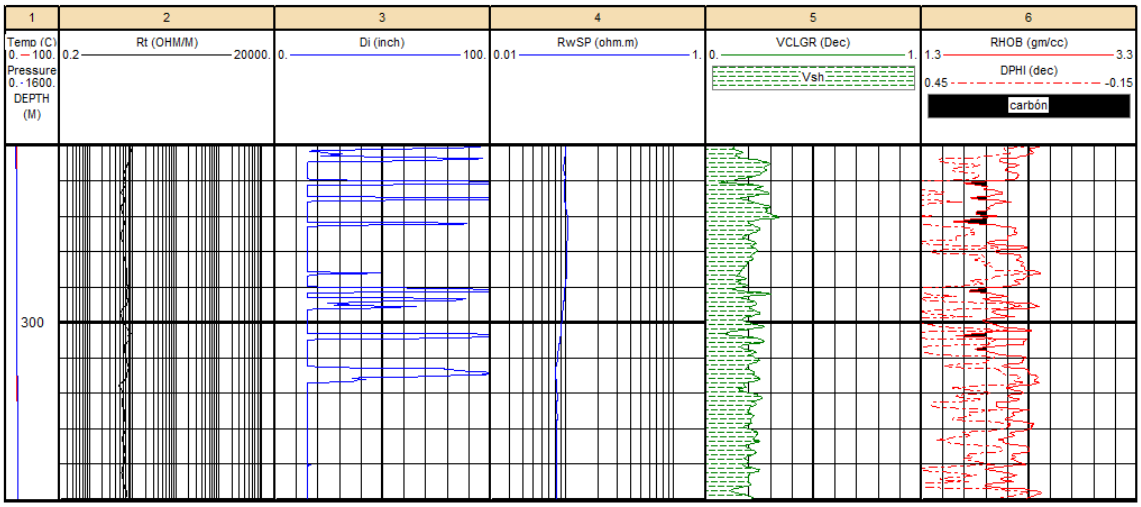


Figura 6.5.2.2.- Respuesta de las curvas Rt, Di, Rw y VCLGR a las capas de carbón en el Pozo 1.

Como se ha mencionado y se corrobora en esta figura, la Resistividad en las capas de carbón no aumenta de forma considerable por lo que no se utilizó esta curva (Rt) como

discriminador (segundo carril). Di presenta un comportamiento similar en este pozo (tercer carril), mientras que la curva de Rw sigue mostrando un decremento en la presencia otras litologías como areniscas pero tiene un comportamiento más constante (cuarto carril). A pesar de haber un mayor contenido de arcilla en general para las formaciones de este pozo, en las zonas de carbón este contenido disminuye hasta ser casi nulo en algunos casos (quinto carril).
Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

Quinto Carril (Pozo 1)

En este pozo aún es posible identificar las Formaciones intermedias a las zonas de carbón mediante la curva de VCLGR, la curva de volumen de arcilla en el Pozo 1 sigue la misma tendencia que en el Pozo 2 a pesar de ser la mitad de profundo, y aun se pueden apreciar las mismas electrofacies; en este pozo las formaciones son ligeramente más arcillosas, teniendo valores de 20% en donde predominan las areniscas y de 50% en zonas donde predominan las arcillas y rocas de grano fino. En el Pozo 1 se tiene un mayor espesor en la Formación Milk River por encima del Grupo Colorado, aun se puede apreciar la disminución de la curva de GR al subir y su transición hacia la Formación Lea Park es ligeramente más suave, también se sigue apreciando un aumento drástico en VCLGR dentro del Grupo Colorado, pero se desconoce si se trata de nuevo de la Formación Belle Fourche u otra equivalente. En este pozo se puede observar mejor el bajo contenido de arcilla en las capas de carbón, ya que en capas de la Formación Belly River se tienen respuestas menores a 5%, mientras que en capas de la zona de carbón de Mannville Superior se tiene un volumen de arcilla nulo (**Figura 6.5.2.3**).

Sexto Carril (Pozo 1)

Se utilizó el mismo método de sombrear la región de la curva de Densidad en donde se tenían densidades menores a 1.9 g/cc, la respuesta fue buena, las capas de carbón se identificaron rápidamente y se tuvo una menor presencia de carbones arcillosos que en el Pozo 2 llegaban a generar ruido a la hora de distinguirlas de capas de carbón en algunas Formaciones como en Horseshoe Canyon y Belly River. La distribución de las capas de carbón en la Formación Belly River es muy parecida a su disposición en el Pozo 2 por lo que de nuevo se corroboró que se trataba de esta Formación. Mediante esta curva de Densidad se calculó la curva DT mediante la ecuación de Gardner.

Séptimo Carril (Pozo 1)

En este pozo se tuvo una respuesta similar en el comportamiento de las curvas PHIT y PHI2 y por consiguiente de los volúmenes de Swi y Swf, en donde PHIT disminuye conforme se llega a las zonas más profundas, PHIT en este pozo por lo general ronda en un valor de 0.25 para todas las formaciones y en las capas de carbón no se dispara ni supera el 0.5 como se vió en el Pozo 2, esto puede deberse al tipo de herramienta utilizada para obtener NPHI en este pozo, en las capas de carbón profundas, la presencia de Swi es incluso nula. En este caso también se indicaron las zonas donde se da el efecto de gas pero es más sutil y difícil de ver en este carril.

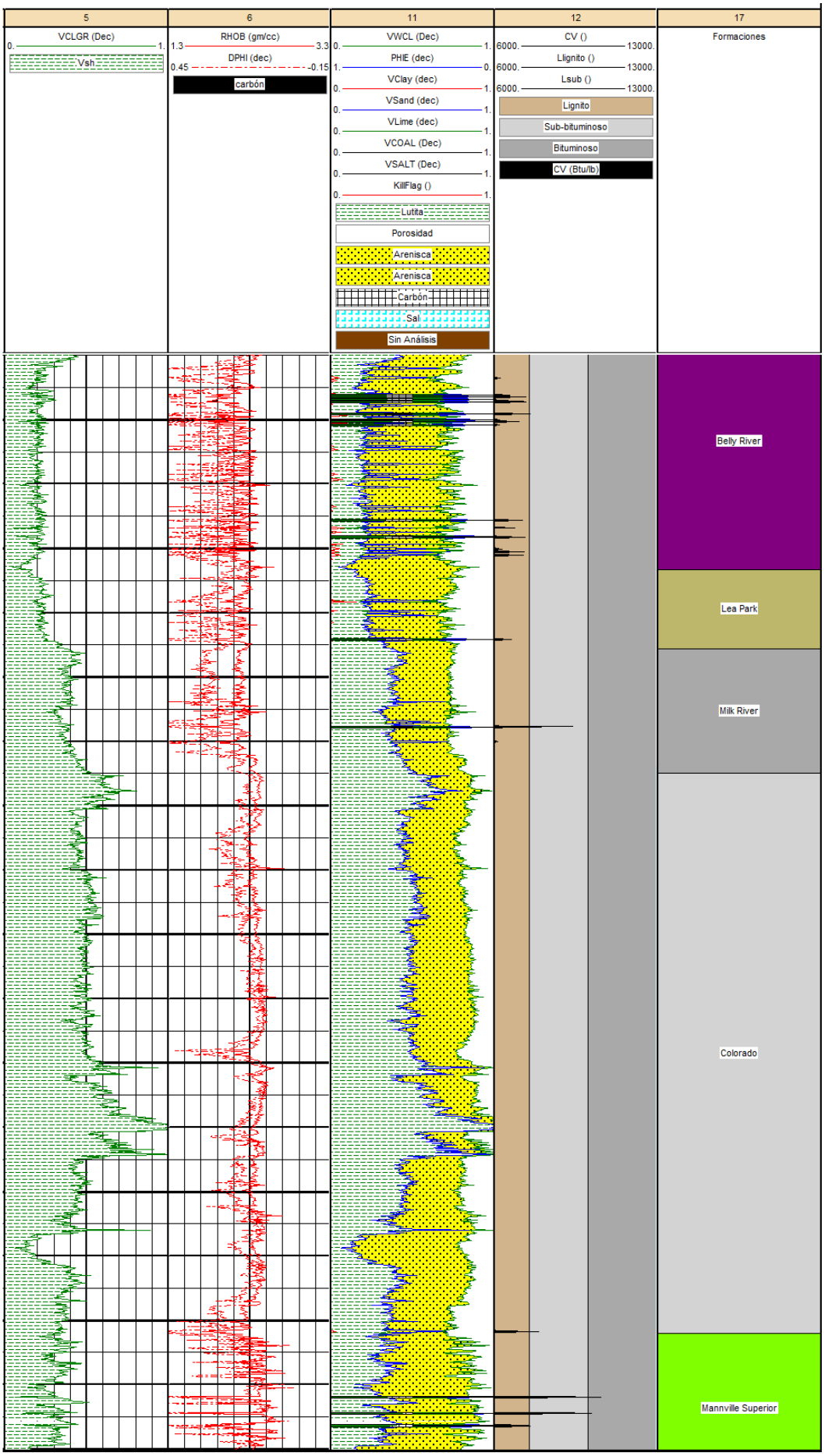

5
VCLGR (Dec)
0.
1.
Vsh
6
RHOB (gm/cc)
1.3
3.3
DPHI (dec)
0.45
-0.15
carbón
11
VWCL (Dec)
PHIE (dec)
VClay (dec)
VSand (dec)
VLime (dec)
VCOAL (Dec)
VSALT (Dec)
KillFlag ()
Lutita
Porosidad
Arenisca
Arenisca
Carbón
Sal
Sin Análisis
12
CV ()
6000.
13000.
Llignito ()
Lsub ()
Lignito
Sub-bituminoso
Bituminoso
CV (Btu/lb)
17
Formaciones
Belly River
Lea Park
Milk River
Colorado
Mannville Superior

Figura 6.5.2.3.- Comportamiento de la curva VCLGR en el Pozo 1.
A pesar de haber más de 200 Km de separación entre los dos pozos, y un decremento considerable en el espesor de las Formaciones, en este pozo se puede ver la misma tendencia en la curva de VCLGR de la Formación Belly River a la Formación Mannville, en particular en el Grupo Colorado y la Formación Lea Park, incluso presentando los mismos picos en zonas similares; esto comprueba que las formaciones en las planicies tienen una buena continuidad y la estructura de la cuenca es relativamente simple.
Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

Octavo Carril (Pozo 1)

Observando el indicador de calidad del agujero en este carril se infirió que a pesar de existir ciertos derrumbes en las zonas de carbón, estos fueron mínimos y en las zonas de Belly River y Mannville se tienen agujeros con un diámetro si no constante, cercano al diámetro de la barrena, los mayores derrumbes se presentan en donde existen cambios en la litología predominante y en secuencias gradacionales como en el caso de las Formaciones Lea Park y Milk River.

En el Pozo 1 se tuvo una mejor consistencia de la aparición del efecto de gas en las zonas de carbón ya que este efecto se presenta de forma casi exclusiva en estos intervalos, lo cual confirma la hipótesis de que en esta cuenca se tiene de forma general que las zonas de carbón tienen un bajo contenido de agua libre, lo cual se puede comprobar en el carril anterior viendo la curva PHI2 y el sombreado de Swf.

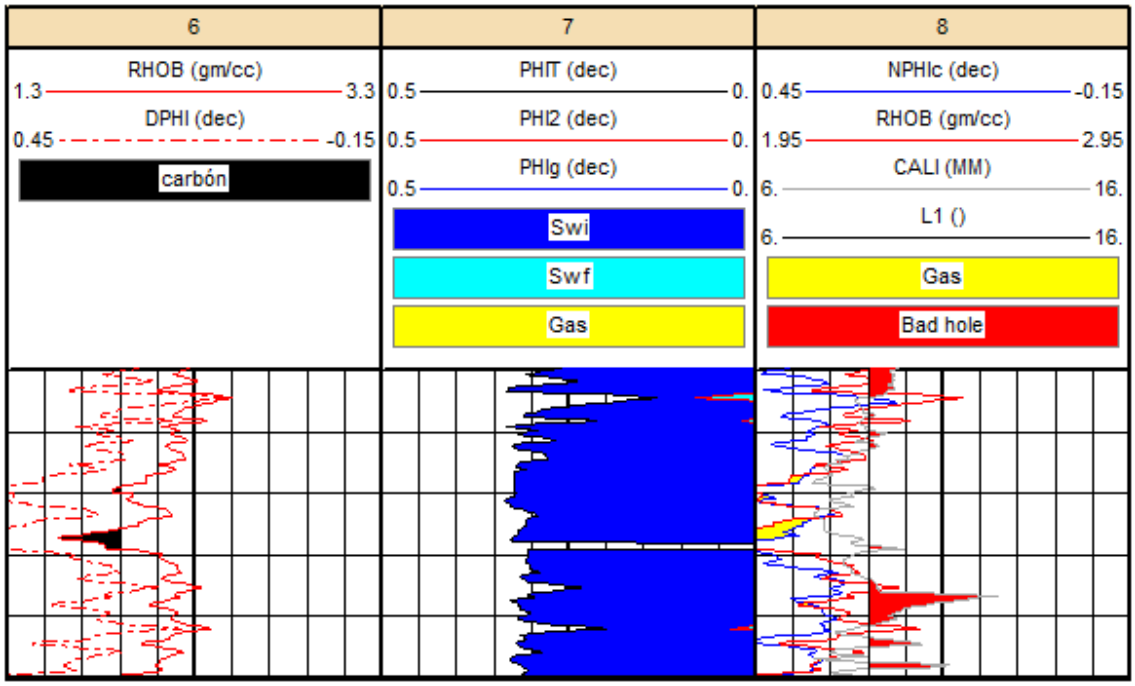


Figura 6.5.2.4.- Efecto de gas y derrumbes en capas de carbón del Pozo 1
En donde se tuvieron capas de carbón identificadas en el Registro de Densidad (sexto carril), se tuvieron respuestas bajas y nulas de la porosidad total, sin embargo el efecto de gas se presentó casi exclusiva en capas carbón. Asimismo, se sigue observando una cierta tendencia a haber aumentos en el diámetro del pozo en estas zonas, pero no aumenta demasiado en las principales zonas de carbón que cruza el Pozo 1, por lo que se cree se

tienen curvas de buena calidad en estos intervalos. *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

Noveno Carril (Pozo 1)

En el Pozo la estimación de la porosidad de las diaclasas fue más consistente por lo que no fue necesario seleccionar previamente las capas de carbón que se utilizarían para observar la tendencia de este tipo de porosidad. Tenemos que en la zona de carbón del Grupo Belly River se tienen valores de CletaPHI de 0.28, en esta zona se tomará como referencia una capa de carbón a 267 m, la consistencia de los valores de CleatPHI en la zona Belly River es grande y continúa hasta la base de este grupo. En capas de carbón únicas dentro de las Formaciones Lea Park y Milk River este valor baja muy poco y se tiene una porosidad en diaclasas de 0.26 de acuerdo al filón de carbón que se tomó como referencia a aproximadamente 540 m.

Finalmente en la zona de carbón de Mannville Superior se tienen un rango de porosidad en diaclasas de 0.12 a 0.20 pero predominan las capas con permeabilidad en diaclasas de 0.18, por lo que este valor se tomó como referencia a una profundidad aproximada de 1085 m. Los valores de porosidad en diaclasas son bastante cercanos para las mismas zonas en el Pozo 2 lo cual es de esperarse (**Figura 6.5.2.5**), como se vio en capítulos anteriores, la porosidad en las diaclasas es producto del número, separación y distribución de las diaclasas, a su vez el aumento en el número de diaclasas está en función principalmente del grado de madurez térmica y por lo consiguiente rango del carbón, así como de los esfuerzos compresivos a los que está sujeto.

Parece ser que en este caso al encontrarse el Pozo 1 en una zona donde el rango del carbón es ligeramente menor (al estar más lejano al pie de la cordillera donde las capas de carbón tienen mayor profundidad y están sujetas a esfuerzos compresivos mayores por la deformación), el número de diaclasas es menor, pero esto puede estar compensado por menores esfuerzos compresivos en las capas de carbón del Pozo 1.

Sin embargo no se deben descartar otros factores como las diferentes profundidades a las que se encuentran las mismas zonas en este pozo, y principalmente los bajos valores de resistividad que se presentaron en este pozo, principalmente de la curva de profundidad media ILM y la incertidumbre en Rmf al no haber datos disponibles de la resistividad del lodo ni se temperatura en el Pozo 1; es por esto que se asume que la porosidad en diaclasas obtenida del Pozo 2 es más confiable ya que se contaba con toda esta información y las 3 curvas de Resistividad a diferentes profundidades de investigación.

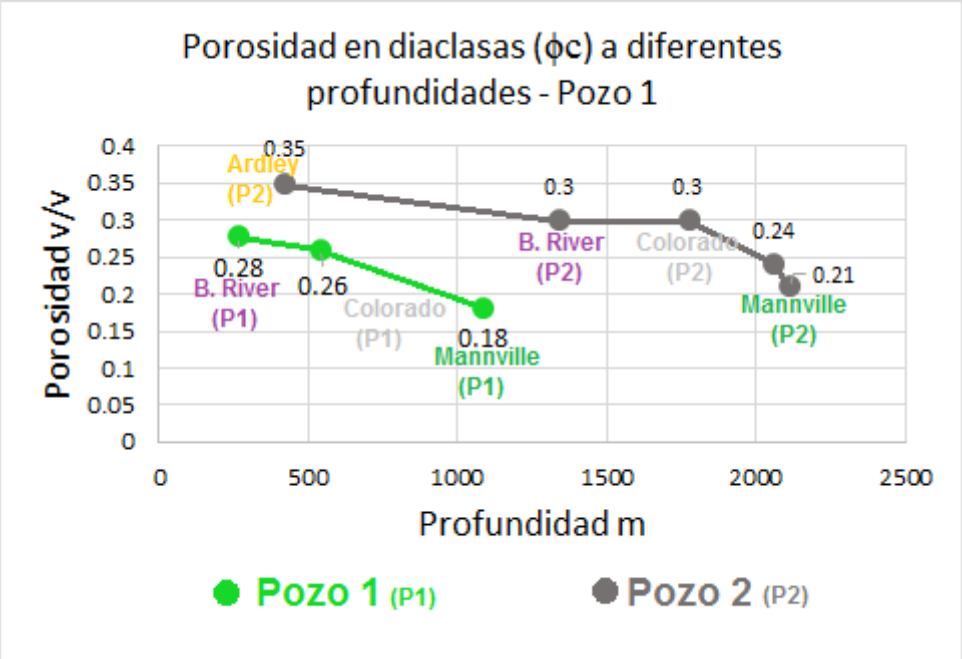


Figura 6.5.2.5.- Porosidad de las diaclasas en las zonas de carbón del Pozo 1 en comparación con sus homólogas en el Pozo 2.
Podemos observar que para las dos zonas de carbón que cruza el Pozo 1 – P1 (Belly River y Mannville) se tienen valores muy cercanos de porosidad en diaclasas con las mismas zonas en el Pozo 2 – P2 (curva gris) a pesar de encontrarse a diferentes profundidades y a más de 200 Km de distancia en las planicies.
Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.

Décimo Carril (Pozo 1)

Para calcular la permeabilidad de las diaclasas se volvió a emplear un valor de separación de las diaclasas promedio de a = 20 mm de acuerdo a la literatura. En este pozo la permeabilidad de las diaclasas Kcleat fue considerablemente menor a las respectivas zonas equivalentes en el Pozo 2. Debido a que se está asumiendo que los valores de porosidad y por consiguiente de permeabilidad en diaclasas del Pozo 2 son confiables y se están tomando como referencia, lo que se cree que influye en mayor medida en el cálculo de la permeabilidad en este caso es la separación de las diaclasas, solamente en la zona de carbón de Mannville la diferencia de permeabilidad es mínima pero ésta sigue siendo menor. Si se calcula la permeabilidad de las diaclasas usando un valor de 50 mm en vez de 20 mm en la separación de las diaclasas, el resultado en el cálculo de la permeabilidad es más cercano a los valores del Pozo 2 en las mismas zonas (**Figura 6.5.2.6**). No obstante, no se puede descartar la posibilidad de que en realidad si exista una disminución marcada en la permeabilidad en las capas de carbón en la región del Pozo 1, o que simplemente se trate de un error provocado por la falta de información de resistividad somera y del lodo de perforación, por lo que mayor información sobre la distribución de la porosidad y la permeabilidad de las diaclasas en la cuenca es necesaria.

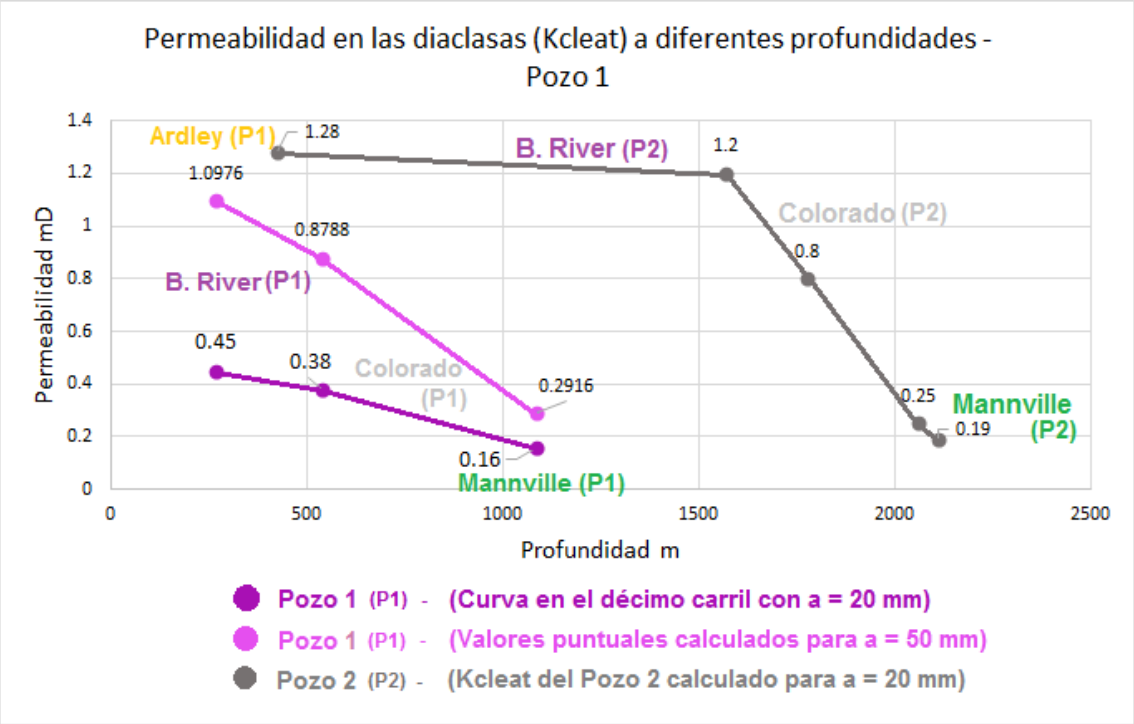


Figura 6.5.2.6.- Comparativo de la permeabilidad en las diaclasas calculada del Pozo 1 con respecto al Pozo 2.

Se han tomado puntos cercanos a los que se tomó como referencia para el cálculo de la porosidad en diaclasas en el Pozo 1, la curva de permeabilidad en diaclasas para el Pozo 1 fue calculada con un valor de separación de las diaclasas de 20 mm (curva morada), usando este valor podemos ver que los valores de permeabilidad de la zona Belly River son menores a su homólogo en el Pozo 2 (curva gris), en la zona de carbón de Mannville se tuvieron valores cercanos. Si consideramos que los valores de permeabilidad calculados en el Pozo 2 son más confiables debido a que en este pozo se contó con mayor información y tomando en cuenta que los valores de porosidad en ambos pozos fueron parecidos, el único factor que puede estar afectando al cálculo correcto de la permeabilidad en el Pozo 1 sería la separación de las diaclasas asumida. Si se calcula de forma puntual para las 3 capas seleccionadas como referencia la permeabilidad, pero ahora con un valor de separación de las diaclasas de 50 mm (curva rosa), vemos que los valores de permeabilidad de las diaclasas en el Pozo 1 se aproximan a los valores obtenidos en sus zonas correspondientes en el Pozo 2. Sin embargo no se deben descartar los otros factores discutidos previamente que podrían afectar la permeabilidad, ya que esta es una función compleja donde entran en juego múltiples factores en yacimientos de CBM. *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

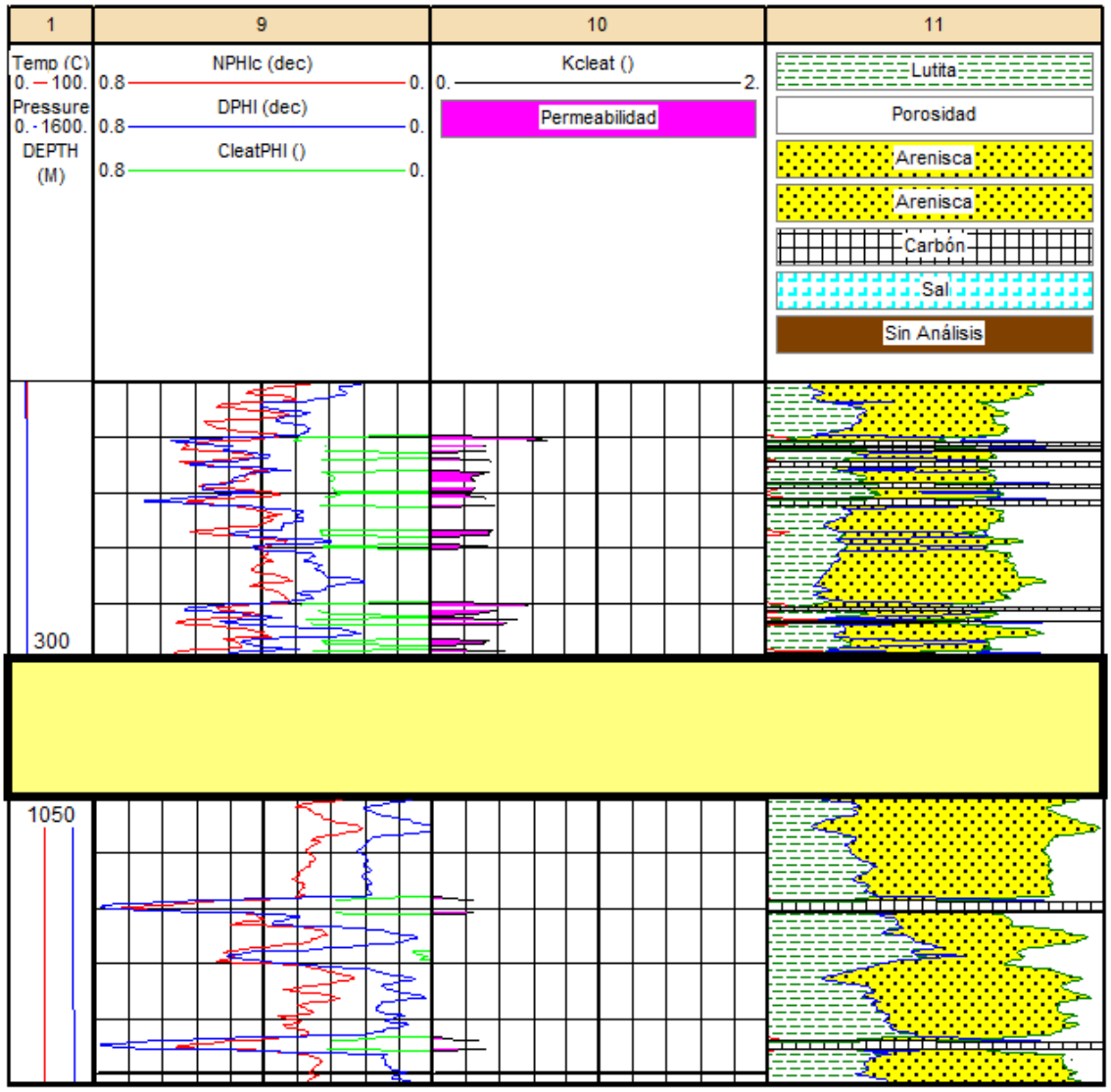


Figura 6.5.2.7.- Porosidad y Permeabilidad de las diaclasas del Pozo 1.

En este pozo se tuvo un comportamiento más estable y continuo en estas dos curvas y se pudo observar claramente una tendencia de ambas a disminuir con la profundidad. En esta figura se tiene que para la primera zona que corresponde a la zona de carbón del Grupo Belly River se tienen valores de porosidad de 0.3 v/v (noveno carril) y una permeabilidad en diaclasas de 0.5 mD (décimo carril) aproximadamente. En la zona de carbón de Mannville estos valores disminuyen y se tienen porosidades de 0.2 v/v y una permeabilidad en diaclasas de 0.15 mD aproximadamente. *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

Onceavo Carril (Pozo 1)

En el modelo litológico obtenido mediante un análisis de porosidad en el Pozo 1 se tiene la misma tendencia y proporciones litológicas en las mismas zonas, la única diferencia fue un mayor contenido de arcilla, como se vio en el quinto carril de este pozo, y una mayor porosidad que era de esperarse y se ve reflejado en las curvas NPHI y DPHI, y que ha sido discutido anteriormente. Esta información ha sido utilizada nuevamente para la corroborar la ubicación a profundidad de las zonas y su contenido litológico en conjunto con el análisis de clusters.

Doceavo Carril (Pozo 1)

La estimación del Poder Calorífico en este pozo nos indica el predominio de carbones sub-bituminosos en la zona de carbón del Grupo Belly River, hay una pequeña presencia de lignitos entre 270 y 300 m, así como cerca de la base de este grupo. También se pudo detectar una capa discreta de carbón sub-bituminoso en la Formación Milk River que apareció solamente en este pozo, y a diferencia del Pozo 2 no se tuvo presencia de capas de carbón en el Grupo Colorado. Para la zona de Mannville Superior el rango va del límite entre sub-bituminosos a bituminosos de volatilidad alta y se cree que la mayoría del carbón en esta zona es sub-bituminoso de volatilidad alta C.

Treceavo Carril

En este pozo el análisis de clusters se usó para corroborar la interpretación realizada en los carriles anteriores (**Figura 6.5.2.8**), en este pozo en general se pudieron identificar y delimitar con mayor facilidad las capas de carbón, por lo que no fue necesario hacer el comparativo entre carbón, carbón arcilloso y arcilla carbonosa. En este pozo y mediante gráficos cruzados se identificaron dos grandes grupos en el cual el primero (carbón 1) se cree es el carbón más puro en esta zona de la cuenca y el marcado como carbón 2, es carbón con diferentes proporciones de material mineral. El resto de los clusters agrupan areniscas, arcilla y litologías con diferentes proporciones de ambas.

Catorceavo Carril

En este carril se obtuvieron las fracciones de masa de los 4 componentes principales del carbón utilizando las ecuaciones de correlación obtenidas mediante los datos de Análisis Próximo de la AGS/AER tal cual como en el Pozo 2, en este caso si se empleó un discriminador por lo que este cálculo solo se realizó en intervalos donde la densidad es menor a 1.9 g/cc y en el resto de los casos las curvas se igualaron a cero para evitar el ruido de los intervalos de arcilla con poco material orgánico. Para capas de carbón someras del Grupo Belly River se tiene un W_{CF} que va de 0.25 a 0.35, $W_{MINERAL}$ DE 0.5 a 0.6 y W_{HUM} de 0.05 a 0.1; para la zona de Mannville Superior se tiene un aumento en W_{CF} cuyos valores oscilan entre 0.45 y 0.55, $W_{MINERAL}$ de 0.35 a 0.45 y W_{HUM} de 0.7. De nuevo W_{VOL} se considera despreciable al tener una densidad extremadamente pequeña y los intervalos de mejor calidad en ambas zonas cuentan con el valor máximo observado de W_{CF} en la zona dada.

Quinceavo Carril (Pozo 1)

Para el cálculo del contenido de gas en el Pozo 1, solamente se ha utilizado la ecuación de Mavor, ya que la ecuación de Mullen tiende a dar valores muy grandes e irreales para esta ubicación en la cuenca. En la zona de carbón del Grupo Belly River se tiene un rango de variación de contenido de gas de 120 a 210 scf/ton, pero se tomó como valor representativo un promedio de todas las capas el cual dio como resultado 125 scf/ton. Una capa discreta en la Formación Milk River da un valor de contenido de gas de 210 scf/ton, mientras que para la zona de carbón de la Formación Mannville superior el contenido de gas oscila entre 211 y 380 scf/ton, y para esta zona se tomará el valor de 275 scf/ton.

La Isoterma de Langmuir calculada para el Pozo 1 se despliega junto con el contenido de gas de las diferentes capas; como en el Pozo 2, todas las capas de carbón se encuentran

sub-saturadas. Sin embargo, en la zona de carbón de Mannville se tiene una Saturación de gas considerable y se puede decir que casi se considerarían capas saturadas, ya que en las capas aledañas a los 1,070 m se tienen saturaciones de gas entre los 340 y los 380 scf/ton, y en estos mismos puntos la Isoterma de Langmuir indica un contenido de gas saturado de 400 scf/ton.

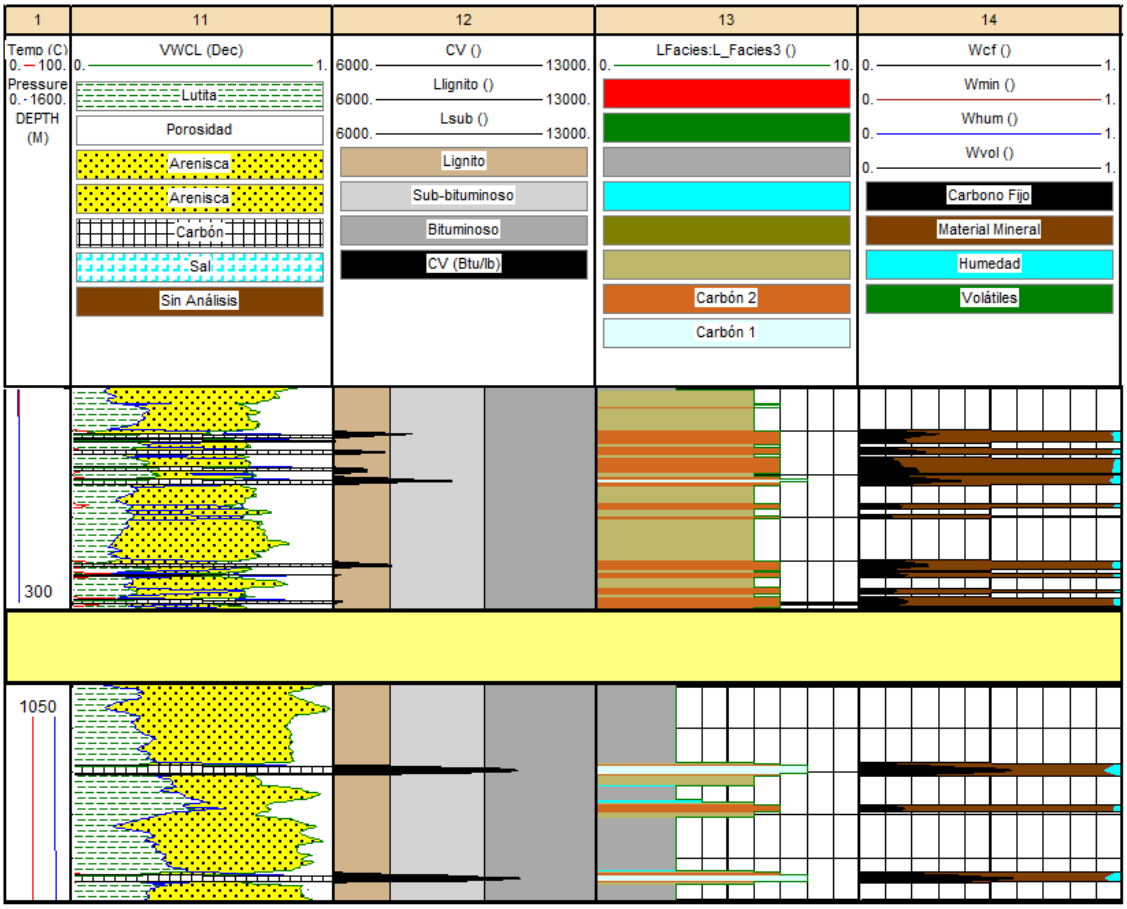


Figura 6.5.2.8.- Análisis de clusters y cálculo de fracciones de masa de los componentes del carbón en el Pozo 1.

En la figura se comparan los resultados en una sección de las zonas de carbón del Grupo Belly River (sección superior) con la zona de carbón de Mannville (sección inferior). En el análisis de clusters se identificaron dos grupos de clusters en donde se tiene el carbón más puro del Pozo 1 (carbón 1) y donde se tienen un carbón arcilloso y/o arcilla carbonosa (carbón 2), esto se ve reflejado en el modelo litológico y en los valores calculados de Poder Calorífico. En el Pozo 1 no se tuvieron tantas capas de carbón con altos volúmenes de materiales minerales, pero aun así este análisis fue de utilidad para la rápida identificación de las capas de carbón de buena calidad a la hora del cálculo del Espesor Neto de carbón por zona. *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

Dieciseisavo Carril (Pozo 1)

Como se mencionó en el carril anterior las mayores saturaciones de gas se presentan en las capas de carbón entre 1,050 y 1,100 m de profundidad en la zona de carbón de Mannville Superior, en donde la Saturación de gas es de casi el 90%, en la zona del Grupo Belly River la saturación promedio es del 40% con el modelo calibrado para la cuenca de

San Juan de Mavor. Debe de quedar claro que para que se tengan valores precisos de contenido de gas en una localización dada, es necesario la medición directa del contenido de gas en ese mismo lugar mediante pruebas de desorción de muestras de núcleo.

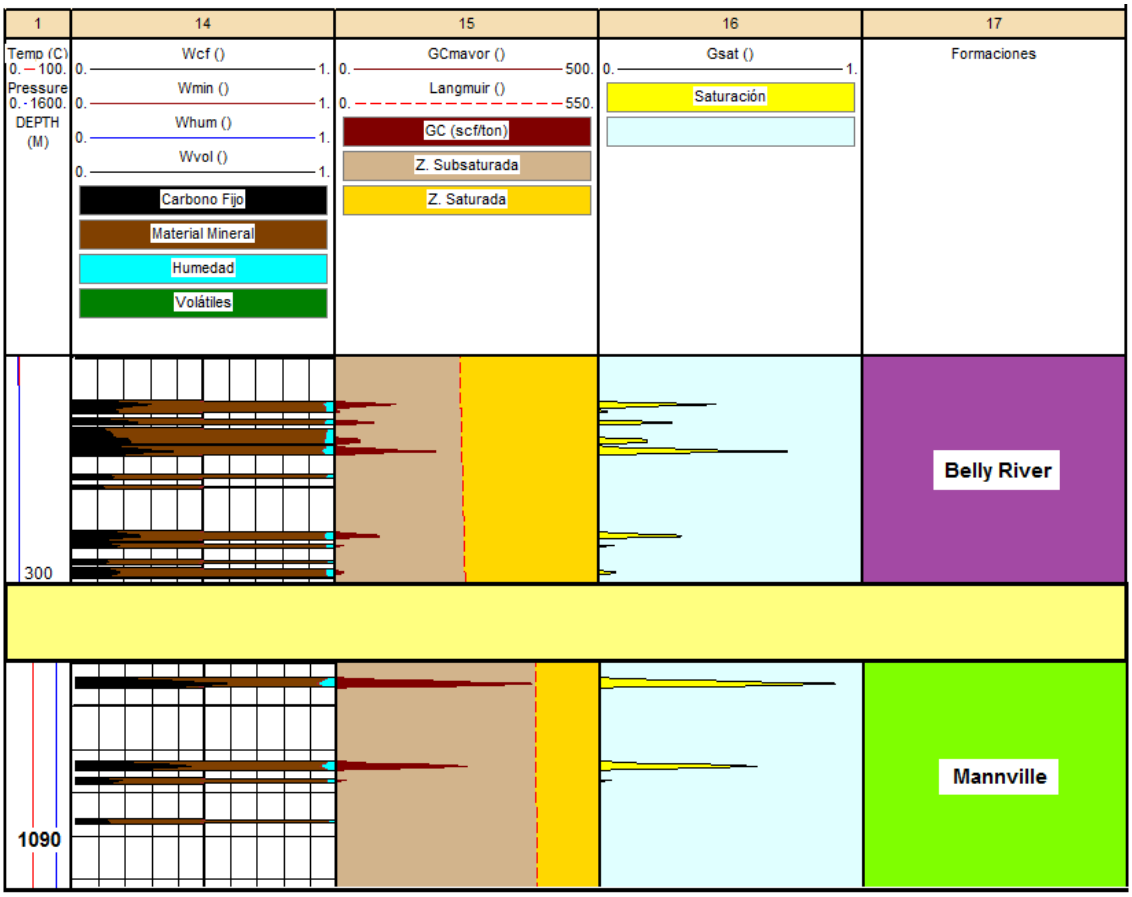


Figura 6.5.2.9.- Contenido de gas y Saturación en las zonas de carbón del Grupo Belly River y Mannville en el Pozo 1.
En la figura se toman dos zonas representativas y de las cuales se tomó un valor promedio de Contenido de gas de 125 scf/ton (Grupo Belly River), y de 275 scf/ton (Formación Mannville Superior). Las Saturaciones de gas para las zonas de carbón del Grupo Belly River son de aproximadamente el 40% (0.4 v/v), mientras que en la zona de carbón de Mannville se llegan a tener Saturaciones de más del 90% (0.9 v/v). *Fuente: Generado en Interactive Petrophysics.*

Diecisieteavo Carril (Pozo 1)
De la misma forma que para el Pozo 2 y apoyándose de la misma información se logró delimitar las principales zonas de interés a profundidad, y que fueron cruzadas por el Pozo 1, la profundidad de las cimas y las bases de estas formaciones es la siguiente:

Grupo o Formación	Cima (m)	Base (m)
Cretácico tardío restante	175	216
Grupo Belly River	216	416
Formación Lea Park	416	480
Formación Milk River	480	575
Grupo Colorado	575	1010
Mannville	1010	1130

En el Pozo 2 no se cruzaron, o bien se cruzaron espesores mínimos y despreciables de las Formaciones Scollard y Horseshoe Canyon.

Cálculo de Gas en Sitio en el Pozo 1

Al tenerse definidas las zonas de carbón de principal interés de las Planicies de Alberta en el Pozo 1, se procedió al cálculo del Espesor Neto en cada una de estas zonas de carbón. Para este fin se utilizó un criterio de delimitación en donde se tomó como límite de las capas los puntos de inflexión de la región sombreada por debajo de 1.9 g/cc en la curva de Densidad, en el intervalo donde la curva de Densidad no era de buena calidad se tomó como referencia el análisis de clusters. Se tuvo sumo cuidado al considerar las capas que se tomarían en cuenta para el cálculo del Espesor neto, solo se tomaron capas con un espesor mayor a 2 m, con fracciones de masa de Carbono fijo mayores de 0.3 y con un contenido de gas significativo de su zona, además se utilizó la información del resto de las curvas y del análisis de clusters como apoyo en caso de que solo cumplieran una de las condiciones.

La distribución de Espesores netos para las diferentes zonas del Pozo 1 fue la siguiente:

Formación o Zona	Espesor Neto (m)
Grupo Belly River	5.1
Formación Lea Park	0.2
Formación Milk River	1.0
Grupo Colorado	0.9
Formación Mannville Superior	3.0

Los espesores netos se dividirán en las zonas de carbón del Cretácico Tardío – Terciario y la zona de carbón de Mannville Superior del Cretácico Inferior debido a las diferencias en contenido de gas, en la primera sección se utilizará un contenido de gas promedio de 125 scf/ton, mientras que para la sección de Mannville un valor de 275 scf/ton.

Como en el Pozo 2, para el Pozo 1 el Gas en Sitio se dejará en unidades de MCF/ton modificando la **Ecuación 5.3.14** de la siguiente forma: GIP = 2.6 * Densidad * Espesor Neto * Gc (MCF/sección).

Por lo tanto para las zonas de carbón del Cretácico Tardío – Terciario en el Pozo 1 tenemos un espesor neto de 7.2 m, en este intervalo se tuvo una densidad promedio de 1.5 g/cc, y como se dijo se utilizó un valor de Contenido de Gas promedio de 125 scf/ton; el Gas en Sitio para este intervalo en el Pozo 2 es el siguiente:

GIP = 2.6 * 1.5 g/cc * 7.2 m * 125 scf/ton = 3,510.0 MCF/sección = 3.5 BCF/sección.

Por otro lado, para la zona de carbón de Mannville Superior en el Pozo 1 se tuvo un espesor total de 3 m, una densidad promedio de 1.45 g/cc y un Contenido de gas promedio de 270 scf/ton. El Gas en sitio para la zona de carbón de Mannville en el Pozo 2 es el siguiente:

GIP = 2.6 * 1.45 g/cc * 3.0 m * 275 scf/ton = 3,110.25 MCF/sección = 3.1 BCF/sección.

Estos resultados se compararon con información de GIPs de la AGS/AGR (Berhane, 2009b) de las diferentes zonas de carbón en conjunto sobre la ubicación del Pozo 2.

Pozo 1				
Ubicación Cronoestratigráfica	Grupo o Formación	Zona de carbón	GIP conocido - AER/AGS (BCF/sec)	GIP calculado (BCF/sec)
Cretácico Superior/ Terciario	F. Scollard	Ardley	//	//
	G. Horseshoe Canyon	C-Thompson	//	//
		Drumheller	//	//
	F. Belly River	Lethbridge	0.2	//
		Taber	0.5	//
		Mckay	0.5	//
		Total	1.7 BCF/sec	3.5 BCF/sec
Cretácico Inferior	G. Mannville	Mannville Sup.	2 a 4 BCF/sec	//
		Total	2 a 4 BCF/sec	3.1 BCF/sec

El GIP previamente determinado para las zonas del carbón del Cretácico Superior – Terciario para la ubicación del Pozo 1 es aproximadamente de 1.7 BCF/sección y el obtenido en este trabajo fue de 3.5 BCF/sección, teniendo una diferencia de 1.8 BCF/sección. Mientras que el GIP previamente determinado para la zona de carbón de Mannville para la ubicación del Pozo 1 es aproximadamente de 2 a 4 BCF/sección y el obtenido en este trabajo fue de 3.1 BCF/sección, teniendo una diferencia de 0.1 BCF/sección si se toma como referencia un valor de 3 BCF/sec.

VII – Conclusiones, Recomendaciones y Comentarios Finales.

Después de la localización y delimitación de un yacimiento de carbón, su evaluación primaria para caracterización consiste en determinar: volúmenes de material mineral, carbono fijo, grado (cenizas, la humedad, los sulfuros y el contenido mineral), rango, contenido maceral, estimaciones de porosidad y permeabilidad de las diaclasas, contenido de gas, gas en sitio, e isoterma de Langmuir.

Uno de los parámetros más importantes para la determinación de los niveles de producción de los proyectos de CBM es la permeabilidad del carbón, la cual está dada por las diaclasas (fracturas naturales) presentes en éste. El gas adsorbido se encuentra en poros de nanómetros (cuerpo de 2nm y gargantas de 0.8nm).

La extracción de gas metano de las capas, conviene que sea previo a la explotación del carbón o en estratos que no es posible explotar en la actualidad por la profundidad o la ubicación geológica en la que se encuentran.

Los yacimientos de carbón a grandes profundidades son candidatos para la recuperación mejorada de gas metano y secuestro de CO_2 (CCS), contribuyendo a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, mientras se optimiza la producción de esas capas de carbón.

En la mayoría de los yacimientos de carbón es necesario recurrir al fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad del carbón.

Los yacimientos de CBM que son considerados como rentables son aquellos que tienen una permeabilidad mayor a 1 mD en la mayoría de los casos, este es el mínimo requerimiento previo al fracturamiento hidráulico del yacimiento, de modo que las diaclasas puedan conectarse y aumenten de forma importante los niveles de producción.

El carbón puede tener hasta 1,000 pies cúbicos de metano por tonelada de carbón.

En la actualidad no existe ningún proyecto de CBM en México. No se debe confundir con proyectos de captura de CMM (*Coal Mine Methane*, se refiere al gas recuperado de las minas activas de carbón). El país tiene un potencial de 249 mil millones de metros cúbicos, equivalente a 8,793 billones de pies cúbicos.

Desgraciadamente los Registros Geofísicos de Pozos por sí solos no son suficientes para determinar los volúmenes de gas en los yacimientos de carbón. No obstante resultan muy útiles para identificar las capas de carbón y estimar su contenido de volátiles y propiedades físicas, para un estudio a detalle es necesario calibrarlos con análisis de núcleo en laboratorio (pruebas de degasificación).

La respuesta de los Registros Geofísicos de Pozos en capas de carbón es la siguiente:

1) En el registro de Temperatura, los carbones bituminosos y lignitos tienen una conductividad térmica bastante baja (0.1 a 0.5 W/m.K), en contraste con litologías con alta conductividad térmica como las areniscas y la sal que tienen valores de conductividad entre 1.2 y 6 W/m.K.
2) En el registro Caliper y las Imágenes de Pozo, la dirección del esfuerzo horizontal máximo (se crean fracturas hidráulicas inducidas por la actividad de perforación),

en esta dirección se encuentran direccionadas las diaclasas frontales; de forma perpendicular a esta dirección, se crean ovalizaciones (*break out*) en el pozo en la dirección que corresponde al esfuerzo horizontal mínimo, en esta dirección están dispuestas las diaclasas laterales para la mayoría de los yacimientos de carbón.

3) El registro de Rayos Gamma Naturales, en general da valores bajos de radiactividad.
4) El registro de Potencial Natural, da valores negativos de voltaje y permite evaluar el grado de permeabilidad del carbón.
5) En los registros de Resistividad, las capas de carbón presentan una resistividad alta (que sólo baja si el agua de formación es salada) y la separación de las curvas a diferente profundidad de investigación, especialmente en el registro Microlog, permite conocer la cantidad y tamaño de diaclasas aproximadas en un intervalo y posteriormente estimar la permeabilidad.
6) El registro Sónico, en carbón tiene valores inusualmente altos de tiempo de tránsito (de los 100 a los 160 μs/ft), presenta un alto coeficiente de Poisson y un bajo Módulo de Young. Su gradiente de fractura también es mayor al de la litología que lo rodea, lo cual evita la propagación de las fracturas. El carbón se encuentran bajo una compresión mayor a las rocas adyacentes, lo cual impide la extensión de las fracturas en éste, por lo que en ocasiones es necesario recurrir a otros métodos de fracturamiento.
7) El registro Sónico Dipolar, permite determinar la anisotropía, las ondas de cizalla (S) tendrán un menor tiempo de tránsito al viajar en dirección del máximo esfuerzo horizontal que corresponde a la dirección de las diaclasas frontales, y tendrán un tiempo de tránsito mayor al viajar en dirección del mínimo esfuerzo horizontal (en dirección perpendicular) respecto a las diaclasas laterales.
8) En el Registro de Densidad, el carbón es una de las litologías que tiene los valores más bajos de densidad, de 1.2 a 1.8 g/cc. La curva de Factor Fotoeléctrico (Pe ó PEF) da valores muy bajos que se encuentran por debajo de 1.0 barns/electrón.
9) En el Registro de Neutrones, en general los valores de porosidad serán altos. La curva se juntará a la de porosidad densidad en carbones saturados de agua en las diaclasas ó puede cruzarse por efecto de gas en carbones que producen poca agua.
10) En las Imágenes de Pozo, se puede verificar la disposición de las capas de carbón por tener una resistividad muy alta (color blanco).

El uso de los Registros Geofísicos de Pozos para la caracterización y evaluación de los yacimientos de metano asociados a carbón (CBM) es de gran utilidad. Cuando se estiman estos parámetros con múltiples RGP realizados en varios pozos en la zona de estudio, se pueden realizar mapas de contornos y modelos 3D con los datos obtenidos en estos cálculos, para determinar la mejor zona para producir gas y desarrollar un proyecto de explotación de CBM.

Mediante el uso y desarrollo de nuevas tecnologías en los RGP como lo son los Registros de Imágenes, Registros de NMR y Registros Geoquímicos se han ido desarrollando metodologías que evitan el uso de correlaciones empíricas, en donde se hacen muchas suposiciones para la evaluación de los yacimientos de CBM, ya que mediante el uso de estos Registros modernos se pueden obtener de forma directa parámetros importantes como lo son la porosidad, permeabilidad, presión de yacimiento, porcentaje elemental y contenido mineralógico, saturación y contenido de gas, todo esto sin la necesidad de mediciones de laboratorio.

Es probable que con registros geofísicos de pozos de nuevas tecnologías como la dispersión dieléctrica multifrecuencia, se puedan evaluar los volúmenes de gas *in situ*.

La cantidad del agua producida, su disposición y el tiempo dependen directamente del yacimiento y del número de pozos que se tengan, por lo que el costo puede aumentar demasiado en un proyecto de CBM y es importante tomar en cuenta este factor al planear un proyecto y ver si es rentable.

En este trabajo se han explicado a detalle los conceptos básicos del carbón, su origen, propiedades físicas y químicas, así como el mecanismo de generación de gas metano (CBM); también se han tratado las metodologías usadas en la actualidad para la evaluación de formaciones con potencial de explotación de CBM con particular énfasis en el uso de Registros Geofísicos de Pozos y otros métodos Petrofísicos para la determinación de parámetros especialmente importantes como: la porosidad y permeabilidad de las diaclasas, volumen de los principales componentes del carbón, potencial de producción, volumen y presión de Langmuir; todo esto para para el cálculo de volúmenes de gas en adsorción y Gas en Sitio el cual fue el objetivo principal de este trabajo y el cual se ha logrado satisfactoriamente.

Los datos con los que se contó para cumplir este objetivo fueron los mínimos recomendados, ya que solamente se contó con un combo básico de RGP, así como información de Análisis Próximos, geometría y distribución espacial de las zonas de carbón, valores de %Ro, contenido de gas de pruebas de desorción y Gas en sitio como referencia de las Planicies de Alberta.

No obstante, lo ideal sería contar con información adicional para tener certeza de la veracidad de los valores de contenido de gas obtenidos y por último del contenido de gas en sitio; la información adicional requerida, así como otros puntos a resaltar se discuten a continuación.

En primer instancia, es fundamental contar con un número considerable de Análisis de muestras de núcleo para diferentes pozos de la cuenca o zona de estudio, es a su vez muy importante que entre estos datos se cuente con los volúmenes de Carbono Fijo, Material Mineral, Humedad y Volátiles, y que se cuente con la Densidad y el Contenido de Gas medido directamente y todo esto para la misma muestra de núcleo. En este trabajo solo se contó con los volúmenes de los componentes obtenidos en el Análisis Próximo, pero de las muestras donde se obtuvieron no se contaba con un valor de Densidad ni de Contenido de Gas por lo que se tuvieron que estimar teóricamente y basarse en modelos de otras cuencas.

En el caso de la correlación entre la Densidad y la fracción de volumen de material mineral ($V_{MINERAL}$), si bien es cierto que se ha reportado un comportamiento lineal en casi todas las cuencas, puede que los extremos de dicha correlación no correspondan con los valores de densidad teóricos, o como en el caso de este trabajo donde se asumió que para un volumen nulo de volumen de material mineral se tendría una densidad de carbón puro, y para el extremo opuesto donde se tiene un volumen de material mineral del 100% se tendría la densidad de la litología más común en el pozo como la arenisca o la lutita. A pesar de ser la relación teórica que debería existir entre el volumen de material mineral y la densidad, existen múltiples factores que hacen que la correlación se aleje del modelo teórico. Es de fundamental importancia contar con estos datos para calibrar el Registro

de Densidad y tener la certeza que el volumen de material mineral calculado para las diferentes capas de carbón detectadas en el Registro sea lo más cercano a la realidad, ya que de este volumen se estimarán los otros tres componentes principales del Análisis Próximo.

Por lo consiguiente en este trabajo solamente se puede tener la certeza de que la relación entre el volumen de Material Mineral con los volúmenes de Carbono Fijo, Humedad y Volátiles es correcto y que esta calibrado para esta cuenca. No fue este el caso de la Densidad con el volumen de Material Mineral aunque se espera que esta relación sea muy cercana a la que se asumió teóricamente. Esta información fue muy valiosa ya que si se hubieran seguido utilizando correlaciones de otra cuenca, se hubiera tenido un error acumulado grande en el cálculo de los otros componentes restantes.

Con lo que respecta a la correlación entre la Densidad y el Contenido de Gas (Gc), sea quizás la mayor fuente de error en este trabajo, ya que se empleó la correlación realizada exclusivamente en muestras de núcleo de carbones de la cuenca de San Juan en NM (Mullen, 1988 y Mavor et al., 1994). A pesar de ser cuencas que se depositaron en condiciones, ubicación y durante el mismo periodo del tiempo geológico, éstas tienen características geológicas y geofísicas únicas. La heterogeneidad del carbón es impredecible en la mayoría de los casos, y la relación entre el Contenido de Gas y la Densidad no es perfectamente lineal, en esta correlación los datos tienen una dispersión mayor, por lo que es común calcular una curva de correlación de gas mínima, máxima y promedio (Mullen, 1988).

Es por ello que al utilizar el método empleado en este trabajo, es de máxima importancia contar con valores de Densidad y Contenido de Gas para las mismas muestras dentro de la misma cuenca, solo así se sabrá que el contenido de gas calculado es el más cercano, y mientras no se cuente con Registros de NMR o Geoquímicos no hay otra manera más confiable sino la de la calibración de los RGP con información medida directamente de muestras de núcleo.

En cualquier caso siempre es recomendable tener un gran volumen de datos de carbón para varios pozos distribuidos densamente en una zona de estudio, ente mayor sea el número de datos y su distribución, mejor será la caracterización de la cuenca y se podrán identificar anomalías y puntos de interés en ella. Poniendo como ejemplo el Sur de las Planicies de Alberta, existen zonas en especial al Este y Noreste en donde todo parecería indicar que el contenido de gas en las zonas de carbón de los alrededores no haría viable la explotación de gas, pero el gran número de información de cientos de pozos hizo posible identificar ciertas zonas aisladas donde el contenido de gas aumenta considerablemente, permitiendo así que se lleven estudios posteriores y que se aprovechen todos los recursos disponibles de la cuenca a futuro.

Otra fuente de error es la inconsistencia en las herramientas utilizadas en la toma de RGP para distintos pozos, así como la falta de algunas curvas y de datos en los archivos. Los pozos empleados en este trabajo difirieron bastante en todos estos factores pero a pesar de ello se logró correlacionarlos correctamente y asociar los parámetros petrofísicos y de evaluación de yacimientos de CBM obtenidos de ambos.

La gran cantidad de estudios geológicos y el gran detalle en la información sobre la distribución espacial de las principales zonas de carbón de las Planicies de Alberta fue de

gran ayuda, pero puede ser que no siempre se cuente con información tan buena y confiable, por lo que uno debe aprender a no depender de ella y dejar siempre abierta la posibilidad a la interpretación.

Un caso ideal para optimizar los resultados obtenidos en este trabajo sería:

El contar con un combo de Registros completo (SP, CALI, GR, ILM, ILD, MNOR, MINV, RHOB, NPHI, PEF, DT) donde los Registros fueron obtenidos con las mismas herramientas y en pozos con poca distancia entre ellos (< 10 Km), y de preferencia contar con un Registro de Imágenes para la correcta estimación de la distribución de las diaclasas, uno de NMR para un valor muy cercano de porosidad y permeabilidad, y un registro Geoquímico, para la determinación exacta de los componentes del carbón y de gas de ser posible.

Contar con un gran volumen de información de Análisis Próximo y Elemental, Densidad, Contenido de Gas, CV y %Ro, que hayan sido todos obtenidos para la misma muestra, para cada una de las muestras, y que provengan de diferentes pozos ampliamente distribuidos en la zona de estudio.

Finalmente, contar con información geológica como: secciones, mapas de contornos y de ser posible, modelos tridimensionales para calcular volúmenes de gas en sitio certeros para las diferentes formaciones y zonas de carbón.

Modelos tridimensionales de las zonas de carbón y otros parámetros puede ser generado con información de cimas y bases de las principales Formaciones en múltiples pozos, correlacionándolos por la similitud en las electrofacies de Registros de correlación como el GR y obtener así un modelo de la distribución heterogénea de las capas de carbón.

Los objetivos principales presentados al inicio de este trabajo se han cumplido satisfactoriamente, se ha comprobado que mediante el uso de un combo básico de RGP se pueden evaluar Yacimientos de Gas Metano Asociados a Capas de Carbón – Coalbed Methane (CBM). Siempre que se cuente con la información recomendada en los párrafos anteriores, se eliminará la necesidad de tener grandes volúmenes de información de muestras de núcleo en cada pozo para calibrar los RGP.

Un estudio similar puede ser aplicado a gran escala al contar con toda esta información adicional recomendada en cuencas poco estudiadas con respecto a su potencial de producción de CBM, como lo es el caso de la cuenca de Sabinas en Coahuila, y otras cuencas con zonas de carbón importantes alrededor del mundo.

El autor de este trabajo considera que es de suma importancia que Empresas, Instituciones Gubernamentales y Universidades en nuestro país, hagan disponible a los estudiantes y al público en general datos e información técnica en múltiples campos de las Geociencias, no solo para el desarrollo de trabajos escritos como este, sino para promover la investigación y el avance de nuevos métodos y tecnologías que beneficien al país, a la industria y a los estudiantes.

BIBLIOGRAFÍA:

- Aguilera, R. (1994). Formation Evaluation of Coalbed Methane Formations. Petroleum Society of Canada.

- Ahmed, U., Johnston, D. y Colson, L. (1991). An Advanced and Integrated Approach to Coal Formation Evaluation. Society of Petroleum Engineers.

- Alberta Geological Survey (2015a): Alberta Table of Formations; Alberta Energy Regulator. URL [http://www.aer.ca/documents/catalog/TOF.pdf]. [Último acceso: 25 de enero de 2016].

- Alberta Geological Survey (2015b): Coalbed Methane; Alberta Energy Regulator. URL [http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/index.html]. [Último acceso: 25 de enero de 2016].

- Alberta Geological Survey (2015c): Alberta Coal Occurrences and Potential Coalbed Methane Exploration Areas; Alberta Energy Regulator. URL [http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/coal_and_cbm_intro.html#coal_occurrences]. [Último acceso: 25 de enero de 2016].

- Alberta Geological Survey (2015d): Coal Maturation and Coalbed Methane Generation; Alberta Energy Regulator. URL [http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/coal_and_cbm_intro2.html#Coal_Rank]. [Último acceso: 25 de enero de 2016].

- Alberta Geological Survey (2015e): Coal Zones with CBM Potential in the Alberta Plains; Alberta Energy Regulator. URL [http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/coal-zones.html]. [Último acceso: 25 de enero de 2016].

- Al-Jubori A., Johnston S., Boyer C., Lambert S.W., Bustos O.A., Pashin J.C. y Wray A., (2009). Coalbed Methane: Clean Energy for the World. Schlumberger, Oilfield Review, v. 21, no. 2, p. 4-13.

- Anderson, J, et al. (2003). Producing Natural Gas from Coal. Schlumberger, Oilfield Review, Autumn. p. 8-31.

- ASTM D388-98 (1998). Standard Classification of Coals by Rank, ASTM International, West Conshohocken, PA.

- Ayers, W.B. y Kelso, B.S. (1989). "Knowledge of Methane Potential for Coalbed Resources Grows, But Needs More Study", Oil & Gas Journal, October, 87, no. 43, 64.

- Beaton, A., Pana, C., Chen, D., Wynne, D., y Langenberg, C.W. (2002). Coalbed Methane Potential of Upper Cretaceous-Tertiary Strata, Alberta Plains. Alberta Energy and Utilities Board. EUB/AGS Earth Sciences Report 2002-06.

- Beaton, A. (2003). Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta. Alberta Energy and Utilities Board. EUB/AGS Earth Sciences Report 2003-03.

- Berhane, H. (2009a): CBM Potential of the Alberta Plains – Ardley, Carbon Thompson, Drumheller, Lethbridge, Taber, Mckay and Mannville Boundary (7 individual GIS Datasets); Alberta Energy Regulator, AER/AGS Digital Data 2009-0029 to 2009-0035.
  URL[http://www.ags.gov.ab.ca/publications/pubs.aspx?series=dig] [Último acceso: 28 de enero de 2016].

- Berhane, H. (2009b): CBM Potential of the Alberta Plains – Calculated Gas in Place of the Ardley, Carbon Thompson, Drumheller, Lethbridge, Taber, Mckay and Mannville Zones (7 individual GIS Datasets); Alberta Energy Regulator, AER/AGS Digital Data 2009-0056 to 2009-0062.
  URL[http://www.ags.gov.ab.ca/publications/pubs.aspx?series=dig] [Último acceso: 28 de enero del 2016].

- Bhanja, A.K. y Srivastava, O.P. (2008). A New Approach to Estimate CBM Gas Content from Well Logs. Society of Petroleum Engineers.

- BP. 2015. Statistical Review of World Energy.
  URL[http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/statistical-review-downloads.html]

- Brom, R.W.C. y Driedonks, F. (1981). Applications of Petrophysical Logging In The Evaluation of Coal Deposits. Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.

- Calvert, S., Percy, I., Pritchard, T., Morgan, N., Graham, J., Al-Ojeh, M., Maddren, J. y Crossdale, P. (2011). Coal Petrophysical Properties for Realistic Coal Gas Reservoir Modelling. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium.

- Chilingar, G.V. (1964). Relationship Between Porosity, Permeability and Grainsize Distribution of Sands and Sandstones, in Straaten, L.M.J.U.v. Ed. Developments in Sedimentology. Elsevier.

- Clarkson, C.R. y Bustin, M. (2010). Coalbed Methane: Current Evaluation Methods, Future Technical Challenges. Society of Petroleum Engineers.

- Corona, R., Tritlla, J., Benavides, M.E., Piedad, N. y Ferrusquía, I. (2006). Geología, Estructura y Composición de los Principales Yacimientos de Carbón Mineral en México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LVII, núm. 1, p.p. 141–160.

- Crain's Petrophysical Handbook: Number 45. (2010). Unicorns in the Garden Of Good and Evil. A Series on Log Analysis in Unconventional Reservoirs, Part 2: Coal Analysis, December, por E. R. Crain, P.Eng., CSPG Reservoir.

- Crain's Petrophysical Handbook: Number 45. (2011). Unicorns in the Garden Of Good and Evil. A Series on Log Analysis in Unconventional Reservoirs, Part 3: Coal Bed Methane (CBM) Analysis, January, por E. R. Crain, P.Eng., CSPG Reservoir.

- Dani, K.C., Baskaran, V.K., Varyani, S., Kumar, K. y Takru, L. (2013). Modern Practices in Estimation of Explored Petroleum Resources in Sedimentary Basins Including CBM Fields. Society of Petroleum Engineers, March 10.

- Eguiluz de Antuñano, S. y Amezcua Torres, N. (2003). Coalbed Methane Resources of the Sabinas Basin, Coahuila, México. In: Bartolini, C., Buffler, R.T., Blickwede, J. Eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics. AAPG Memoir 79, pp. 395–402.

- EIA. (2010): Mexico Country Analysis Brief, U.S. Energy Information Administration, June. http://www.eia.doe.gov/cabs/Mexico/pdf.pdf

- Feng, L., Yuan, Z., Kleverlaan, M. y Ghosh, S. (2013). Identification of Favorable CBM Area Based on a Two-Tier of System. International Petroleum Technology Conference, March 26.

- Gan, H., Nandi, S.P. y Walker, P.L. (1972). Nature of the Porosity in American Coals. Fuel 51, 272-277.

- Guo, R. y Kantzas, A. (2008). The Stress and Gas Adsorptive Effect on Coal Densities in Laboratory CBM/ECBM Processes. Petroleum Society of Canada.

- Halliburton. (2008). Coalbed Methane: Principles and Practices.

- Harvey, N. y Norcross, D. (2010). Using Borehole Images to Improve Permeability Estimates. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

- Hawkins, J.M., Schraufnagel, R.A. y Olszewski, A.J. (1992). Estimating Coalbed Gas Content and Sorption Isotherm Using Well Log Data. Society of Petroleum Engineers.

- Hunt, J.M. (1979). Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Co., San Francisco.

- Johnston, D.J., Gales, R.H. y Ahmed, U. (1991). A New Logging Method for Enhanced Coal Grading. Society of Petroleum Engineers.

- Kim, A. G. (1977). Estimating Methane Content of Bituminous Coal Beds from Adsorption Data. US. Bureau of Mines Report of Investigations. No. 8245.

- Kuuskraa, V.A. y Brandenburg, C.F. (1989). Coalbed Methane Sparks a New Energy Industry, Oil & Gas Journal, October, 87, no. 41, 49.

- Lamarre, R.A. y Pope, J. (2007). Critical-Gas-Content Technology Provides Coalbed-Methane-Reservoir Data. Society of Petroleum Engineers.

- Langmuir, I. (1918). Adsorption of Gases on Glass, Mica, and Platinum. J. Am. Chem. Soc. 40, 1361.

- Langmuir, I. (1918). The Adsorption of Gases on Plane Surfaces of Glass, Mica and Platinum, American Chemical Society, vol. 40, pp. 1361-1403.

- Linc Energy, UCG Series, URL[www.lincenergy.com].

- Lu, M. y Connell, L. (2010). Dual Porosity Processes in Coal Seam Reservoirs. Society of Petroleum Engineers.

- M2M Projects. (2010): Methane to Markets International Coal Mine Methane Projects Database, Methane to Markets. URL[http://www2.ergweb.com/cmm/index.aspx].

- Manescu, A. y Bayford, S. (2010). Application of Nuclear Magnetic Resonance Measurements in the Evaluation of Two Coal Seam Gas Wells in the Pedirka Basin. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

- Mavor, M.J., Close, J.C. y McBane, R.A. (1990). Formation Evaluation of Exploration Coalbed Methane Wells. Petroleum Society of Canada.

- Mavor, M.J., Close, J.C. y McBane, R.A. (1994). Formation Evaluation of Exploration Coalbed-Methane Wells. Society of Petroleum Engineers.

- Mavor, M.J., Pratt, T.J., Nelson, C.R. y Casey, T.A. (1996). Improved Gas-In-Place Determination for Coal Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers.

- McIntyre, M.R., Groshong, R.H. Jr. y Pashin, J.C. (2003), Structure of Cedar Cove and Peterson Coalbed Methane Fields and Correlation to Gas and Water Production: Proceedings of the 2003 International Coalbed Methane Symposium, University of Alabama Tuscaloosa, Alabama, paper 0312, 14p.

- Memon, A., Memon, B.S., Soomro, S., Unar, F. y Bano, S. (2012). Energy Generation and Coal Bed Methane Recovery via CO2-N2 Sequestration and Their Environmental Consequences. Society of Petroleum Engineers.

- Mossop, G.D. y Shetsen, I. (1994): Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin; Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council, URL <http://www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/atlas.html>, [Último acceso: 14 de Febrero del 2016].

- Mullen, M.J. (1988). Log Evaluation in Wells Drilled for Coal-Bed Methane. Rocky Mountain Association of Geologists. pp 113-124.

- Mullen, M.J. (1989). Coalbed Methane Resource Evaluation From Wireline Logs in the Northeastern San Juan Basin: A Case Study. Society of Petroleum Engineers.

- Nuccio, V. (2000). Coal-Bed Methane: Potential and Concerns. U.S. Geological Survey. USGS Fact Sheet FS-123-00, October.

- Piedad Sánchez, N. (2012). Notas de curso de Geoquímica del Petróleo. Universidad Autónoma de Coahuila.

- Querol-Suñe, F. (2006). Status of CBM Development in Mexico. Director of Mining Promotion Mexico. Presented at the Methane to Markets Coal Subcommittee Meeting, Tuscaloosa, Alabama, May 22–23.

- Ramsay, P., Pope, J.M., Mazumder, S., Morgan, Q.P. y Scott, M. (2013). Surface Well Test of Methane Gas Saturation In CSG Lateral Completions During Dewatering Using Raman Spectroscopy. Society of Petroleum Engineers, November 11.

- Rider, M.H. y Kennedy, M. (2011). The Geological Interpretation of Well Logs. Rider-French. Third Edition.

- Rivera-Martínez, J.C. y Alcocer-Valdés C. (2003). La Situación Actual del Aprovechamiento del Carbón en el Estado de Coahuila: Boletín Técnico del Consejo de Recursos Minerales, IX, 54. 2-19.

- Rodriguez, S.L., Navas-Guzman, G. y Gomez Prada, A. (2012). Estimation of Coalbed Gas Content from Elemental Analysis for Los Cuervos Formation. Society of Petroleum Engineers.

- Rogers, R., Ramurthy, M., Rodvelt, G. y Mullen, M. (2007). Coalbed Methane: Principles and Practices. Oktibbeha Publishing. LLC.

- Rogers, R., Ramurthy, M., Rodvelt, G. y Mullen, M. (2008). Coalbed Methane: Principles and Practices. Houston, TX, Halliburton, Inc.

- Salas, G. y Benavides, L. (1976). La Exploración y las Reservas Mexicanas de Carbón. Instituto Latinoamericano del Fierro y el Acero (ILAFA), en Congreso: Usos del carbón en siderurgia: abastecimiento y tecnologías: México DF, 79-90.

- Santillán-González, M.A. (2004). Potencial Uso del Gas Metano del Carbón como Energía (Potential Use of Methane Gas for Coal-Based Energy) Draft Report.

- Scott, A.R., Kaiser, W.R. y Ayers Jr, W.B. (1994). Thermogenic and Secondary Biogenic Gases, San Juan Basin, Colorado and New Mexico—Implications for Coalbed Gas Producibility. AAPG Bulletin 78.

- Scott, A.R. y Ambrose, W.A. (2004). Preliminary Assessment of the Coalbed Methane Potential of Mexico. 2004 International Coalbed Methane Symposium. The University of Alabama, May.

- Seidle, J. (2011). Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. PennWell Books. 401p.

- SENER. (2012). Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026.

- SENER. (2013). Prospectiva Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027.

- SGM (2011). Panorama Minero del Estado de Coahuila, CG de Minería. URL[http://www.sgm.gob.mx/pdfs/COAHUILA.pdf].

- Shedid, S.A. y Rahman, K. (2009). Experimental Investigations of Stress-Dependent Petrophysical Properties of Coalbed Methane (CBM). Society of Petroleum Engineers.

- Singh, H., Gray, I. y O'Brien, A.M. (2013). Direct Measurement of Gas Content Without Coring. Society of Petroleum Engineers.

- Smith, G.G., Cameron A.R. y Bustin, R.M. (1994): Coal Resources of the Western Canada Sedimentary Basin; in Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop and I. Shetsen (comp.), Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council. URL <http://www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/atlas.html>. [Último acceso: 27 de Enero de 2016].

- Speight, J. (2005). Handbook of Coal Analysis. Hoboken, N.J., Wiley-Interscience.

- Thakur, P., Aminian, K. y Schatzel, S. (2014). Coalbed Methane: from Prospect to Pipeline. Elsevier.

- Tiab, D. y Donaldson, E.C. (2004). Petrophysics. Elsevier, London.

- Tissot, B.P. y Welte, D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence; second edition, Springer & Verlag, New York.

- U.S. Energy Information Administration. (2015). Monthly Energy Review, March, Preliminary data.

- U.S. Energy Information Administration. (2015). Natural Gas Monthly, February, Preliminary data.

- Wallace, R.B. (2009). Coal in Mexico. Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México. URL[http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/pdfs/359/brucelish.pdf]

- Whetton, J.A. y Elkington, P.A.S. (2012). Processing and Interpretation of Density and Neutron Logs for the Evaluation of Coal Bed Methane Reservoirs. Society of Petroleum Engineers.

- Wright, G.N., McMechan, M.E. y Potter D.E.G. (1994): Structure and Architecture of the Western Canada Sedimentary Basin; in Geological Atlas of

the Western Canada Sedimentary Basin, G.D. Mossop and I. Shetsen (comp.), Canadian Society of Petroleum Geologists and Alberta Research Council. URL <http://www.ags.gov.ab.ca/publications/wcsb_atlas/atlas.html>. [Último acceso: 15 de Febrero de 2016].

- Wynne, D.A. y Beaton, A.P. (2003). CBM - Coal Database for the Alberta Plains Area; Alberta Energy Regulator, AER/AGS Digital Data 2003-0001.

- Zhao, P.Q., Mao, Z.Q., Jin, D., Sun, B.D., Pang, X. y Fan, Q.W. (2014). An Improved Petrophysical Volume Model for Proximate Analysis in Coalbed Methane Reservoir. Society of Petroleum Engineers.

- Zhou, B. y Esterle, J. (2008). Toward Improved Coal Density Estimation from Geophysical Logs. Exploration Geophysics, 39 (2), 124-132.