



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la Determinación de Reservas



TESIS

Para obtener el título de:
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA

Andrés Manuel Cabrera Alarcón

Director de Tesis:
Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda

ÍNDICE

Resumen	i
Abstract	ii
I. Introducción	1
1.1 Panorama energético	2
1.2 Definición de Shale Gas y Shale Oil	4
1.3 Panorama Mundial del <i>Shale Gas</i> y <i>Shale Oil</i>	8
1.4 Panorama Mexicano del <i>Shale Gas</i> y <i>Shale Oil</i>	10
1.5 Importancia de los Estudios de Shale Gas y Shale Oil en México	13
II. Área de Estudio	15
2.1 Regiones de interés de <i>Shale Gas</i> y <i>Shale Oil</i> en México	16
2.2 Características del área “Sabinas – Burro-Picachos – Burgos”	20
2.2.1 Marco Tectónico, geología estructural y estratigrafía de la Cuenca de Sabinas y Alto Burro-Picachos	21
2.2.2 Marco Tectónico, geología estructural y estratigrafía de la Cuenca de Burgos	27
2.3 Ubicación y características de los pozos de estudio E-1 y A-1	31
III. Lutitas Gasíferas/Aceitíferas y sus Parámetros Petrofísicos	36
3.1 Principales parámetros petrofísicos para los yacimientos de Lutitas ..	37
3.1.1 Kerógeno, Madurez Térmica, Carbono Orgánico Total, Volumen y Capacidad del gas, y mineralogía	38
3.1.2 Porosidad, permeabilidad, Saturación de fluidos y Densidad de Grano	42
3.2 Respuesta de los principales registros geofísicos de pozo en formaciones con presencia de Lutitas	47
3.3 Interpretación de registros geofísicos de pozo en formaciones con presencia de Lutitas (metodología de análisis)	51
IV. Nuevas Tecnologías para Lutitas Gasíferas/Aceitíferas	62
4.1 Soluciones Integrales para la explotación de Yacimientos de <i>Shale Gas</i> y <i>Shale Oil</i>	63
4.2 Tecnologías de disposición de agua	64
4.3 Desafíos en la explotación de Yacimientos de Lutitas y sus soluciones (flujos de trabajo)	67
4.4 Registros sugeridos en la evaluación de Formaciones tipo Lutitas Gasíferas y Aceitíferas	69
V. Cálculo de Reservas en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas	70
5.1 Técnica de Passey para la estimación de TOC.....	71
5.2 Cálculo de TOC para el pozo A-1	76
5.3 Cálculo de TOC para el pozo E-1	89
5.4 Método de Sondergeld en estimaciones volumétricas de Kerógeno	98
5.5 Cálculo de volumen de Kerógeno con las ecuaciones de Sondergeld para el pozo A-1	100
VI. Conclusiones	105
Bibliografía	109

RESUMEN

Los combustibles fósiles seguirán siendo durante al menos unas décadas más la principal fuente de energía en el mundo según algunos especialistas. Actualmente México, es un dependiente económico de los hidrocarburos, por eso busca elevar la producción incursionando en la exploración y explotación de yacimientos de Lutitas Gasíferas y Aceitíferas. A nivel mundial se tiene el ejemplo de Estados Unidos quien ha llegado a la autosuficiencia energética a raíz de los desarrollos en estos tipos de yacimientos conocidos como *Shale Gas* y *Shale Oil*. México ocupa actualmente el quinto lugar en reservas de Lutitas Gasíferas a nivel mundial y el treceavo en Lutitas Aceitíferas, también destacan países como China, Argentina, Argelia, Rusia, Estados Unidos y Canadá, como potencias en este tipo de recursos.

En este trabajo se analizan parámetros como volumen de Kerógeno, carbono orgánico total (TOC), Madurez de la materia orgánica y complejidad estructural en la región más importante en este tipo de yacimientos (Burgos – Sabinas – Burro-Picachos) para la república mexicana. Además se revisa la geológica general, que incluye la estratigrafía y la geología estructural de esta región.

En esta Tesis se estudian dos pozos que han sido fundamentales en la estrategia de explotación de PEMEX para este tipo de yacimientos, los cuales son los pozos E-1 y A-1. El primero correspondió a un pozo productor de gas seco para la Formación *Eagle Ford* y el segundo a un pozo de aceite ligero y gas para la Formación Pimienta. Los registros geofísicos de estos pozos fueron procesados según la técnica de Passey para lograr objetivos de este documento los cuales son: detección de áreas productivas, espesor y propiedades de las rocas, cálculo de TOC y estimación de Volumen de Kerógeno. Otro método abordado es el método de Sondergeld, el cual es fundamental para realizar el cálculo volumen de Kerógeno, dicho volumen es lo que dará la materia disponible para convertirse en Gas o Aceite según sea el tipo de Kerógeno.

ABSTRACT

Fossil fuels will be the main source of energy in the world for several decades. Today Mexico's economy depends on hydrocarbons, for this reason PEMEX is trying to increase the production. The country is making inroads in Shale Gas /Oil reservoirs, the development is not only here, the main example is USA, who has got to energy self-sufficiency as a result of work in these kind of reservoirs. Mexico is the fifth place of major Shale Gas reserves and thirteenth in Shale Oil reserves in the global rank, this rank also include countries as China, Argentina, Algeria, Russia, the United States and Canada.

Throughout this document you can find an analysis in the most important area of Shale Gas/Oil reservoirs for Mexico (Burgos – Sabinas – Burro-Picachos) analyzing parameters as kerogen volume, TOC, maturity and structural complexity, also, there is a general geological vision, including stratigraphy and structural geology of this region.

This document focuses on two wells that have been really important for PEP's exploitation strategy for these sites, which are E-1 and A-1, the first one was a dry gas producer in Eagle Ford play and the second one a light oil and gas producer in Pimienta play. Both wells were processed according to Passey's techniques to calculate TOC built through these two explorer wells, achieving the fundamental objectives which are: detection of productive areas, thickness, rock properties, and volumetric kerogen estimation. The other technique that was used is Sondergeld, through this method is possible to calculate kerogen volume, this parameter is really important, because the oil or gas in the reservoir is only a product of the kerogen maturation, and the final product (gas or oil) is going to depend only of the kerogen type.

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

- 1.1 Panorama Energético
- 1.2 Definición de Shale Gas y Shale Oil
- 1.3 Panorama Mundial del *Shale Gas y Shale Oil*
- 1.4 Panorama Mexicano del *Shale Gas/Oil*
- 1.5 Importancia de los Estudios de Shale Gas y Shale Oil en México

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.

1.1 Panorama Energético

Sin duda alguna, el desarrollo del ser humano ha estado marcado por el abastecimiento de ciertos productos vitales para su supervivencia, primero lo marcó la disponibilidad de frutos cuando se vivía en una época nómada, después, cuando el hombre comenzó a ser sedentario, buscó prioritariamente ubicarse en las proximidades de cuerpos de agua, lo cual jugó un papel fundamental para el desarrollo de la agricultura y esto marcó gran prosperidad en civilizaciones como la egipcia, hoy en día el desarrollo humano está ligado a muchos factores, sin embargo resalta en gran manera la demanda de energéticos, la cual es provista mayormente por fuentes de origen fósil, como lo es el petróleo y el gas.

Para el año de 2011, tan solo el petróleo y el gas natural representó 62% de la demanda de energéticos, mientras que energías como la nuclear alcanzó 8% y las renovables un 9% (Fig. 1), esto en Estados Unidos, sin embargo, la tendencia es similar en países desarrollados, y para países en desarrollo la dependencia de fuentes como lo son petróleo, gas y carbón es mucho mayor.

A futuro se busca disminuir la tendencia del uso de combustibles fósiles, aunque la demanda energética será mayor si se mantiene el ritmo de crecimiento de la población, pues la necesidad de energéticos aumentará en función de está(Fig. 2).

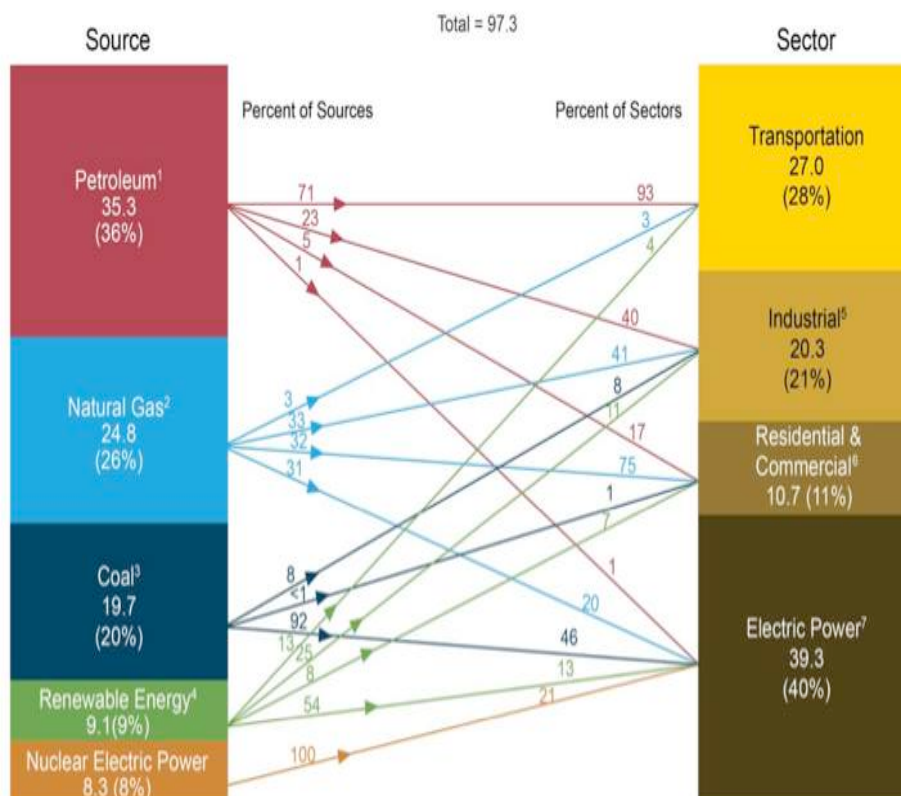


Figura 1: Consumo de Energía para Estados Unidos año 2011, unidades:
 Quadrillion BTU = 1 quad = 10^{15} Btu = 1.055×10^{18} Joules

ESTIMACION DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA EN 2030
 Por fuente

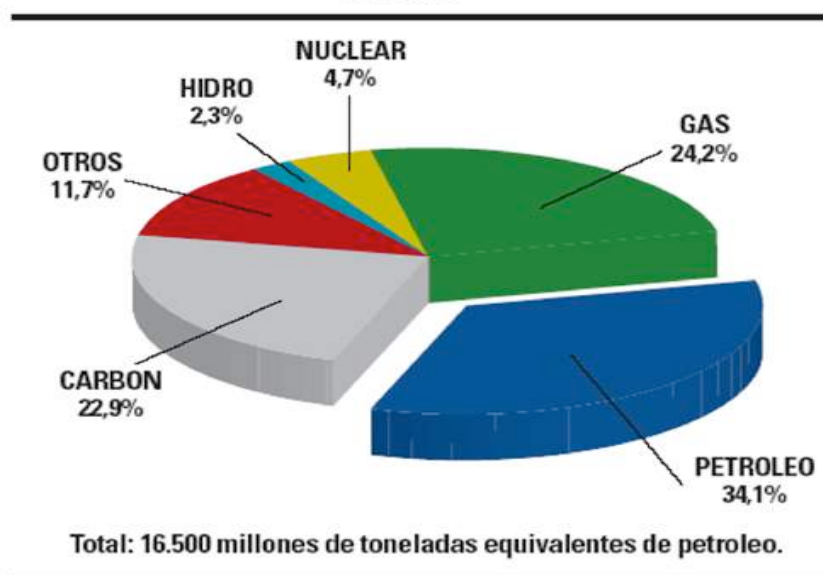


Figura 2: Estimación del consumo mundial de energía en 2030 (tomado de www.informeindustrial.com.ar sección sectores económicos, revista especializada argentina Informe Industrial, 2014)

1.2 Definición de *Shale Gas y Oil*

En general, las Lutitas son rocas que contienen alrededor de dos partes de limo y una parte de arcilla, aunque cabe destacar que la variedad de tamaño de granos es muy amplia (Pettijohn 1975), Texturalmente la Arcilla es definida como material fino menor a 4 micras, que van de Limo (4 a 63 micras) a arenas (63 micras a 2mm) (Figura 3). La mayoría de las partículas de arcillas y micas son muy angulares, con muy baja esfericidad (Figura 4).

Thickness	Stratification		Parting	Composition
30 cm	Thin	Bedding	Slabby	Clay and organic content Sand, silt, and carbonate content
3 cm	Very thin			
10 mm	Thick	Lamination	Flaggy	
5 mm	Medium		Platy	
1 mm	Thin		Fissile	
0.5 mm	Very thin		Papery	

Figura 3: Estratificación y partículas en las Lutitas (Boggs, 2009)

Tres clases de procesos diagenéticos, deposicionales y mecánicos pueden producir microfábricas en las lutitas:

Fisicoquímicos: toma lugar por tres mecanismos: electroquímico (fuerzas que mantienen las partículas juntas), termoquímico (fuerzas tomadas desde la diferencia de temperaturas) e interfaces dinámicas (diferencia de movimiento del asentamiento de las partículas por acción gravitacional).

Biorgánica: representa los efectos de organismos vivos en las propiedades sedimentarias: Biomecánico (bioturbación), biofísico (agregación o aglomeración de partículas por procesos orgánicos) y biomecánico (producción de gases por organismos).

Entierro-diagénesis: Proceso que puede afectar las microfácies de arcilla, toma lugar por mecanismos de gravitación y cementación de otro fenómeno diagenético. (Sam Boggs Jr., 2009)

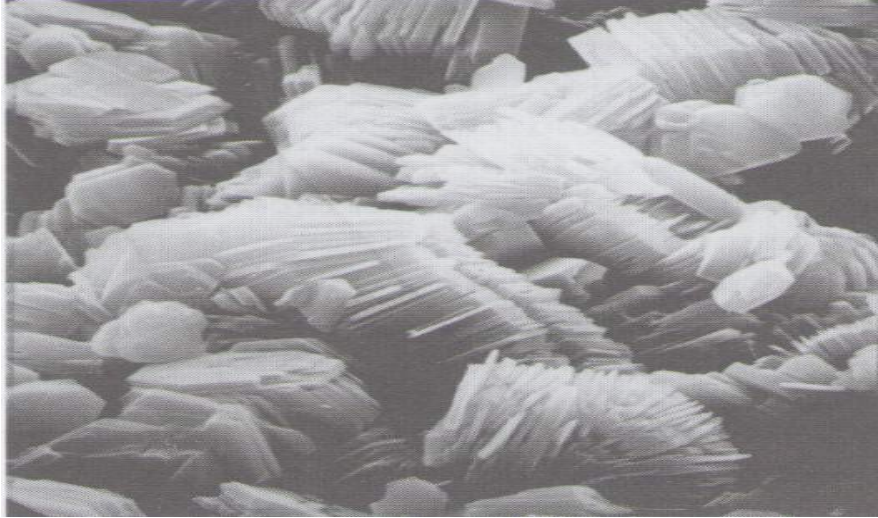


Figura 4: Micrografía electrónica de minerales de arcilla kaolínica. (Boggs, 2009)

Minerales arcillosos, micas de tamaño fino, cuarzo y feldespato son los minerales más comunes en las arcillas. Una variedad de otros minerales pueden existir en estas rocas en una menor cantidad como lo son las Zeolitas, óxidos de metal, minerales pesados, carbonatos, sulfatos, sulfuros y materia orgánica; en todo esto radica la dificultad del análisis petrofísico de los sedimentos finos. El porcentaje de los minerales está distribuido de la siguiente forma: cuarzo llega a ocupar un rango de 15 a 54 por ciento, Feldespatos de 1 a 15 por ciento, y la abundancia de minerales arcillosos es de 17 a 57 por ciento; la abundancia de calcita, dolomía, siderita y piritita como mineral secundario (cementante y reemplazamiento mineral) es relativamente bajo en las Lutitas, una buena clasificación de las rocas de acuerdo a sus granos se observa en la figura 5. Sin embargo los yacimientos de Shale Gas pueden tener cantidades significativas de carbonatos.

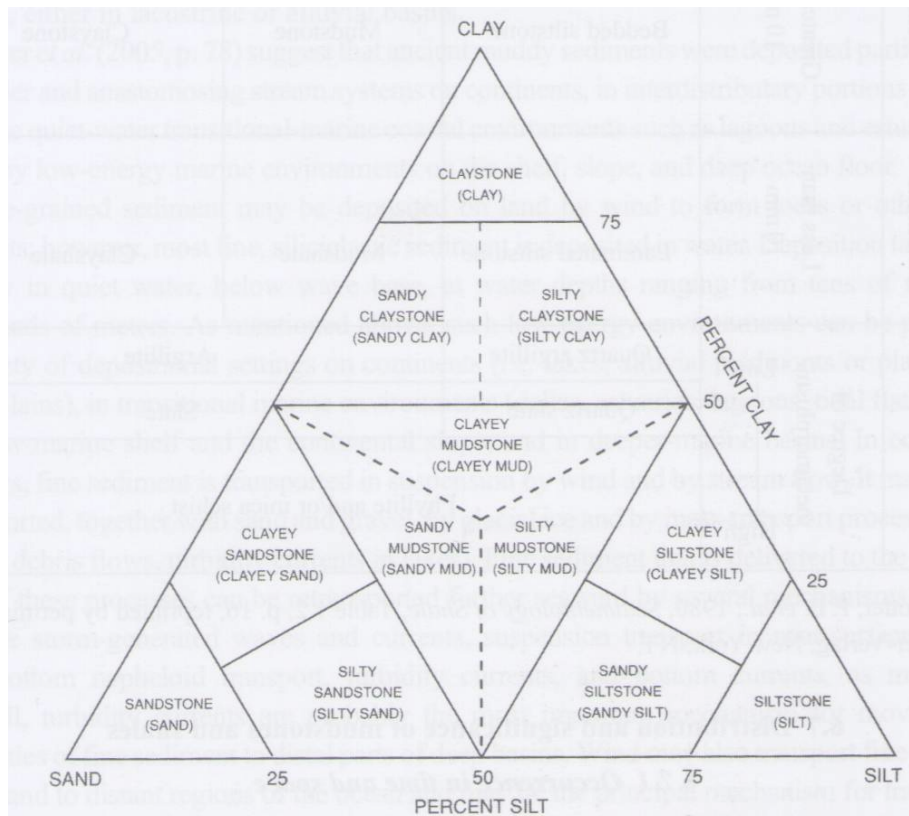


Figura 5: Clasificación Textural de rocas de grano fino y sedimentos. (Boggs, 2009).

Las secuencias de Shale Gas y Shale Oil pueden constituir yacimientos no convencionales, los cuales se caracterizan por tener una permeabilidad menor a 0.1mD, estas rocas son ricas en materia orgánica (mayor a 0.5% de COT), siendo la misma roca el sistema petrolero completo (roca generadora, roca almacén y roca sello) (Figura 6) y por esto pueden ser definidas como “play”. Para la formación de este tipo de yacimientos existen dos factores dominantes, alto contenido de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno. La baja permeabilidad de este tipo de yacimientos implica que es necesario una cantidad fuerte de fracturas para poder hacer producir a la roca. Otro factor fundamental es la madurez, pues debieron estar sujetas a presión y temperatura suficiente para ser termalmente madura, la diferencia entre las Lutitas gasíferas y aceítíferas radica en este parámetro mencionado, pues una Lutita aceítífera es menos madura termalmente y requieren calentamiento adicional para poder producir (Rojas Rodríguez, 2012), aunque es claro mencionar que el tipo de Kerógeno es fundamental para el hidrocarburo

obtenido, pues es claro que si es del tipo III la generación será directamente de gas.

Actualmente el desarrollo de los yacimientos no convencionales ha sido posible debido a los avances tecnológicos en la industria petrolera como lo son la perforación direccional, tubería flexible, fracturamiento hidráulico y pozos multilaterales.

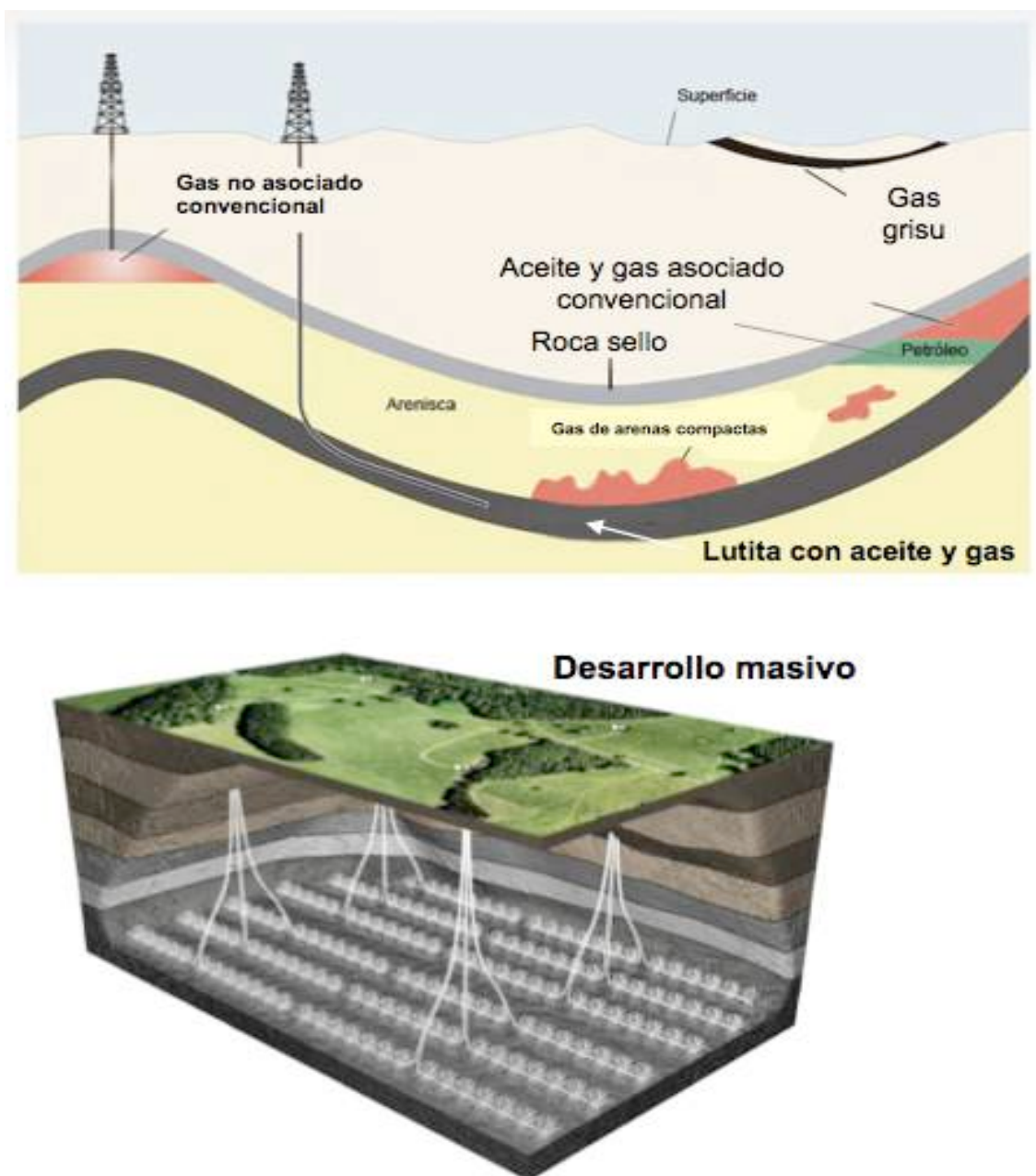


Figura 6: Esquema de Yacimiento de Lutitas con Aceite y Gas y su Desarrollo masivo, Aceite y Gas en Lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México, PEP, Junio 2012.

1.3 Panorama Mundial del *Shale Gas* y *Shale Oil*

Tomando en cuenta la tendencia de la necesidad de energéticos a nivel mundial, podemos deducir que el abastecimiento de hidrocarburos seguirá siendo un área estratégica los próximos años. Una prioridad de la industria petrolera es la incorporación de reservas, razón por la cual, en los últimos años los yacimientos no convencionales ha tomado un papel importante, y hoy en día, el pionero Estados Unidos ve cerca la autosuficiencia en el abastecimiento de gas desde que ha incursionado en esta clase de yacimientos, pues estos ocupan largas extensiones territoriales, pero sin duda, es prioritario seguir con el desarrollo de tecnología con el fin de poder reducir los costos de producción y así comenzar a ser más costeables para seguir el proceso de transición a su explotación eficaz; siguiendo la línea de EU se calcula que la producción había aumentado 8 veces en tan solo una década y que las reservas entre 2006 y 2008 habían incrementado en un 40%, revirtiendo la tendencia de declinación de gas y la autosuficiencia antes mencionada fue alcanzada para el año 2009 con un excedente en la producción (Rojas Rodríguez, 2012).

En el caso de los Países de Sudamérica como lo es Argentina que en la actualidad ha pasado a ser un país importador de gas se tiene una gran expectativa con esta clase de recursos; se ha visto envuelta en muchos problemas, pues su legislación no es muy favorable con la industria petrolera especializada en yacimientos de Shale Gas elevando así los costos de producción, pero es un hecho que las grandes reservas calculadas pueden ser un detonador importante para este mercado. Otro caso es Brasil, el cual es el décimo consumidor de energéticos a nivel mundial, aunque el terreno de Shale Gas es prometedor, por el momento no es una gran prioridad debido al gran éxito que han tenido en yacimientos marinos. En el caso de Colombia se estiman reservas en 105.9 MMMCM de gas y el gobierno ha ofrecido derechos de exploración para evaluar correctamente el potencial en donde sin duda el proceso de explotación está muy cerca con un panorama muy alentador.

En el caso de los países europeos destaca Bulgaria, en donde se realizan trabajos de exploración y comienza la perforación con la esperanza de

comenzar a producir en un tiempo de 5 años; en Francia el caso es similar a Bulgaria de la misma forma que en Alemania, Polonia por su parte es un caso particular, pues ellos ya cuentan con una legislación estructurada que contempla la explotación y comercialización del Shale Gas.

En Países de África como Marruecos se busca lograr el ya mencionado “milagro americano” para pasar de ser importador a exportador y en países como Nigeria y Sudáfrica se tiene gran expectativa pues las reservas son prometedoras.

Podría mencionar cada país del mundo, y así darnos cuenta que todos, a excepción de EU se encuentran en “pañales”, situándose en una etapa de exploración, aunque en muchos países el principal obstáculo radica en las legislaciones que no contemplan este tipo de actividad, por lo cual se ha frenado el desarrollo, pero sin duda a través de la experiencia obtenida por las compañías en los Estados Unidos, comenzará la transmisión del conocimiento para poder incursionar en otros países, por lo cual, la divulgación de la ciencia, la inversión en tecnología, y la preparación para el personal humano, y la inversión en equipo especializado será pieza fundamental para el buen desarrollo de este tipo de yacimientos, pues si no se logran bajar los precios en la producción de este tipo de recursos, no se incrementarán las reservas y no se dará el desarrollo tecnológico requerido, su explotación será imposible.

1.4 Panorama Mexicano del *Shale Gas* y *Shale Oil*

México es un caso muy particular en todos los temas relacionados con los energéticos, pues actualmente sus reservas han ido en una tendencia a la baja, ocupando el lugar número 13 y siendo PEMEX el 4º productor a nivel mundial (Fig. 7), con un ritmo de producción que va en decadencia por la declinación natural del que fuera el campo petrolero más importante de México, Cantarell, y siendo el futuro puesto en manos de Ku Maloob Zaap, quien soporta la producción nacional, aunque sin duda su futuro tenderá a ser igual que el de Cantarell, por esto, el gobierno de la república a través de la Secretaría de Energía ha puesto en marcha un plan ambicioso donde destacan dos nuevas áreas de interés y oportunidades: aguas profundas y yacimientos de Lutitas Gasíferas/Aceitíferas, con el objetivo de aumentar la producción y tener mayores reservas.

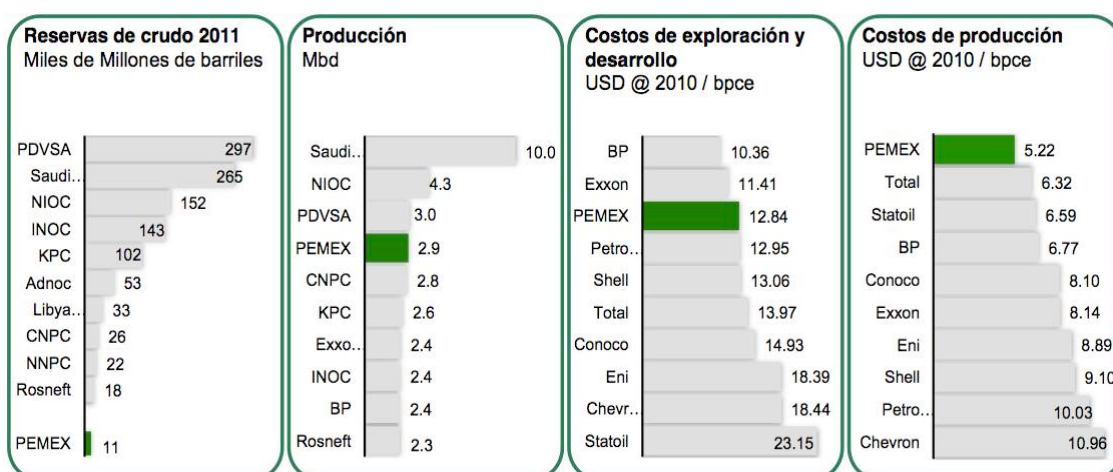


Figura 7: Reservas de Crudo, producción, costos de exploración y desarrollo y costos de producción para el año 2011 para México a través de PEMEX, Anuario Estadístico de PEMEX 2011.

En los últimos 3 años, se ha comenzado a intensificar las actividades para la exploración de formaciones tipo Lutitas Gasíferas y Aceitíferas, se lanzó una campaña sísmica denominado Galaxia 3D, el cual abarca 1500 km² enfocado a la formación Eagle Ford; este proyecto se realiza con el esfuerzo de PEP y el IMP, también se han instalado laboratorios de campo para cuantificar el potencial de los plays, se han perforado dos pozos exploratorios para

comprobar la continuidad del play Eagle Ford, los cuales han sido exitosos: Emergente-1 y Habano-1, el pozo Percutor-1 resultó productor de gas seco, otros pozos exploratorios claves han sido el Nómada-1, Montañas-1, Arbolero-1 y Anhélido-1 probando el play jurásico; también se realizan estudios en las provincias Tampico-Misantla y Veracruz.

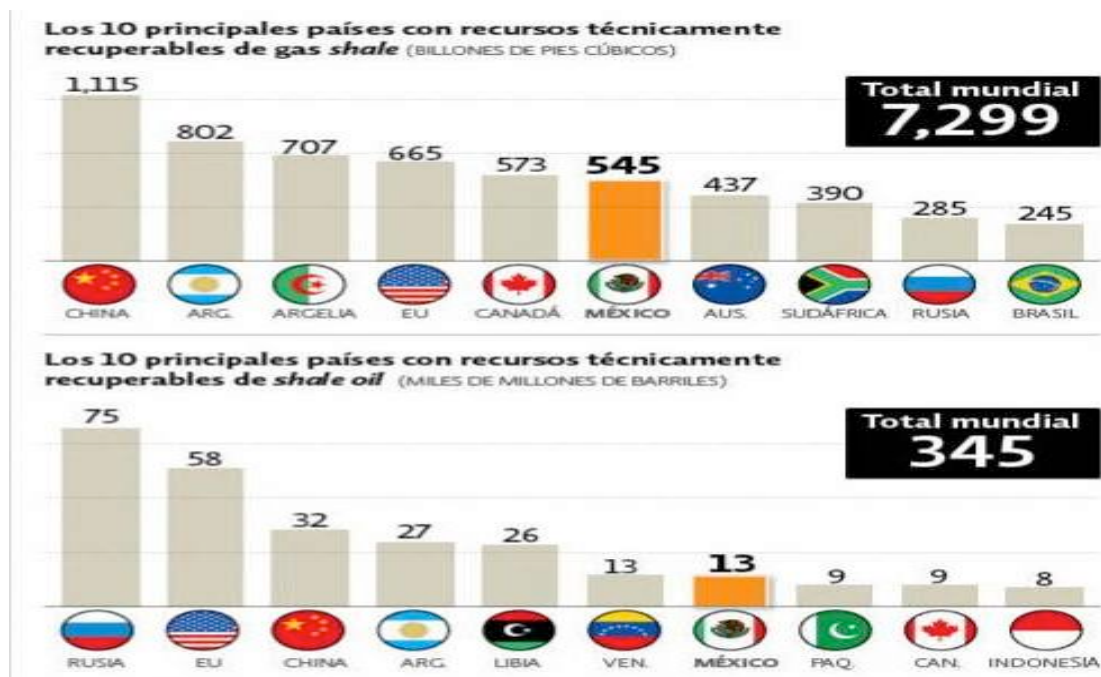


Figura 8: Tabla de las reservas de *Shale Gas* a nivel mundial, para gas en unidades de Billones de pies cúbicos y para aceite en millones de barriles, hasta junio del 2013, EIA, Estados Unidos

PEMEX publicó en “Las reservas de hidrocarburos para México al 1º de Enero de 2012” que en las cuencas de Burgos y Veracruz de la Región Norte, se había estado trabajando bajo una intensa dinámica de perforación y se había logrado incorporar 9.0 millones de barriles de aceite y 299.4 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que equivalen a 67.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, presentando los resultados del pozo descubridor Emergente-1.

Las expectativas de PEMEX para el periodo 2013-2017 se centran en 6 principales objetivos: 1) Mantener la producción de aceite entre 2.5 y 3 MMBPD durante este lapso de tiempo, 2) Sostener producción de gas entre 5.5 y 6.9 MMPCD durante 2013-2017, 3) Mantener 100% de restitución de reservas

probadas, 4) Mantener costos de producción y llevar los descubrimientos y desarrollo al primer cuartil, 5) Lograr meta de cero accidentes, 6) Lograr ser percibida como empresa socialmente responsable (PEMEX Logros y expectativas, 2012); dentro de las cuales podemos ver la importancia que tienen los yacimientos no convencionales, pero no solo de estos, sino de la preparación y crecimiento del capital humano, que sin duda juega el papel fundamental para lograr cada una de las metas.

A pesar del futuro que se espera en este rubro (Figura 8), en el país este tema ha causado gran controversia y discusión, motivo de cientos de análisis y debates pues ha tomado ahora una dirección política al ser planteada por el gobierno mexicano como el futuro del abastecimiento energético, es uno de los principales puntos de la muy discutida reforma energética que ha sido promulgada por el Ejecutivo Mexicano el pasado 20 de diciembre de 2013 y se ha llegado a nombrar como “El Cantarell del sexenio” del presidente Enrique Peña Nieto, aunque la intensificación de las actividades en estos yacimientos ha encendido muchos focos rojos, pues es sabido que para hacer producir a estos yacimientos se necesita estimular mediante fracturamiento hidráulico, el cual conlleva a un uso de gran cantidad de agua, que es muy escasa en las áreas de interés, donde se tiene poca disponibilidad del recurso hidráulico, el cual en ocasiones es en volúmenes muy limitado, para el abastecimiento de agua potable para la población; además no sólo esto, sino que también se tiene alerta de daño ecológico, daño a las viviendas por los microsismos generados y también en estos últimos días hay rumores de daños a la salud para las comunidades cercanas a los pozos perforados que atraviesen formaciones de Lutitas Gasíferas y Aceitíferas.

1.5 Importancia de los Estudios de Shale Gas y Shale Oil en México

Los trabajos en las áreas prospectivas de Lutitas son relativamente nuevos, pues la exploración dio inicio en el año 2010, para el año 2011 la EIA (Energy Information Administration) publicó la evaluación de recursos técnicamente recuperables para las cuencas de México, siendo de 681 MMMMPC de gas, las áreas de interés en México quedaron delimitadas de la siguiente forma: 1) Burro-Picachos, 2) Sabinas, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla, 5) Veracruz y 6) Chihuahua. PEMEX exploración y Producción (PEP) estimó un recurso técnicamente recuperable de 150 a 459 MMMMPC con una media de 297.

En la Figura 9 se muestra el esquema de trabajo para formaciones de Lutitas Gasíferas y Aceitíferas en un flujo de 3 fases, cabe destacar que esta tesis está ubicada en la fase 2, en la sección “Pozos de evaluación y delimitación” junto con la “caracterización de yacimientos” pero, también tiene gran influencia en la fase 3, sección “plan de desarrollo”, pues a partir del cálculo de reservas, es posible plantear los planes de explotación y la viabilidad económica del proyecto, y no solo esto, sino que en esta tesis, se plantea el análisis para pozos muy importantes, pues han sido descubridores para dos tipos de proyectos distintos. El Pozo Emergente-1 es el pozo descubridor de la secuencia del Play Eagle Ford para el territorio Mexicano, es productor de gas seco para la cuenca de Sabinas y el Pozo Anhelido-1, quien tuvo como objetivo el play Jurásico Pimienta, siendo este, descubridor de Aceite Ligero y gas húmedo a 4500 metros de profundidad situado en la cuenca de Burgos.

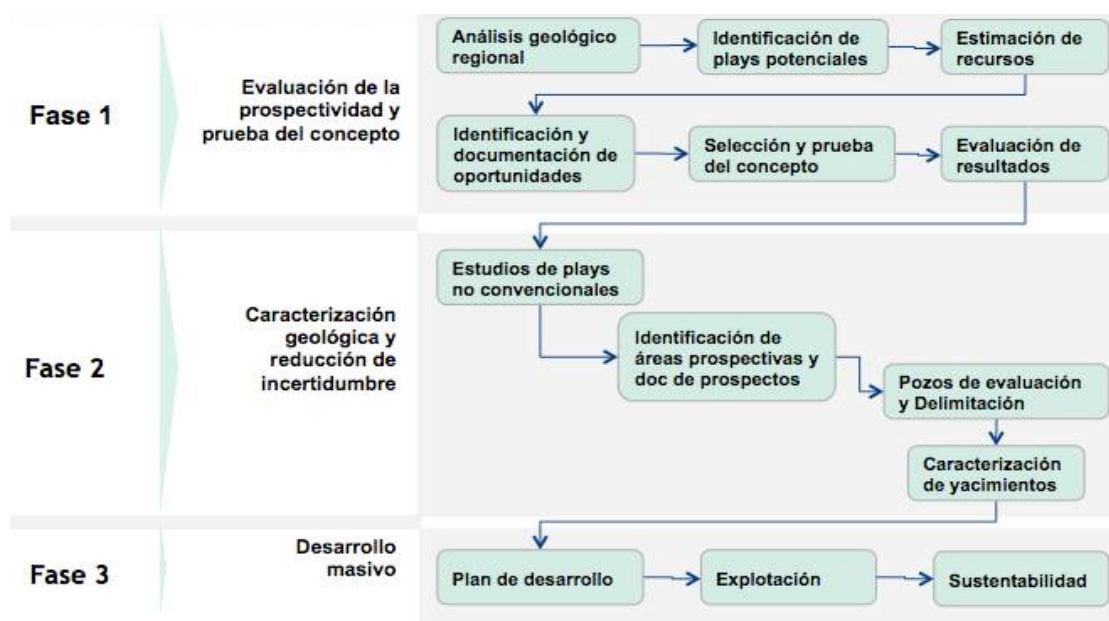


Figura 9. Flujo de la estrategia de PEP en Aceite y Gas en Lutitas, Aceite y Gas en Lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México, Junio 2012.

Los factores determinantes para poder tener interés en una zona son: 1) presencia de hidrocarburos, 2) Riqueza Orgánica, 3) Madurez Térmica, 4) Espesor, 5) Profundidad y 6) Fragilidad; estos factores están relacionados con la disponibilidad de materia orgánica con capacidad de madurar, para así ser entrampada en la misma roca madre y después, mediante fracturamiento hidráulico ser estimulado para ser explotado, por lo cual, es importante su análisis en el pozo a través de los Registros Geofísicos de Pozo, los cuales determinarán no solo esto, sino también los esfuerzos máximos y mínimos que registrarán la dirección del fracturamiento, todo esto está planteado en el desarrollo de este trabajo, teniendo como fin principal el cálculo de las reservas recuperables en los pozos de estudio.

Como había mencionado anteriormente, esto nos dará la viabilidad de los pozos en cuestión económica, pues actualmente según información del IFAI los costos del pozo E-1 están calculados en 10 millones de dólares, es importante mencionar que el avance tecnológico y la experiencia que se vaya obteniendo será fundamental para reducir los costos de producción, pues según cifras, en EU un pozo con las mismas características cuesta aproximadamente 4 millones de dólares.

CAPITULO II. ÁREA DE ESTUDIO

- 2.1 Regiones de Interés de *Gas/Oil Shale* en México.
- 2.2 Características del área “Sabinas – Burro-Picachos – Burgos”.
 - 2.2.1 Marco Tectónico, geología estructural y estratigrafía de la Cuenca de Sabinas y Alto Burro-Picachos.
 - 2.2.2 Marco Tectónico, geología estructural y estratigrafía de la Cuenca de Burgos.
- 2.3 Ubicación y Características de los Pozos de Estudio E-1 y A-1.

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.

2.1 Regiones de Interés de Gas/Oil Shale en México

En el capítulo anterior se mencionan las 5 áreas de interés en México para yacimientos de Lutitas, pero éstas no comparten las mismas características petrofísicas y mineralógicas, por esto, es importante estudiar a cada cuenca como un ente diferente, para entender de mejor manera cada caso, por lo que es importante analizar y comparar los gráficos de la figura 10, en donde las áreas de interés se encuentran identificados de la siguiente manera: A) Burro-Picachos, B) Sabinas, C) Burgos, D) Tampico – Misantla, E) Veracruz, F) Chihuahua. Es posible percibir que a través de la evaluación del Carbono Orgánico Total (TOC) se puede definir primeramente la importancia de la región en cuestión luego también son fundamentales parámetros como la Madurez y Complejidad Estructural, las áreas más prometedoras son Burro-Picachos, Sabinas y Burgos, pues Tampico-Misantla y Veracruz tienen a su contra que son inmaduros y por lo tanto se necesitaría aplicar alguna tecnología para hacer madurar la materia orgánica y así entrar en ventana de generación, además en contra de Veracruz corre la complejidad estructural, por esto, los esfuerzos de PEMEX Exploración y Producción (PEP) están concentrados en el proyecto conocido como “Área Sabinas – Burro-Picachos – Burgos”.

PEP cuenta con información geológica de las áreas prospectivas en Lutitas Gasíferas, pues han sido productoras de gas principalmente para yacimientos convencionales, con toda esto, es necesario examinar la columna geológica de las diferentes áreas (Figura 10) tomando en cuenta toda la experiencia previa que se ha adquirido de la roca generadora, ahora denominada *play*. Para la cuenca de Chihuahua, el interés está en el Cretácico Superior Ojinaga con Kerógeno tipo II y un COT de 0.5 a 2% y el Jurásico Superior la Casita, con Kerógeno tipos II y III con un COT de 0.5 a 2%. Para la cuenca de Sabinas el Cretácico Superior Eagle Ford con Kerógeno tipo II y un COT de 1 a 4% y el Jurásico Superior la Casita, con Kerógeno tipos II y III con un COT de 1 a 6%.



Figura 10: Comparación entre los diferentes proyectos en Lutas de acuerdo al COT, Madurez y Complejidad Estructural. Modificado de Aceites y Gas en Lutas, Avances en la Evaluación de su potencial en México, PEP ante la sociedad geológica Mexicana, Junio 2012.

Para la plataforma de Burro-Picachos el Cretácico Superior Eagle Ford con Kerógeno tipo II y un COT de 2 a 4%. Para la cuenca de Burgos el Cretácico Superior Agua Nueva con Kerógeno tipo II y un COT de 1 a 3% y el Jurásico Superior Pimienta, con Kerógeno tipos II y III con un COT de 1 a 3.8%. Para Tampico Misantla el Cretácico Superior Aguan Nueva con Kerógeno tipo II y un COT de 0.5 a 8% y el Jurásico Superior Pimienta, con Kerógeno tipos II y III con un COT de 0.5 a 8%. Para la cuenca de Veracruz solo tenemos el Cretácico Superior Maltrata con Kerógeno tipo II y un COT de 0.5 a 8%.

Complementario a la columna estratigráfica (Fig. 11), tenemos las secciones estructurales regionales de las áreas ya mencionadas (Fig. 12), en las que podemos apreciar la distribución de los diferentes play de interés, también es posible detectar los diferentes sistemas de fallas que actúan en esta zona y las

diferentes profundidades de los play que oscilan de los 1500 a los 4500 metros de profundidad.



Figura 11: Columna Estratigráfica de las áreas Prospectivas de Yacimientos en Lutitas. Tomado de Aceites y Gas en Lutitas, Avances en la Evaluación de su potencial en México, PEP ante la sociedad geológica Mexicana, Junio 2012.

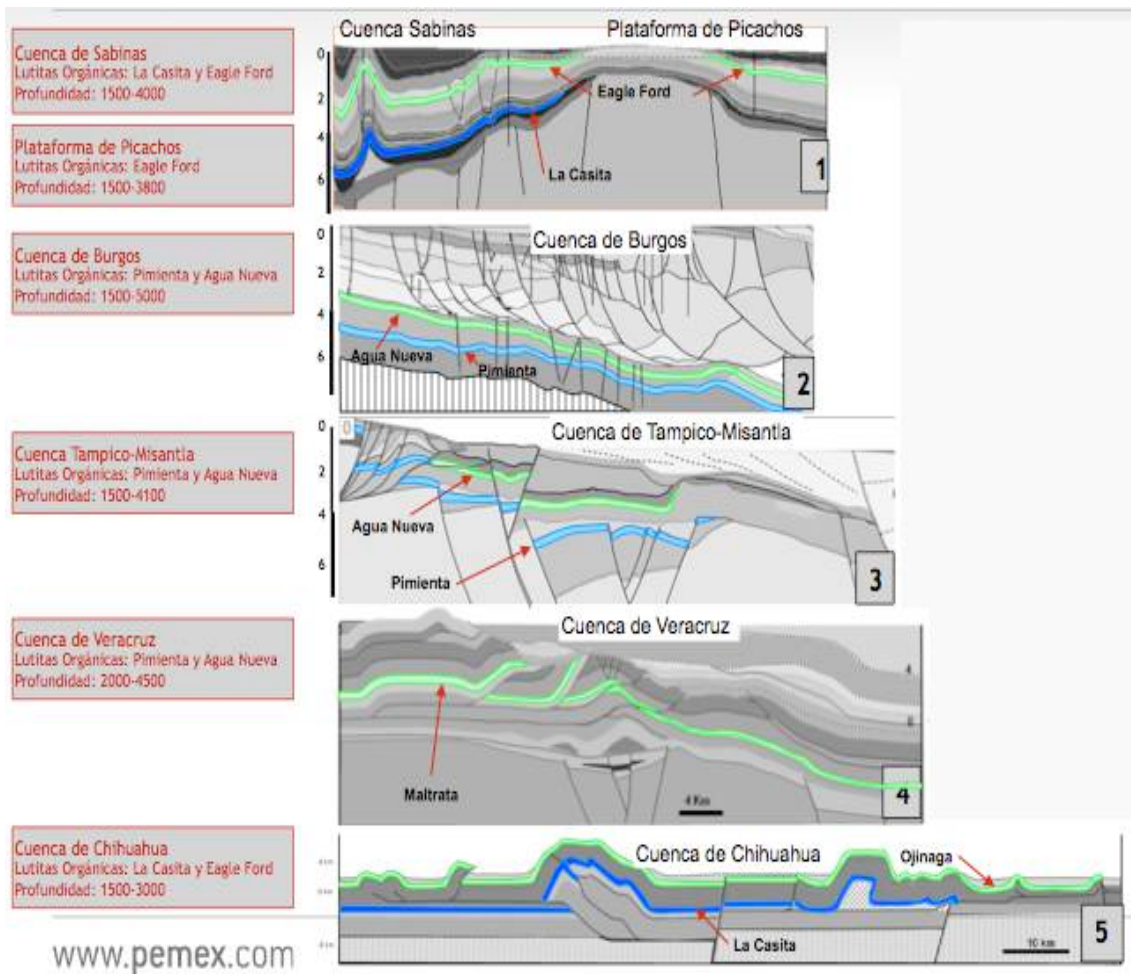


Figura 12: Secciones Estructurales Regionales de las áreas Prospectivas de Yacimientos en Lutitas. Tomado de Aceites y Gas en Lutitas, Avances en la Evaluación de su potencial en México, PEP ante la sociedad geológica Mexicana, Junio 2012.

En el siguiente subtema se abordará con más detalle el área de interés de esta tesis que por lo ya discutido anteriormente, siendo el área Sabinas – Burro-Picacho – Burgos, en donde se han centrado los esfuerzos de evaluación y desarrollo de infraestructura para que en unos años se comience la etapa de desarrollo y explotación.

2.2 Características del Área “Sabinas – Burro-Picachos – Burgos”

Una provincia petrolera es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo en la que se han identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (potencial Medio-Bajo), (PEP, 2013). El área de estudio abarca dos provincias petroleras: 1) Sabinas – Burro-Picachos y 2) Burgos (Fig. 13) como se puede apreciar en la Figura 14 donde resaltan con los números 1 y 2.

Provincias productoras y/o con reservas	Provincias de potencial medio-bajo
1.- Sabinas-Burro-Picachos	7.- Plataforma de Yucatán
2.- Burgos	8.- Cinturón Plegado de Chiapas
3.- Tampico-Misantla	9.- Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental
4.- Veracruz	10.- Chihuahua
5.- Sureste	11.- Golfo de California
6.- Golfo de México Profundo	12.- Vizcaíno-La Purísima-Iray

Figura 13: Tabla de provincias petroleras en México, Provincias Petroleras de México, PEP subdirección de exploración, versión 2.0, 2013.

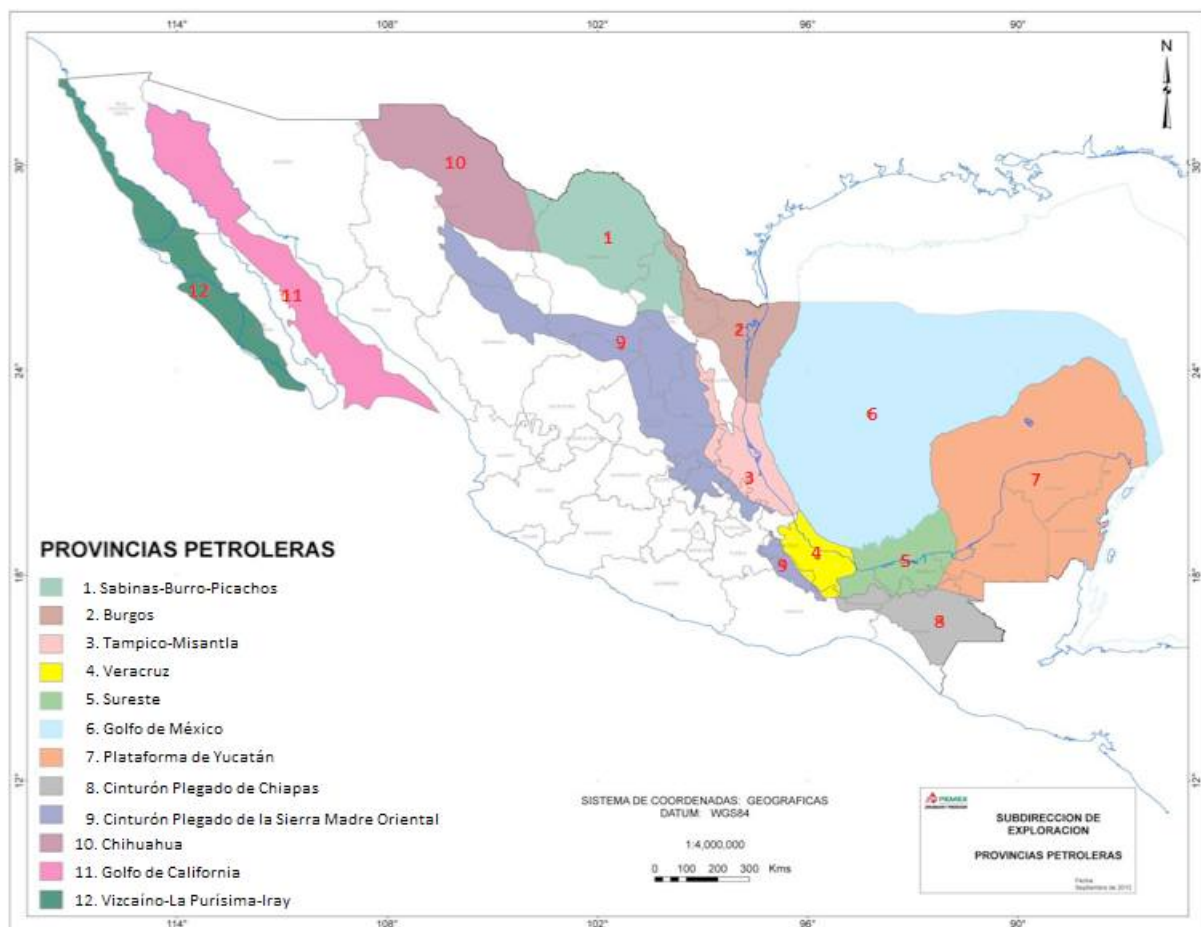


Figura 14: Distribución geográfica de las provincias petroleras, Provincias Petroleras de México, PEP subdirección de exploración, versión 2.0, 2013.

La provincia Sabinas – Burro-Pichachos es productora principalmente de gas no asociado, la roca generadora corresponde a la formación La casita y la roca almacén es del Jurásico Superior y Cretácico Inferior y su entrapamiento es de tipo estructural, Los recursos prospectivos tienen una media de 0.4 MMMBPCE al 2013. Burgos es la principal productora de gas no asociado en México, su roca generadora corresponde al Tithoniano y Lutitas del Paleógeno, la roca almacén son areniscas del Paleógeno, las trampas son anticlinales tipo Roll-Over y cierres contra falla; la producción acumulada es de más de 2.4 MMMBPCE y sus reservas 3P son de 0.4 MMMBPCE; para ambas no se consideran en las cifras antes mencionadas los yacimientos no convencionales (Provincias Petroleras de México, PEP 2013).

2.2.1 Marco Tectónico, Geología Estructural y Estratigrafía de la Cuenca de Sabinas y Alto Burro-Picachos

La Cuenca de Sabinas y el alto de Burro-Picachos se encuentran en la región norte de México, en los estados de Coahuila y Nuevo León; Sabinas se ha interpretado como una cuenca rift abortado o aulacógeno (cuenca desarrollada durante la apertura cerca de los océanos que después se cerraron dando así lugar a valles que tienden a formar ángulos altos con cinturones orgánicos.) asociado a la apertura del Golfo de México, está limitada por grandes unidades positivas que corresponde a los elementos paleogeográficos del Jurásico Tardío, denominados Península de Tamaulipas, alto de Picachos y alto de San Carlos (también conocido como macizo El Burro-Picachos o Arco de Tamaulipas) en el noreste y por la Isla de Coahuila en el suroeste. Al noreste se extiende hacia la Cuenca de Chihuahua y al sureste limita con el Arco de Monterrey (Fig. 15), (Geología Petrolera de México, WEC, 2010).

Las estructuras formadas en esta región están relacionadas a la deformación contraccional de la Orogenia Laramide que afectó el área desde el Paleoceno hasta el Eoceno medio; los estilos estructurales están relacionados con la presencia y espesor de la sal Jurásica y evaporitas del Barremiano, presentándose anticlinales con doble buzamiento de orientación noroeste-sureste limitados por cabalgaduras o fallas inversas, algunos de estos

anticlinales están nucleados por domos de sal y presentan estructuras de inversión que involucran al basamento.

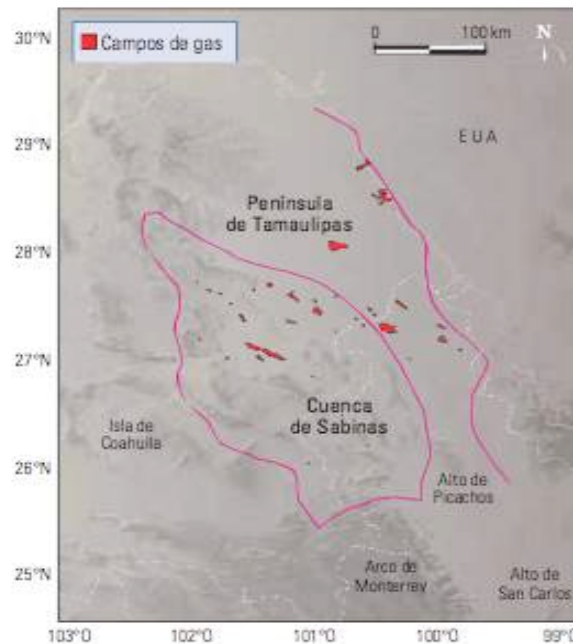


Figura 15: Elementos Tectónicos y distribución de campos de gas (convencionales) de la cuenca de Sabinas. Geología Petrolera de México, WEC, 2010.

Los datos cinemáticos indican un acortamiento paralelo a la dirección de esfuerzo tectónico principal, observándose en la cuenca cuatro estilos estructurales: a) Pliegues anticlinales alargados, estrechos, disarmónicos y bifurcados donde las evaporitas jurásicas están presentes, b) Anticlinales de alto relieve con núcleos erosionados hacia los márgenes de la cuenca donde las evaporitas jurásicas están ausentes, c) Estructuras de relieve suave, cubiertas por rocas más jóvenes desarrolladas en el área de influencia de la Península de Tamaulipas y d) Estructuras anticlinales tipo caja y dómicas hacia las áreas de la cuenca, en donde las evaporitas tienen los mayores espesores. Los patrones de fracturamiento para la cuenca son los siguientes: a) fracturas resultantes de la compresión, paralelas y subparalelas a la dirección del echado de las capas, de gran extensión tanto lateral como vertical, b) fracturas causadas por la extensión, perpendiculares al eje de los pliegues, numerosas pero de corta extensión, compartimentan la estructura en pequeños bloques, los otros tres patrones que se aprecian no son de interés pues son de áreas muy limitadas (Fig. 16), (Geología Petrolera de México, WEC, 2010).

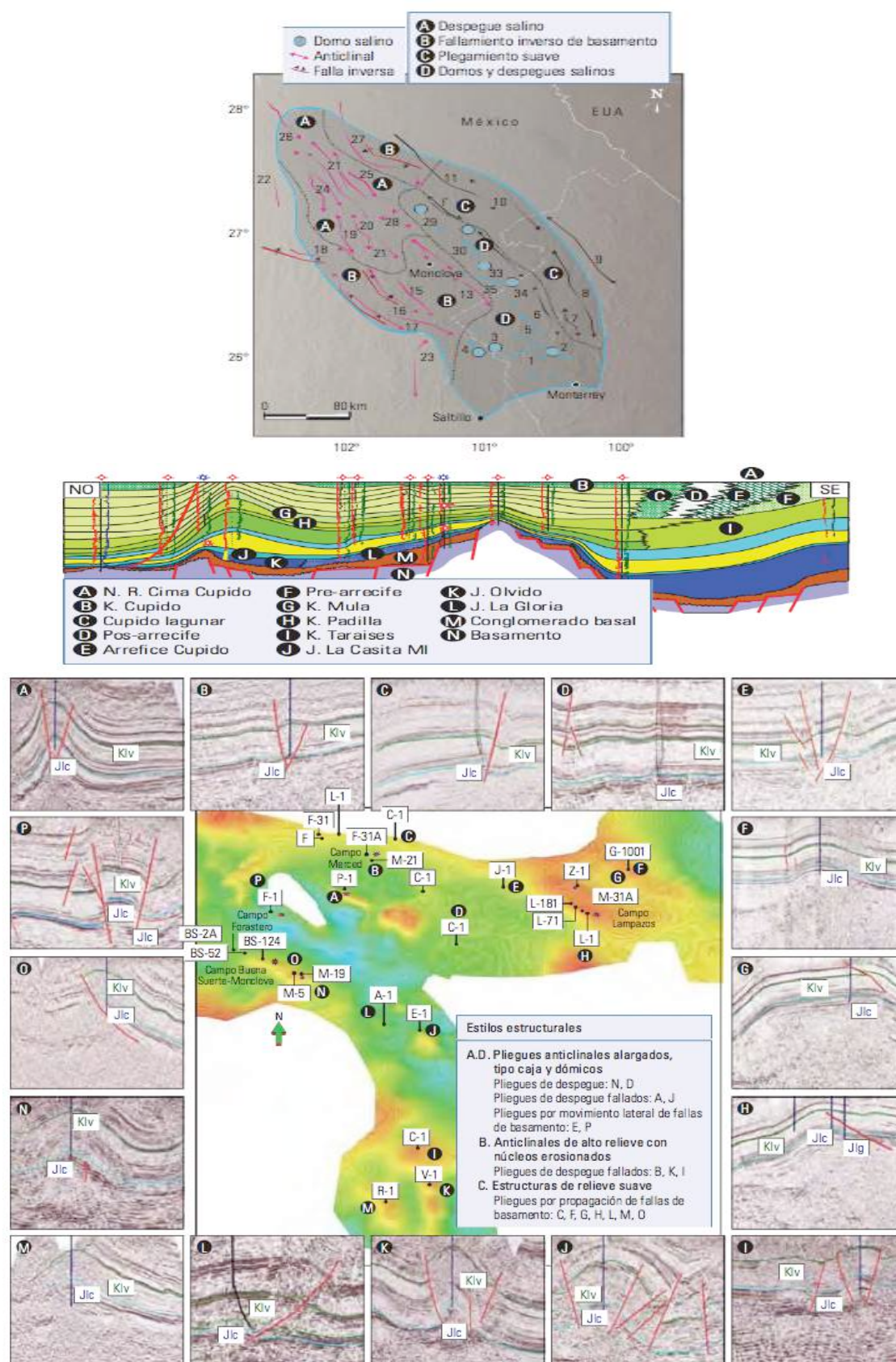


Figura 16: Distribución de estilos de deformación y sección estructural NW-SE representativo de la Cuenca. Geología Petrolera de México, WEC, 2010

La estratigrafía de la zona se puede resumir de la siguiente manera (Fig. 17):

- Basamento Cristalino (ígneo – metamórfico) de edad permo-triásica con aportes de la erosión de los paleo-elementos positivos así como rocas ígneas producidas durante el proceso de rift.
- Sedimentación marina en la cuenca de edad Calloviano-Oxfordiano con depósito de evaporitas, calizas y algunos terrígenos de la formación Minas Viejas y aún con aportes volcánicos.
- Transgresión durante el Kimmeridgiano temprano, se establecieron sobre las evaporitas rampas carbonatadas, siendo estas calizas de agua somera (Formación Olvido).
- La Formación Olvido retrocedió hacia los altos, mientras hacia los bordes de la cuenca tuvo lugar la formación La Gloria (areniscas y conglomerados rojizos).
- Para finales del Jurásico y principios del Cretácico (Kimmeridgiano-Berriasiano) tuvo aporte de siliciclásticos, depositándose conglomerados, areniscas y Lutitas carbonosas de la formación La Casita.
- Del Berriasiano al Barremiano se acumularon terrígenos como areniscas y conglomerados de las Formaciones San Marcos y Hosston, hacia los bordes de la cuenca, en la parte central se depositaron terrígenos finos, carbonatos de cuenca y de borde de plataforma, evaporitas y calizas de alta energía de las formaciones Menchaca, Barril Viejo, Padilla, La Mula y La Virgen.
- Para el Aptiano temprano se tiene plataforma carbonatada, tenemos calizas de agua somera de la Formación Cupido, al oriente crecimientos orgánicos y al sureste en zona de aguas profundas calizas de mar abierto de la formación Tamaulipas Inferior.
- En el Aptiano tardío se inició una transgresión, depositándose Lutitas y calizas arcillosas de la Formación La Peña y facies terrígenas de la Formación Las Uvas.
- Durante el Albiano continuó la subsidencia y se depositaron calizas y Lutitas de mar abierto, formaciones Tamaulipas Superior, Kiamichi y

Georgetown, posteriormente calizas de plataforma de las formaciones Aurora, Glen Rose, Edwards y McNight hacia los elementos positivos.

- En el Cenomaniano ocurrió una nueva transgresión que propició condiciones de plataforma abierta en la mayor parte de la cuenca, se depositaron las formaciones Del Río y Buda,
- En el Cenomaniano tardío-Santoniano se depositaron calizas de plataforma media a externa de las formaciones Eagle Ford y Austin.
- A finales del Cretácico se tuvieron levantamientos de las áreas continentales producto de la Orogenia Laramide, de esto se originó el depósito de facies deltaicas para las formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondido como parte de la regresión (Geología Petrolera de México, WEC, 2010).

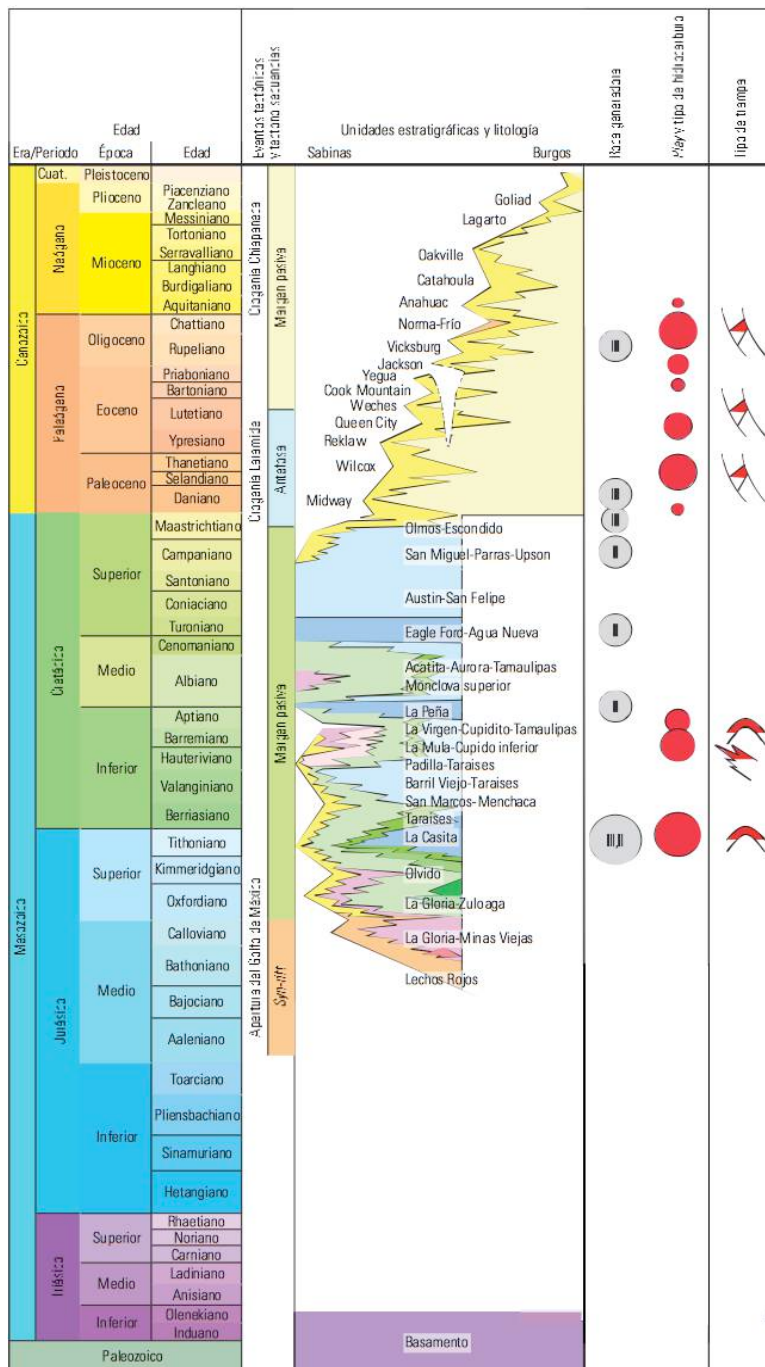


Figura 17: Columna Estratigráfica de la Cuenca de Sabinas- Burro-Picachos
Cuenca de Burgos. Geología Petrolera de México, WEC, 2010

2.2.2 Marco Tectónico, Geología Estructural y Estratigrafía de la Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos formó parte de una Cuenca antepaís (cuenca sedimentaria que se forma entre el frente de una cadena montañosa y un cratón adyacente, son elongadas o curvas y altamente asimétricas, estrechamente asociadas a zonas de colisión continental) ubicada hacia el frente del cinturón plegado laramídico de la Sierra Madre Oriental que afectó del Paleoceno al Eoceno medio sobre la parte sur y occidental de esta Cuenca. La mayoría de los sedimentos provienen de la parte norte de la margen pasiva del Golfo de México, sus límites se muestran en la Figura 18.

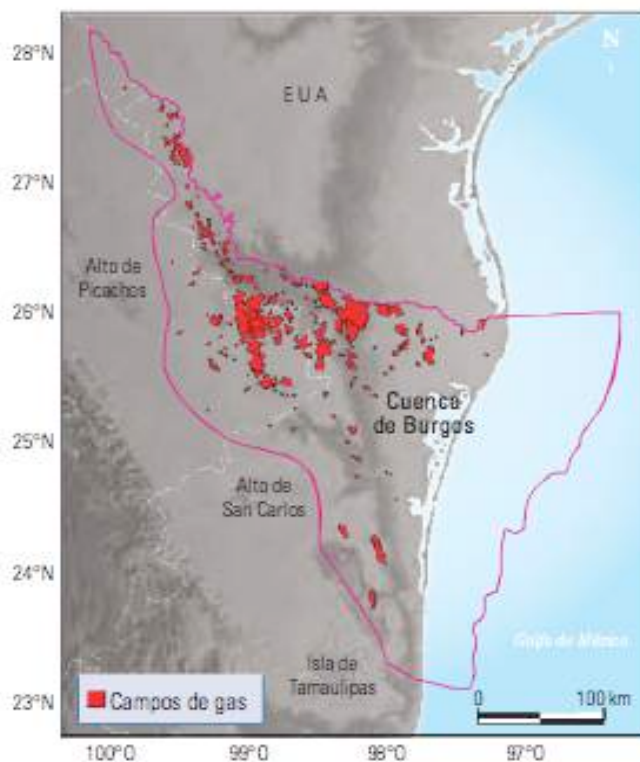


Figura 18: Ubicación de la cuenca de Burgos con locaciones de Gas Convencional. Geología Petrolera de México, WEC, 2010.

Estructuralmente, en la región se encuentran un conjunto de fallas normales lístricas de orientación NW-SE con caída hacia el oriente y desplazamiento de algunos cientos de metros, existen estructuras roll over con nivel de despegue en sedimentos arcillosos del Paleoceno en la parte occidental y

en niveles más jóvenes hacia el oriente, en donde despegan en el Oligoceno (Geología Petrolera de México, WEC, 2010).

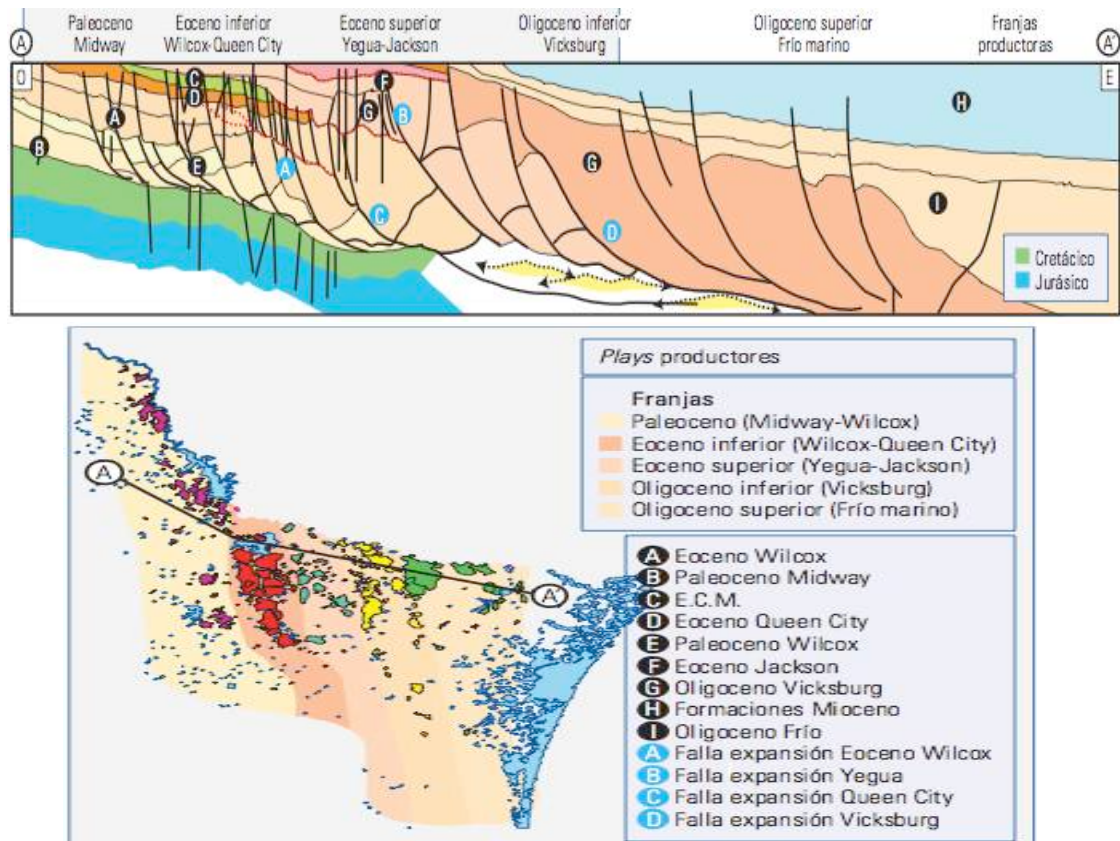
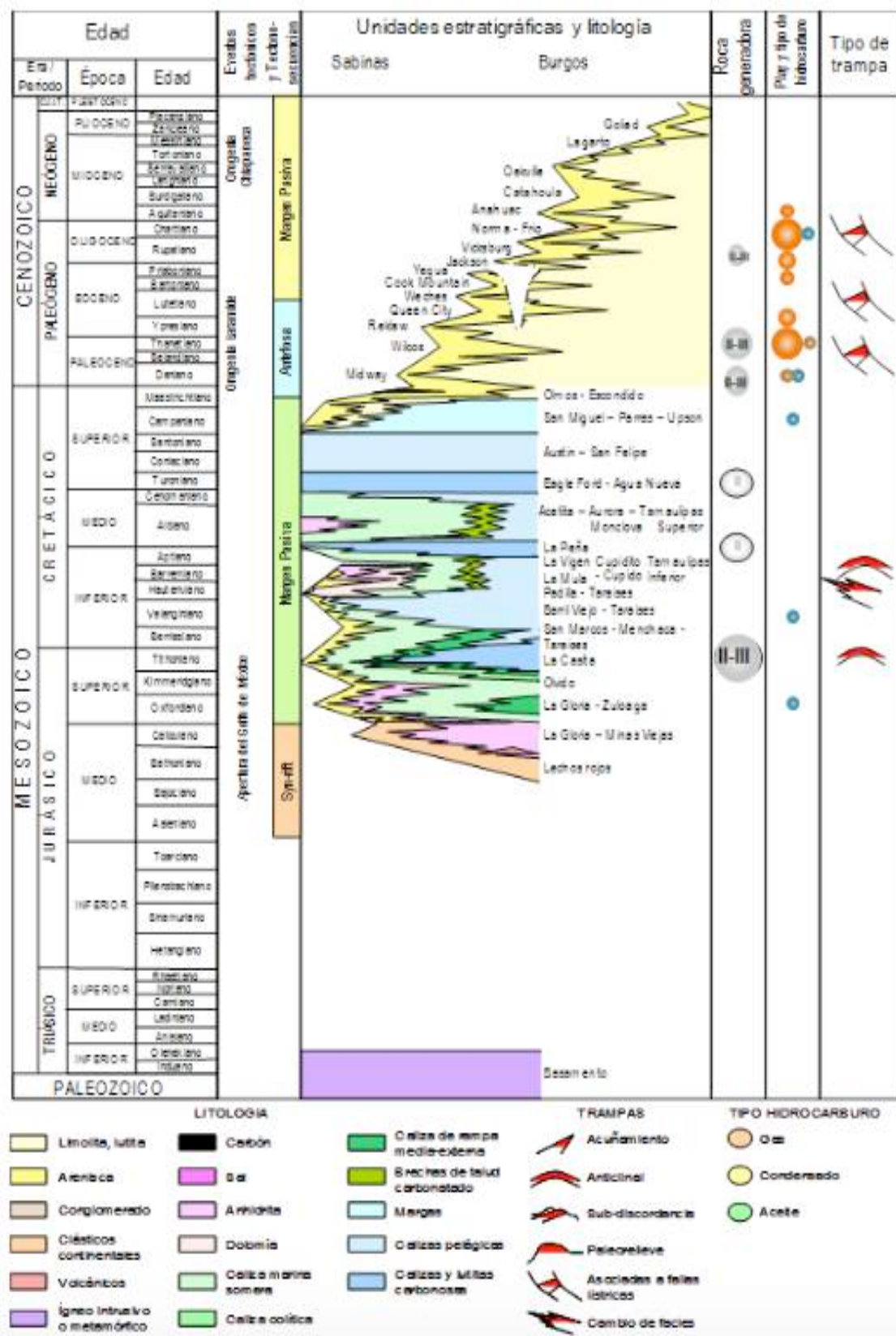


Figura 19: Estilo estructural dominante en la Cuenca de Burgos. Geología Petrolera de México, WEC, 2010.

La estratigrafía y Sedimentología de la zona puede resumirse como la siguiente (Fig. 20):

- Las zonas del occidente aportaron las areniscas y Lutitas de las formaciones Midway (Paleoceno Inferior) y Wilcox (Peloceno Superior-Eoceno Inferior) por ser las regiones altas, estos depósitos son de ambientes deltaicos, estuarinos y costeros como barras e islas de barreras que varían a ambientes turbidíticos de base de talud y cuenca hacia la parte oriental, siendo más joven hacia el Golfo de México.
- Por fallamiento sinsedimentario ocurrió el espacio de acomodo para la sedimentación y crecimiento de paquetes de arena en los bloques bajos, que van desde 400m en la zona centro-occidental de la cuenca y para la región sur-oriental mayor a 1000 m.

- La formación Reklaw de sedimentos arcillo-arenosos cubren a los sedimentos del Eoceno Temprano de la Formación Wilcox, pero a su vez cubierto por rocas arcillosas de las formaciones Weches y Cook Mountain sobreyaciendo las formaciones Yegua y Jackson las cuales son más arenosas, con una depositación progresiva hacia el oriente durante el Eoceno tardío.
- Para el Oligoceno se presentó un levantamiento y rejuvenecimiento de las áreas positivas, generando esto afluencia de clastos y material terrígeno fino hacia las partes profundas de la cuenca y la progradación de sistemas de plataforma, deltaicos y fluviales de la secuencia Vicksburg y Frío. Las fallas sinsedimentarias también repercutieron los sedimentos de esta edad.
- A finales del Oligoceno se produjo una transgresión y en el Mioceno temprano progradan nuevamente los ambientes fluviales, deltáicos y costeros, dando lugar al depósito de areniscas y conglomerados de la Formación Anáhuac y varias unidades más del Mioceno medio-tardío y Plioceno (Geología Petrolera de México, WEC, 2010).



2.3 Ubicación y Características de los Pozos de Estudio E-1 y A-1

E-1 comenzó a perforarse el 13 de septiembre de 2010 y su perforación finalizó el 17 de Febrero de 2011; se encuentra localizado dentro del Bloque Olmos a 63 km de Nuevo Laredo, Municipio de Hidalgo, Coahuila. Primero se perforó el pozo vertical inicial de 2600 m con 1300 m de sección horizontal y un azimuth de 179° sobre la cima de la Unidad Inferior de la Formación Eagle Ford. Este pozo explorador buscaba recabar información suficiente para determinar el porcentaje de COT, la orientación de los esfuerzos y con ello diseñar la trayectoria más óptima de la geonavegación del pozo dentro de la formación.

La profundidad vertical programada fue de 2539.91 metros verticales bajo la mesa rotaria (m.v.b.m.r) y una profundidad desarrollada de 4071 (m.v.b.m.r). El pozo fue diseñado en 4 etapas (Figura 20):

- Primera Etapa: diámetro de barrena de 22" y un diámetro de TR de 16" perforando 150m verticales. Objetivo: Cubrir acuíferos someros e instalar conexiones superficiales de control.
- Segunda Etapa: diámetro de barrera de 14 ½" y diámetro de TR de 11 ¾" perforando 900m verticales. Objetivo: Aislar las zonas de baja presión como son la Formación Wilcox y Wilcox inferior.

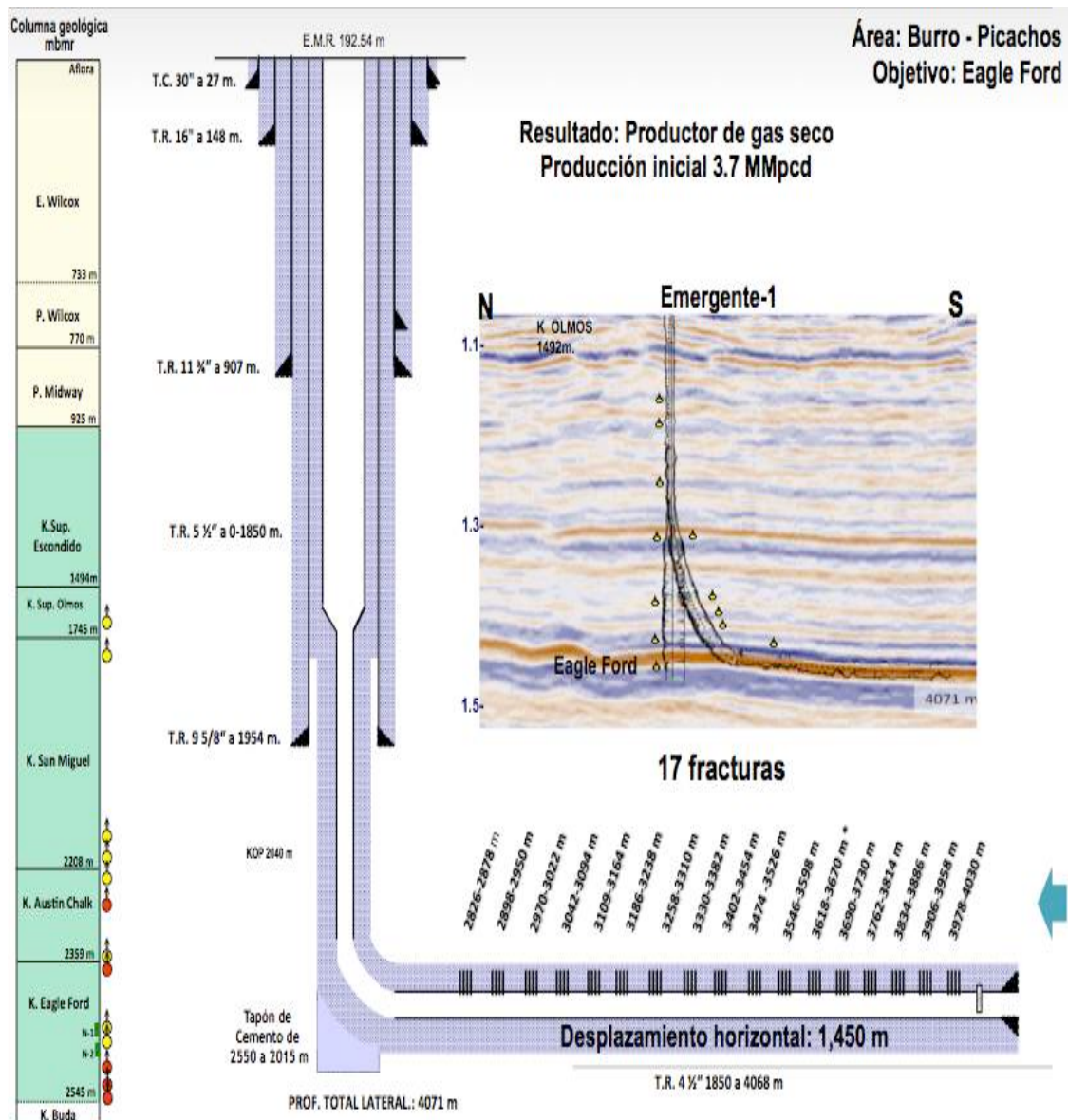


Figura 21: Características Técnicas del Pozo Emergente-1. Aceite y Gas en Lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México, Junio 2012.

- Tercera Etapa: diámetro de barrena de 10 5/8" y diámetro de TR de 9 5/8" cubre una profundidad vertical de 1950m. Objetivo: Aislar zonas de presión anormal como las formaciones Escondido, Olmos y San Miguel.
- Cuarta Etapa: diámetro de barrena de 6 1/2" y TR de 4 1/2" perforando 2539.9 metros verticales y una profundidad desviada de 4071m. Objetivo: Aislar zona productora (unidad inferior Eagle Ford) y posteriormente explotarla.

Formación	Profundidad Vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollo (m.d.b.m.r.)	Litología
Eoceno Superior Fm. Wilcox	Aflora	Aflora	Arenisca con intercalaciones de lutita.
Eoceno Inferior Fm. Wilcox	724	724.0	Arenisca con intercalaciones de lutita.
Cretácico Superior Fm. Escondido	964	964.0	Arenisca gris claro y gris oscuro, de granos muy finos a finos de cuarzo, subredondeados a subangulosos, bien clasificados, consolidada en matriz arcillosa y cementante calcáreo con intercalaciones de lutita gris claro a gris oscuro, arenosa y calcárea con presencia de pirita diseminada.
Cretácico Superior Fm. Olmos	1547	1547.0	Arenisca gris claro, de granos finos, medios y gruesos de cuarzo, subredondeados a subangulosos, mal clasificados, consolidada, en matriz arcillosa y cementante calcáreo con intercalaciones de lutita gris claro a gris oscuro, arenosa y calcárea con presencia de pirita diseminada y glauconita.
Cretácico Superior Fm. San Miguel	1784	1784.0	Arenisca gris claro de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados a subangulosos, regularmente clasificados, consolidada, en matriz arcillosa y cementante calcáreo con intercalaciones de lutita gris oscuro, arenosa y calcárea. Traza de marga color café grisáceo, calcárea con presencia de pirita diseminada.
Cretácico Superior Fm. Austin	2216	2222.0	Marga color café claro, gris oscuro, arcillosa y calcárea. Trazas de lutitas gris verdosa. Mudstone a wackestone gris claro de intraclastos y bioclastos indeterminados con presencia de pirita diseminada.
Cretácico Superior Fm. Eagle Ford	2465	2584.0	La parte superior esta constituida por mudstone arcilloso-carbonoso de color gris oscuro y la parte inferior por lutita gris oscuro a negra, de aspecto carbonoso, ligeramente calcárea.
Cretácico Superior Fm. Buda	2545		Wackestone microcristalino, de bioclastos e intraclastos indeterminados, con fracturas selladas con calcita y pirita diseminadas.
Cretácico Superior Fm. Del Río	2568		Wackestone microcristalino, de bioclastos e intraclastos indeterminados, con fracturas selladas con calcita y pirita diseminadas.
Cretácico Superior Fm. Georgetown	2582		Wackestone a wackestone de aspecto carbonoso, de bioclasto e intraclasto indeterminados.
Perforación Total	2539.91	4071.0	Wackestone microcristalino, de bioclastos e intraclastos indeterminados, con fracturas selladas con calcita y pirita diseminadas.

Figura 22:Columna Geológica cortada por el Pozo E-1. Pérez Vázquez, Febrero 2014.

Para este Pozo no se encontraron estructuras geológicas relevantes, la trampa es del tipo estratigráfica, la primera etapa se perforó con lodo bentonítico y las restantes con lodos base aceite, la primera etapa de perforación fue realizada por PEMEX y las cuatro restantes por la compañía Halliburton.

Se diseñaron 17 segmentos de fracturas, el pozo E-1 fue declarado productor de Gas Seco en el intervalo 3,382-2826m, para el fracturamiento se utilizaron 42, 563 sacos de apuntalante cuarcítico de resistencia de 4000 psi con 8

millones de galones (30.3 millones de litros) de fluido (agua con reductor de fricción), la cantidad de agua destinada fue aproximadamente 262,000 barriles. Se anexa en la Figura 22 la columna geológica del pozo (Vázquez Pérez, 2014).

El pozo A-1 tuvo como objetivo el *play* de la Formación Pimienta; este pozo fue explorador, este fue el séptimo pozo perforado para yacimientos no convencionales y el segundo que tuvo como objetivo la Formación Pimienta (Jurásico Superior).

La perforación inició el 7 de Julio de 2012 y se terminó el 18 de Septiembre de 2012, la etapa de terminación se dio del 11 de octubre del 2012 al 28 de diciembre del 2012. Se encuentra en el estado de Tamaulipas, municipio de Cruillas.

La profundidad programada fue de 2250m verticales más 1513m direccionados hasta llegar a la horizontalidad, la elevación del terreno era de 91 m, a través de muestras de núcleos se detectó impregnación de aceite y conforme continuo la perforación se localizaron 8 manifestaciones más de hidrocarburos (Fig. 23) (Pérez Aquiahuatl, 2014)

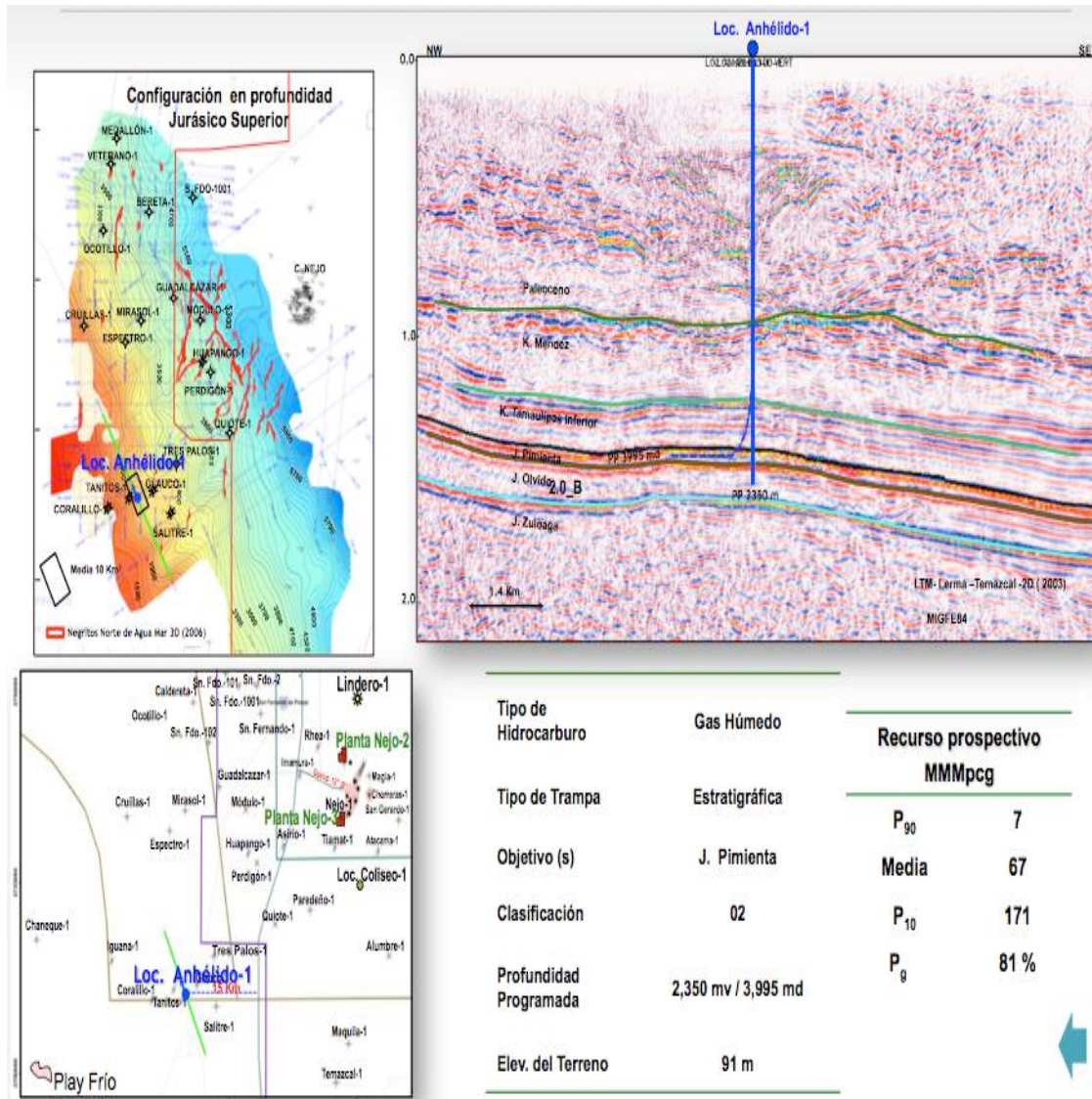


Figura 23: Proyecto de Pozo Anhérido-1. Aceite y Gas en Lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México, Junio 2012.

CAPITULO III. LUTITAS GASÍFERAS/ACEITÍFERAS Y SUS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

- 3.1 Principales Parámetros Petrofísicos para los Yacimientos de Lutitas.
 - 3.1.1 Kerógeno, Madurez Térmica, Carbono Orgánico Total, Volumen y Capacidad del Gas, y Mineralogía.
 - 3.1.2 Porosidad, Permeabilidad, Saturación de Fluidos y Densidad de Grano.
- 3.2 Respuesta de los Principales Registros Geofísicos de Pozo en formaciones con presencia de Lutitas
- 3.3 Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo en formaciones con presencia de Lutitas (Metodología de Análisis).

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.



3.1 Principales Parámetros Petrofísicos para los Yacimientos de Lutitas

Como ya se explicó en la sección anterior: “Regiones de Interés de *Shale Gas* y *Shale Oil* en México”, las áreas de interés se encuentran condicionadas por parámetros como el TOC y la Madurez, los cuales nos brindan un panorama de la productividad petrolera que los plays de interés pueden llegar a tener, aunque es necesario recordar que las propiedades tanto de TOC, madurez y petrofísicas son variables a lo largo del play, pero con un panorama promedio de dichas propiedades es posible visualizar las áreas favorables para la explotación del gas y aceite en Lutitas.

Ya localizada la región de interés, es necesario detectar los “*bright points*” a través de los atributos sísmicos para así identificar los intervalos de interés en donde será necesario realizar un pozo explorador en el cual, apoyados de núcleos y registros geofísicos de pozo conoceremos las propiedades de la roca y será posible obtener características de la roca para su identificación, cálculo de saturaciones y volúmenes; combinando estas herramientas para evaluar y conocer el yacimiento es factible obtener resultados económicos positivos. Para los pozos de Lutitas Gasíferas y Aceitíferas es necesario aplicar una técnica conocida como fracturamiento hidráulico para hacer producir los pozos, pues debido a las bajas permeabilidades, es necesario fracturar la roca para hacer fluir el gas o aceite según el caso; a continuación se describen los parámetros que juegan un papel fundamental para la caracterización de los yacimientos de Lutitas con interés económico.

3.1.1 Kerógeno, Madurez Térmica, Carbono Orgánico Total, Volumen y Capacidad del Gas y Mineralogía

Sabemos que para que los hidrocarburos se generen se requiere materia orgánica depositada en un ambiente sedimentario con rápido sepultamiento y un ambiente anóxico, luego tras el sepultamiento viene el incremento de presión y temperatura que va transformando la materia orgánica en Kerógeno, este se divide en cuatro clases, de las cuales dependerá el tipo de hidrocarburos obtenidos y son (Fig. 24):

- Tipo I: Materia Algacea, Planctónica de ambientes lacustres o marinos, rico en hidrógeno y bajo en oxígeno, produce principalmente aceite y en baja proporción gas. Este tipo de Kerógeno es poco abundante.
- Tipo II: Restos de Plancton, de ambientes marinos de profundidad moderada, rico en hidrógeno y bajo en carbono, genera aceite o gas de acuerdo al grado de maduración.
- Tipo III: Restos vegetales terrestres, de ambientes marinos o no marinos someros a profundos, es rico en oxígeno y bajo en hidrógeno, genera principalmente gas seco.
- Tipo IV: Materia orgánica residual con alto contenido de carbono y ausencia de hidrógeno, no tiene potencial de generar hidrocarburos.

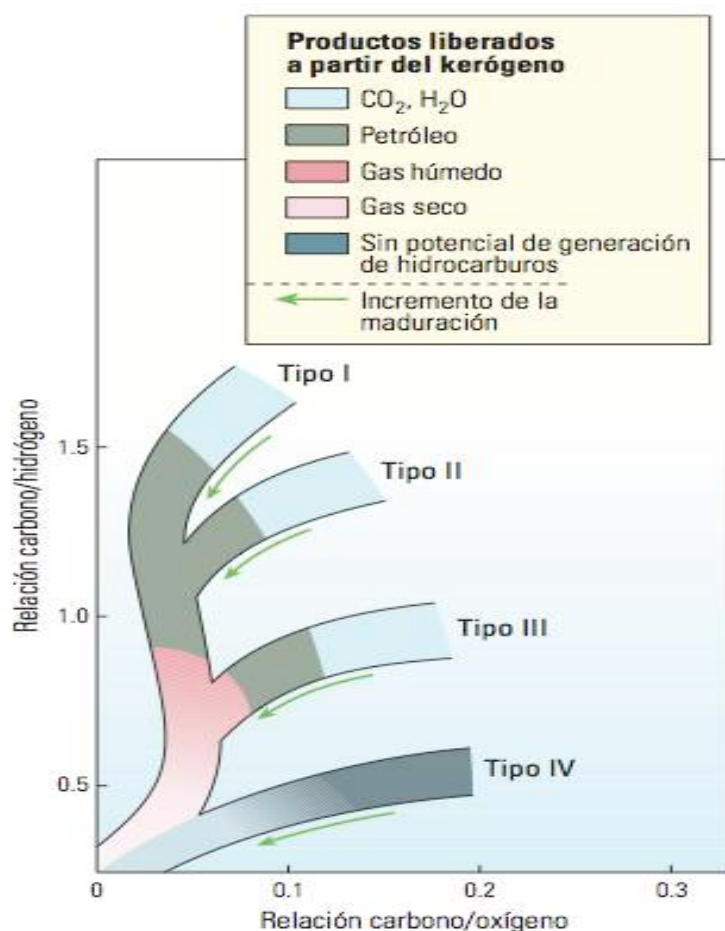


Figura 24: Esquema de tipos de Kerógeno y sus productos resultantes.
Producción de Gas desde su Origen, Schlumberger, Invierno 2006,2007

La Madurez Térmica: es un proceso complicado, pero comúnmente fácil de comprender a través del modelo que se detalla a continuación (Fig. 25):

- **Diagénesis:** en esta etapa la temperatura promedio es de 50° C y la materia orgánica comienza a descomponerse apoyado de los procesos biológicos que pueden producir gas metano, aquí la materia orgánica comienza su transformación hacia Kerógeno y pocas cantidades de bitumen. En esta etapa la materia orgánica es Inmadura.
- **Catagénesis:** con temperaturas que oscilan entre los 50 – 150 °C con mayor presión, produciéndose la generación de los hidrocarburos de acuerdo al tipo de Kerógeno, al principio de esta etapa el Kerógeno es aún inmaduro, pero conforme se avanza en esta etapa entramos

en la ventana de generación del petróleo y parte de la ventana de generación del gas, donde la materia orgánica ya es madura.

- Metagénesis: en esta última etapa las temperaturas promedio son de 150 a 200 °C, debido a que la temperatura es mayor junto con la presión tenemos generación de gas seco hasta llegar con un mayor aumento de presión y temperatura al último producto que serían residuos carbonosos, pasando a grafito.

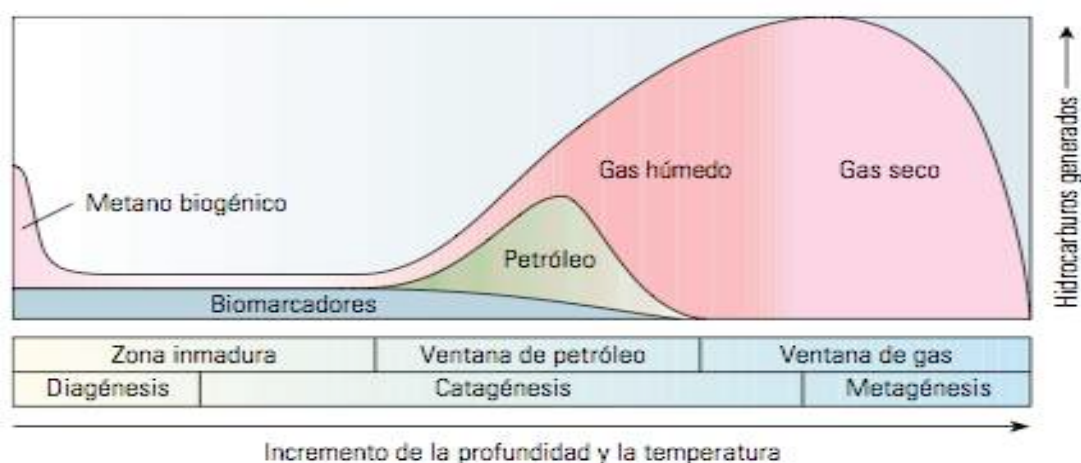


Figura 25: Etapas de Maduración en la generación de Hidrocarburos.

Revolución de Gas de Lutitas, Schlumberger 2012.

La manera de medir la madurez es a través de la reflectancia R_o que se determina con mediciones de microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 gramos de vitrinita de una muestra de roca, los valores varían de 0 a 3%. Para valores menores a 0.6% indican Kerógeno inmaduro, valores entre 0.6 y 0.8% indican aceite, entre 0.8 y 1.1% gas húmedo, resultados mayores a 1.5% tenemos rocas generadoras de gas seco, (Revolución de Gas de Lutitas, Schlumberger 2012).

El Carbono Orgánico Total (TOC): es un parámetro que indica el potencial generador de una roca, los valores de interés rondan entre el 2 hasta el 10% pues valores mayores a este representan materia inmadura; para calcular este parámetro se utiliza el siguiente método:

Se aplica ácido fosfórico a la muestra para eliminar el carbono inorgánico, después de secarse se quema la muestra a 1350 °C en un ambiente rico en oxígeno. El carbono orgánico se oxida para formar CO₂, el cual se detecta, el volumen de gas medido se convierte en el valor del COT y se registra como un porcentaje del peso de la roca (Fig. 26).

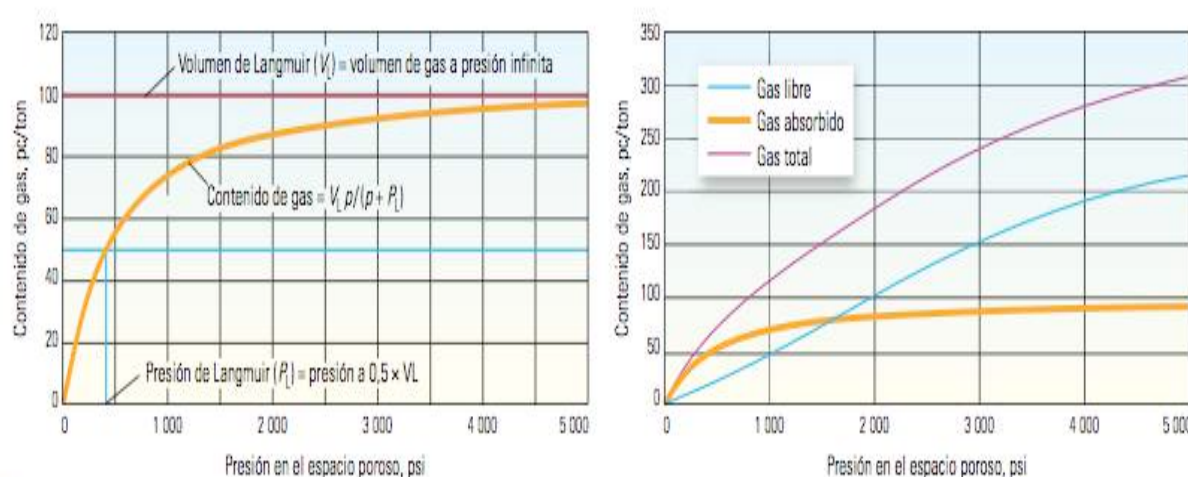


Figura 26: Isotermas de Langmuir (lado izquierdo) y volumen total de gas (lado derecho). Revolución de Gas de Lutitas, Schlumberger 2012. En la figura izquierda la línea roja (volumen de Langmuir) representa el límite teórico para el gas adsorbido a presión infinita, la presión de Langmuir (línea vertical color azul) es la presión a la mitad del volumen de Langmuir, p es presión.

El volumen y capacidad del gas: El volumen total de gas en sitio es la suma del gas absorbido y el gas libre, conforme entra en producción el gas libre, el gas absorbido será liberado. Esta prueba es realizada a partir de núcleos de los cuales se extrae el gas y se mide el volumen producido en función del tiempo para estimar el Volumen total en condiciones del yacimiento utilizando las relaciones de presión, el volumen de gas absorbido se describe mediante una curva de isoterma de Langmuir (Fig. 26). Con estas isotermas se puede calcular el gas absorbido a partir de los valores del COT proveniente de registros geofísicos de pozo, teniendo la posibilidad de calcular volúmenes de gas con los valores de porosidad efectiva y saturación de gas después de haber calculado el espacio poroso ocupado por el gas absorbido. Revolución de Gas de Lutitas, Schlumberger 2012).

Mineralogía: En la sección 1.2 “Definición de Shale Gas y Shale Oil” Se mencionan las diferentes características mineralógicas de las Lutitas, las cuales no son homogéneas, razón por la cual, el play no comparte la misma composición mineralógica a lo largo de su extensión y mucho menos a lo largo de la navegación de un pozo, por esto el éxito o fracaso de un pozo estará en función de esta, se analizan núcleos de pozo de los cuales se obtienen un panorama de la roca, aunque es necesario determinarlo a través de registros geofísicos de pozo para poder detectar las variaciones que la roca presente a lo largo del pozo, calibrando esta información con lo obtenido de los núcleos.

3.1.2 Porosidad, Permeabilidad, Saturación de Fluidos y Densidad del Grano

El modelo petrofísico de una roca de Lutita gasífera se muestra en la Figura 27, el cual fue diseñado en a través de muestras en núcleos, pero para fines de esta Tesis podremos tomar este modelo cómo válido al utilizar registros geofísicos de pozo en lugar de muestras de núcleos.

Matrix	Fluid	
KEROGEN	Free (ϕ_{kFF})	Gas
	Adsorbed (ϕ_{kad})	
INORGANIC MATRIX (Dry Clay + Non-clay Minerals)	Free (ϕ_{FF})	Gas
	Pc bound (ϕ_{PcBW})	Water
	Clay bound (ϕ_{CLBW})	Water

Figura 27: Modelo Petrofísico para las Lutitas. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, SPE, March 2012.

A continuación se describen las propiedades petrofísicas para el modelo de Yacimientos en Lutitas:

Porosidad: es el porcentaje del espacio vacío en la roca, la porosidad en las rocas no solo está compuesto por fracturas, también lo constituyen la

porosidad de la matriz, porosidad de la arcilla y porosidad del kerógeno, para registros geofísicos de pozo, la porosidad se constituye de la siguiente manera:

Porosidad Total: considera todo el espacio vacío conectado y no conectado más la porosidad de las Lutitas.

Porosidad Efectiva: es el volumen de poros interconectados y contribuyen al flujo en un yacimiento, se define como la porosidad Total menos la porosidad de las Lutitas.

Porosidad de las Lutitas: porosidad estimada en base al volumen de Lutitas.

Porosidad de agua ligada a la arcilla: ocupado por agua adsorbida en arcillas e hidratación de las arcillas.

Porosidad de agua capilar: ocupada por agua atrapada capilarmente en la matriz.

Porosidad de Fluido libre: ocupado por fluidos móviles, ($\Phi_{FF} = \text{Porosidad Total} - \text{Porosidad de agua ligada} - \text{Porosidad de agua capilar}$) El gas libre ocupada este espacio poroso cuando S_o es aproximadamente 0%.

La porosidad para registros se puede calcular a través de un registro de densidad, con la relación de la densidad medida (ρ_b) y los componentes de las Lutitas (Ec. 1):

$$\rho_b = \rho_m V_m + \rho_k V_k + \rho_{gk} \Phi_k + \rho_{gm} \Phi_m \quad \dots (1)$$

Dónde:

ρ_b densidad medida

ρ_m densidad de la matriz; V_m fracción de volumen de la matriz

ρ_k densidad del kerógeno; V_k fracción de volumen del kerógeno

ρ_{gk} densidad del gas intrakerógeno; Φ_k porosidad del kerógeno

ρ_{gm} densidad del gas intermatriz; Φ_m porosidad de la matriz

Porosidad Total es igual (Ec. 2):

$$\Phi_T = \Phi_m + \Phi_k \quad \dots (2)$$

Ó

$$\Phi_T = \frac{\rho_b - \rho_m - w_k \rho_b \left(1 - \frac{\rho_m}{\rho_k}\right)}{(\rho_g - \rho_m) + (\rho_w - \rho_g) S_{WT}} \quad \dots (3)$$

Dónde:

ρ_g densidad del gas

ρ_w densidad del agua

w_k peso fraccionario del kerógeno

S_{wT} saturación de agua

ρ_k densidad del kerógeno

Para la correcta aplicación de las expresiones son necesarias las siguientes suposiciones:

- 1) El gas libre en la matriz es de igual densidad al gas libre y absorbido en el kerógeno.
- 2) La saturación de agua en el kerógeno es cero.
- 3) La variabilidad de la densidad de los minerales son calculados para un modelo de mineralogía.
- 4) El gas absorbido forma parte de la porosidad total.

La Fracción de peso del kerógeno se define como (Ec. 4):

$$w_k = TOC / c_k \quad \dots (4)$$

Dónde:

C_k es el peso fraccionario del carbón en el kerógeno específico para cada yacimiento.

Permeabilidad: es la capacidad de la roca de permitir que un fluido atraviese su espacio poroso sin alterar su estructura interna, este parámetro esta en función del tamaño, forma, clasificación y arreglo de los granos, pero también destacan los siguientes factores: Porosidad efectiva (poros interconectados), Densidad del fluido y presión del fluido, su unidad es el Darcy y comúnmente para la industria petrolera usada con el prefijo de milésima parte siendo esta milidarcys (mD). La permeabilidad se puede clasificar de la siguiente manera (Ec.5):

- a) Permeabilidad Absoluta (K_{abs}) propiedad que permite a la roca el paso de un fluido mojante cuando se encuentra completamente saturada del

mismo fluido, esta propiedad es igual para cualquier líquido que sea mojante (no incluye a los gases).

- b) Permeabilidad Efectiva (K_f): esta propiedad se especifica en un fluido, y es la propiedad que permite el paso a un fluido en presencia de otros (aceite, gas o agua) en el medio poroso, sus valores varían desde cero hasta la permeabilidad absoluta, excepto en el caso del gas que puede ser mayor debido al resbalamiento molecular por no ser un fluido mojante.
- c) Permeabilidad Relativa (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}): este parámetro es solo una relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido y la absoluta, se define de la siguiente forma para el aceite, gas y agua respectivamente:

$$\begin{aligned}k_{ro} &= \frac{k_o}{k_{abs}} \\k_{rg} &= \frac{k_g}{k_{abs}} \\k_{rw} &= \frac{k_w}{k_{abs}} \\\dots (5)\end{aligned}$$

La suma de estos tres (Ec. 5) es menor a 1.0. (Correa Peña, Salazar Mérida, Octubre 2013).

La ley de Darcy en función del gasto se expresa como (Ec. 6):

$$q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L} \dots (6)$$

Donde:

k coeficiente de permeabilidad (D); q gasto (cm^3/s)

v velocidad (cm/s); V volumen (cm^3)

d distancia (cm); A área (cm^2)

t tiempo (s); $P_1 - P_2$ gradiente de presión (atm)

μ viscosidad del fluido (cp); L longitud del medio poroso (cm)

Saturación de Fluidos: es la relación entre el volumen del fluido (V_f) y el volumen de los poros (V_p), siendo los fluidos posibles aceite, gas o agua. Un

yacimiento petrolero puede albergar dos o hasta tres saturaciones de fluido, donde la saturación de agua (S_w) puede ser móvil o irreducible.

La saturación de agua irreducible (S_{wirr}) son del orden de 0.1 a 0.3, la saturación de aceite (S_o) puede alcanzar valores de 0.9, por lo tanto, la sumatoria de las saturaciones es igual a 1. La saturación crítica es el punto mínimo del valor de la saturación a partir del cual el fluido comienza a desplazarse.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots (7)$$

Saturación de Agua (S_{WT}): para el cálculo de este parámetro con base en registros se aplica el modelo de Archie basado en un registro de porosidad y resistividad de la siguiente forma (Ec. 8):

$$S_{w_T} = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi_T^m * R_t}} \dots (8)$$

Dónde:

R_t resistividad de la roca; n exponente de saturación

R_w resistividad del agua de formación; m exponente de cementación

R_t resistividad verdadera de la formación; a factor de tortuosidad (≈ 1)

Φ_T porosidad total

La ecuación de Archie se aplica cuando la formación es limpia y la conducción de la corriente eléctrica es a través del agua que se localiza en los poros. Cuando esta condición no se cumple, entonces no es aplicable este método.

Densidad del Grano: debido a la influencia del kerógeno en la densidad del grano, es importante evaluar este parámetro (GD o ρ_{ma}), pues la presencia de kerógeno disminuye la densidad en comparación con una Lutita sin kerógeno, esto es utilizado para calibrar los registros, y este parámetro se puede calcular a través de un registro mineralógico.

3.2 Respuesta de los Principales Registros Geofísicos de Pozo en formaciones con presencia de Lutitas

Los registros eléctricos y radioactivos tienen una respuesta particular en intervalos de Lutitas Gasíferas o Aceitíferas. La presencia de hidrocarburos y Kerógeno dan como resultado alteraciones en la respuesta de los registros de resistividad, densidad, sónico, neutrón, espectroscopia de rayos gamma e imágenes de microresistividad en comparación con intervalos sin presencia significativa de Kerógeno.

Registro de Resistividad: De acuerdo con el tipo y volumen de arcilla, la presencia del Kerógeno e hidrocarburos incrementan la resistividad de la roca, el contenido de arcillas puede variar entre 30 – 70%, según los estudios desarrollados (aunque en algunos casos la presencia de minerales arcillosos puede ser menor al 10%), mientras mayor sea el contenido de arcillas, la resistividad de las rocas será menor, sin embargo, la propiedad de las arcillas que más afecta a la resistividad es la capacidad de intercambio catiónico CIC siendo esta, una relación inversamente proporcional, esta propiedad varía en función del tipo de arcilla y de su composición mineralógica. Los intervalos de Lutitas Gasíferas y Lutitas Aceitíferas son más resistivos que los intervalos ricos en arcillas con bajos niveles o libres de Kerógeno. Cuando se tiene un solo intervalo con Gas, la presencia del Kerógeno puede ser gradacional, resultando en una respuesta de la resistividad en forma de campana, sin embargo, en etapas de sobremaduración la resistividad sufre una drástica reducción por la presencia de grafito que es un material conductor (Glorioso, Rattia, 2012)

Registro de Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma: La presencia de Lutitas incrementa el nivel de radioactividad de la formación. Es normalmente fácil distinguir entre un estrato rico en arcillas y capas con carbonatos o arenas. Anormalmente, alta radioactividad natural en Lutitas gasíferas es causado por la presencia de uranio concentrado o iones de uranio, por ejemplo, como resultado de condiciones reductivas en ambientes marinos. Por lo tanto, es altamente recomendable el uso de una herramienta de

espectroscopia de rayos Gamma (NGT por sus siglas en inglés) para evaluar dichas formaciones. La capacidad de separar niveles de radiación de Torio (Th), Potasio (K) y Uranio (U) es una ventaja en comparación con rayos Gamma Total (GR). Es ampliamente aceptado el hecho de que la Illita, mica y feldespatos son los principales contribuyentes de Uranio. El efecto de la Montmorilonita, Clorita y Caolinita en los niveles de radiación son menos significativos. La relación entre Th-K- P_{ef} (Torio, Potasio y Factor Fotoeléctrico) en conjunto con los análisis de laboratorio son algunas de las opciones usadas para distinguir la riqueza mineral de las arcillas. (Figura 28) (Glorioso, Rattia, 2012)

Densidad y Factor Foto Eléctrico: El Kerógeno y el Gas son de baja densidad (ρ_b) y bajo factor fotoeléctrico (P_{ef}), como resultado de los altos niveles de estos componentes se reduce la densidad y el factor fotoeléctrico de la roca. También la densidad de la matriz con Kerógeno (ρ_{ma}) es muy bajo, casi igual a la densidad del agua, por esta razón si el volumen de Kerógeno no es estimado con precisión, los cálculos subsecuentes de la porosidad serán incorrectos, proporcionando datos más altos que los reales. Por otro lado, algunos autores han hecho correlaciones entre ρ_b y TOC (Carbono Orgánico Total, por sus siglas en inglés) mediante la explotación de esta característica, reportando resultados satisfactorios en la obtención de TOC desde la densidad de la roca, como se mide en laboratorio; dicha aplicación puede ser extendida hasta la interpretación de los registros. El diámetro de agujero y la buena geometría del pozo son factores críticos para este tipo de registros; el diámetro de invasión y el tipo de lodo debe ser conocido, aunque para las Lutitas existen cambios en la formación cerca de las paredes del pozo debido a otros factores distintos a la invasión del lodo. (Figura 28) (Glorioso, Rattia, 2012)

Sónico: Kerógeno y Gas tiene altos tiempos de tránsito acústico (Δ_t); por lo tanto, un alto volumen de estos componentes, incrementa el tiempo de tránsito compresional, Δ_{tc} , como resultado, el registro sónico tiende a exagerar las estimaciones de la porosidad y es imposible contrarrestar el efecto de estos componentes. Algunas publicaciones también reportan afectaciones en la

mediciones de las ondas de corte y en la correlación que existe entre Δ_{tc} y TOC (Figura 27) (Glorioso, Rattia, 2012).

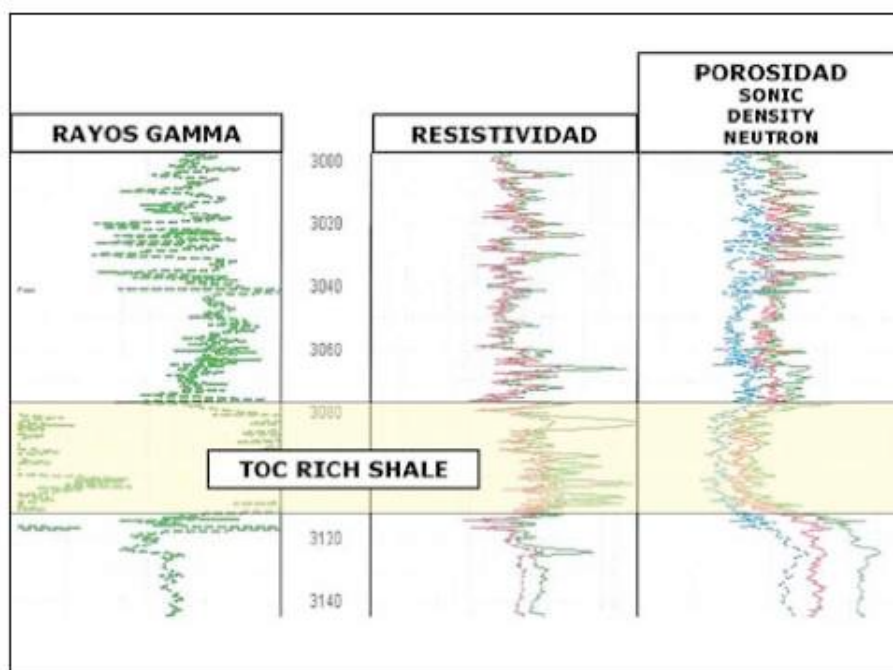


Figura 28: Imagen en la que se puede ver las diferentes respuestas para los registros de Rayos Gamma, Resistividades, Densidad, Factor Fotoeléctrico y Sónico en un intervalo con presencia de materia orgánica. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, Juan C. Glorioso, Aquiles Rattia, SPE 153004, Repsol, Marzo del 2012.

Neutrón Compensado: Este es uno de los registros convencionales menos utilizados en la detección y evaluación del contenido orgánico y el potencial productivo del Shale Gas. Este registro está afectado por el hidrógeno en la materia orgánica, el hidrógeno de las arcillas y además el hidrógeno en el agua y los hidrocarburos presentes que también afectan las mediciones de este registro. Se considera que la porosidad de neutrones es alta, pero su uso en la detección y estimación de TOC ha sido limitada, también se piensa que el índice de hidrógeno del Kerógeno es menor que el de agua, por lo tanto la porosidad neutrón tiende a reducirse de acuerdo a la cantidad de Kerógeno presente. El Gas in situ tiende a reducir la porosidad neutrón ya que tiene un menor índice de hidrógeno que el agua, aunque, cuantificar los efectos de reducción de la porosidad debido a la falta de hidrogeno en el gas y el Kerógeno es bastante complejo para este tipo de roca. En efecto la

combinación de neutrón densidad son limitados en la localización de Gas y Kerógeno debido al fuerte impacto de las arcillas, las cuales aumentan la porosidad neutrón o debido a la presencia de calcita y dolomita que resultan en respuestas de registro de neutrones complejos y contrastantes. Específicamente, la calcita tiende a reducir la porosidad de neutrones en Shale Gas, y esto puede ser confundido con efectos de gas. Este tipo de registro se ve menos afectado por la geometría del pozo, aunque cualquier otro factor que puede alterar a la formación en las áreas cercanas a las paredes del pozo puede tener un impacto en la calidad de esta medición (Glorioso, Rattia, 2012)

Resonancia Magnética Nuclear (NMR): En estos yacimientos, calcular la porosidad con registros convencionales es muy difícil, entre otros factores, la dificultad radica en poder determinar los parámetros de la matriz con precisión como la composición mineral y el contenido de Kerógeno, además de la incertidumbre con respecto a las propiedades de los minerales arcillosos y Kerógeno (densidad, tiempo de viaje, etc.). Las técnicas de NMR parecen altamente útiles para la estimación de la porosidad en yacimientos no convencionales, dado a que esta no depende de las características de la matriz en la ausencia de minerales paramagnéticos. Sin embargo, el contenido de gas, aún en casos de baja porosidad, puede afectar la exactitud de este método. Aún no existen pruebas suficientes con respecto a estos efectos, por lo tanto es importante señalar que este registro se encuentra en una etapa de evolución en busca de una mejor precisión. El diámetro de agujero y la geometría del pozo son factores críticos para este tipo de registros; la invasión del filtrado de lodo y el tipo de lodo debe ser conocido para el uso de este método, aunque en este tipo de rocas, los cambios en las formaciones cerca de las paredes del pozo pueden deberse a otros factores diferentes a la invasión del lodo (Glorioso, Rattia, 2012).

Imágenes de microresistividad: Para lodos base agua, los colores de una imagen de microresistividad de un área con alto contenido de Kerógeno suele ser claro, mientras en áreas arcillosas adyacentes de menor o nulo contenido de Kerógeno los colores son oscuros. La respuesta del Kerógeno no debe ser confundida con las de las capas calcáreas o siliclásticas, yacimientos

de carbón o concreciones de minerales altamente resistivos. Se tienen reportes que en lodos base aceite las imágenes de microresistividad son confiables, siempre que el lodo no invada profundamente la formación y no existan fracturas naturales que puedan hacer la interpretación compleja. El diámetro de agujero y la geometría del pozo son factores críticos para este tipo de registros; la invasión del lodo y el tipo de lodo debe ser conocido para el uso de este método, aunque en este tipo de rocas, los cambios en las formaciones cerca de las paredes del pozo pueden deberse a otros factores diferentes a la invasión del lodo (Glorioso, Rattia, 2012).

3.3 Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo en Formaciones con presencia de Lutitas (Metodología de Análisis).

La interpretación de los Registros Geofísicos de Pozo es sin duda fundamental para lograr los siguientes objetivos:

- Detección del potencial de áreas productivas.
- Estimación del contenido de gas,
- Establecer el espesor neto y las propiedades de las rocas.
- Gas inicial en sitio (GIIP, por sus siglas en inglés), Volumen Técnicamente Recuperable de Hidrocarburo (TRV, por sus siglas en inglés) y estimación volumétrica de reservas.

Este trabajo de Tesis abordará la detección del potencial de áreas productivas y un cálculo para el TOC.

Detección de Áreas potencialmente productivas: los intervalos potencialmente productivos pueden ser detectados a través de registros, registros de lodo, cortes, núcleos y núcleos laterales, siguiendo el patrón de respuesta del Kerógeno. Es posible encontrar la cima y la base de los intervalos de interés, apoyado de los registros de lodo y la inspección de los núcleos, los cuales brindan información muy valiosa debido a las características bituminosas de los núcleos.

Estimación de TOC con registros: Establecer el gas absorbido no es suficiente para estimar el contenido total de gas, a menos que este, sea el único presente, por la razón de que el gas total es la suma del gas absorbido, más el gas libre, pero para todo esto es necesario establecer el TOC de la roca, para lo cual existen diversas formas utilizando la isoterma de Langmuir.

Para lograr esta estimación se necesita tener estudios previos de la formación tales como:

- Índice de madurez de la materia orgánica (R_o , LOM).
- Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) e índice de Hidrógeno (HI).
- Correlación entre TOC y otras propiedades petrofísicas
- Isoterma de Langmuir.

Existen al menos dos formas de determinar TOC in situ: Densidad-TOC y método de Passey o $\Delta \log R$ -TOC.

Densidad vs TOC: Este método consiste en la correlación entre la densidad de la roca (ρ_b) y el contenido de TOC, ambas mediciones en muestras de formación. Si se puede establecer una fuerte correlación a través de análisis de laboratorio, con el registro de densidad se puede establecer el contenido de TOC, de manera similar, se pueden establecer correlaciones usando la densidad de grano (GD) medida en laboratorio, o utilizando el valor de densidad de la matriz (ρ_{ma}) obtenida en interpretaciones de registros complejos. El uso de los registros de rayos gamma, uranio, sónico y neutrón también ha reportado buenos valores de correlación.

$\Delta \log R$ -TOC: A continuación se mencionará de manera resumida el método de Passey, pues en el capítulo 5 se desarrollará paso a paso aplicando este método a dos pozos reales.

- 1) Calibrar la diferencia gráfica de la curva del registro de porosidad (escala lineal) con respecto a la curva de resistividad (escala logarítmica) asignando un valor a este cruzamiento, comúnmente llamado $\Delta \log R$.

- 2) Calibrar $\Delta \log R$ contra TOC de acuerdo al índice de madurez (LOM); TOC y LOM deben ser medidos desde muestras de la formación para un más amplio rango de localizaciones e intervalos de interés como seas posible.
- 3) Establecer una correlación entre LOM y profundidad o temperatura en la zona de interés.
- 4) Usando estas correlaciones podemos obtener TOC desde $\Delta \log R$ obtenida en pozos donde no existan núcleos o cortes disponibles.

El registro sónico ha sido usado ampliamente junto con el registro de resistividad, ya que son los más comunes en la mayoría de los pozos, especialmente para pozos antiguos (Figura 29).

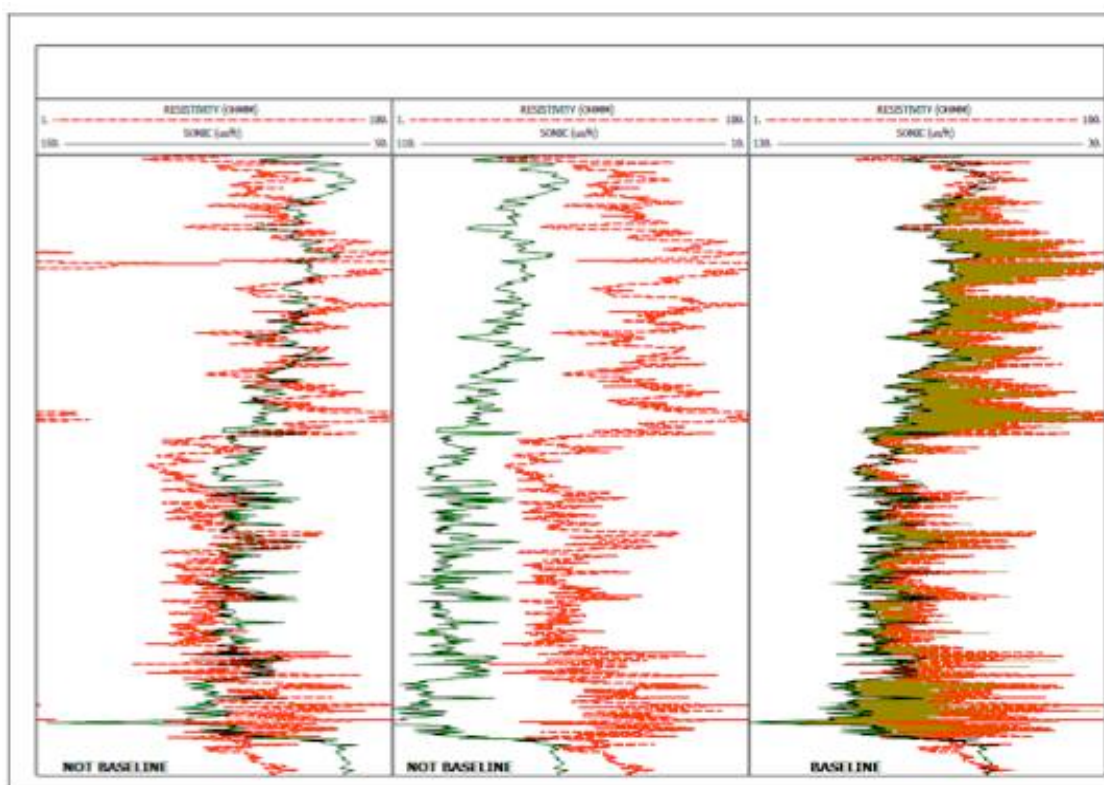


Figura 29: Curvas del registro de resistividad y sónico, adecuados para estimar $\Delta \log R$ de acuerdo al método de Passey.

Con el fin de obtener el valor de TOC a partir de registros, Passey ha establecido correlaciones entre TOC, LOM y $\Delta \log R$ (Figura 30). Estas correlaciones deben ser revisados para asegurarse que también sirven en

otros campos de las áreas de estudio; las nuevas correlaciones se deben probar para cerciorarnos que sirven para cada caso. Se establece una correlación entre la LOM y profundidad en un área específica; esto sugiere que las características similares podrían establecerse para otros campos de estudio. Cabe señalar que también existen correlaciones entre R_o (índice de reflectancia de la vitrinita) y LOM.

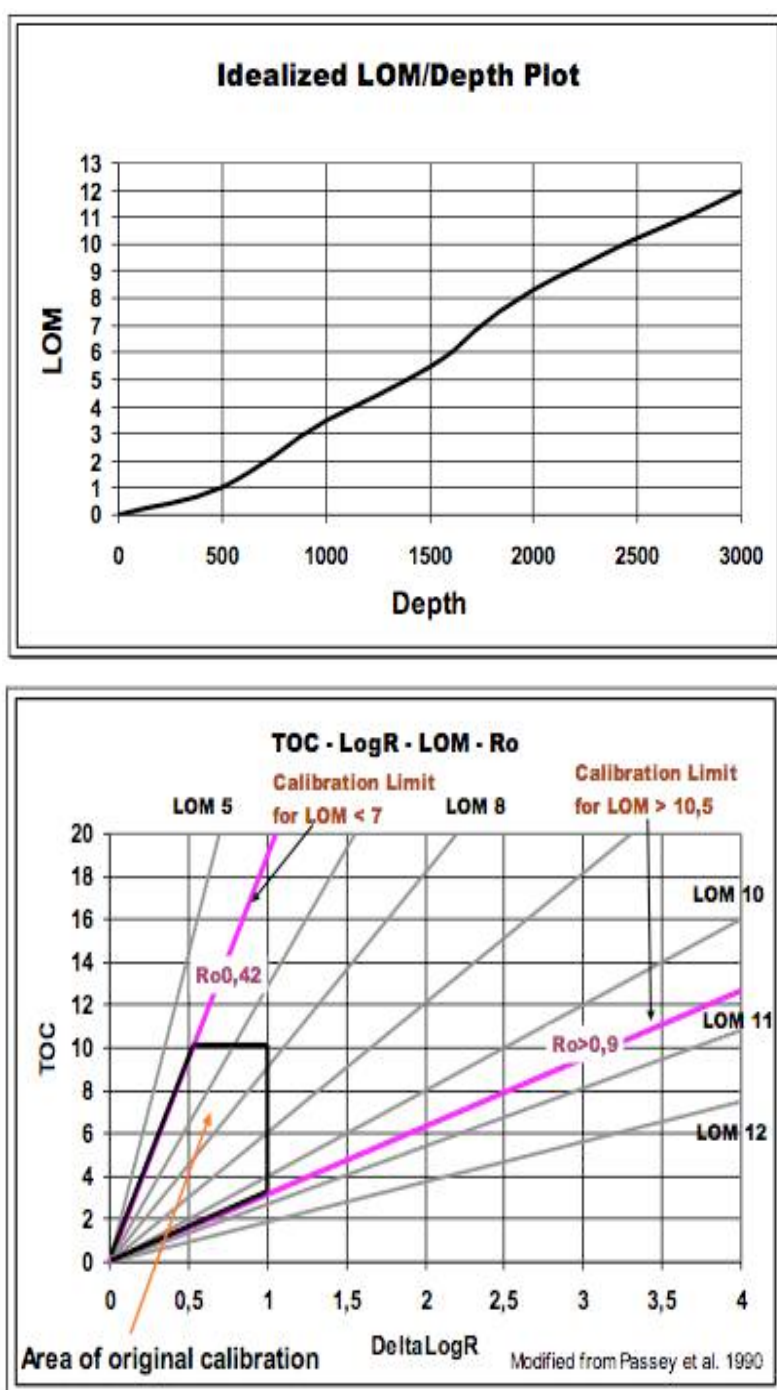


Figura 30: En la parte superior tenemos la correlación entre LOM y profundidad para un área productiva de Shale Gas, en la gráfica inferior tenemos una

relación de Ro/LOM con $\Delta \log R$ usada para obtener TOC. Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas, Juan C. Glorioso, Aquiles Rattia, SPE 153004, Repsol, Marzo del 2012.

A continuación se describe la fórmula para la obtención de la diferencia $\Delta \log R$ a partir de la cual se podrá calcular TOC con la ecuación de Passey (Ec. 9)

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + (P * (\Delta t - \Delta t_{baseline})) \quad \dots (9)$$

P: resistividad del ciclo logarítmico sobre el ciclo de tiempo de tránsito, normalmente igual a 0.02

$$.02 = \frac{1}{50_{ms / ft}} \quad \dots (10)$$

Ecuación de Passey (Ec. 11):

$$TOC(w\%) = \Delta \log R * 10^{(2.297 - .1688 * LOM)} \quad \dots (11)$$

Passey afirma que el método funciona de manera correcta para pozos con valores de LOM entre 6 y 12 y que en estudios reciente el máximo ha sido reducido a 10.5, también advierte que es importante considerar la relación entre TOC y S_2 (tipo de Kerógeno) del análisis geoquímico. Otros autores comentan que en ocasiones es necesario ajustar la ecuación de Passey con un factor C, el valor del cual depende de la calibración realizada en la zona de estudio, se ha detectado que la falla radica en formaciones con alto contenido de carbonatos que obstaculiza la presencia de arcillas es las formaciones de estudio, Sondergeld establece un valor de C=4 como confiable.

Una vez que ya tenemos un valor confiable de TOC, el contenido de gas absorbido se puede estimar mediante el uso de isothermas de Langmuir. (Subtema 3.1.1).

Estimación de Gas Total con Registros y modelos de Resistividades: Es esencial discutir las dificultades de la estimación total de gas a través de registros y modelos de resistividades, el resultado de esto, contribuye a la

determinación del gas libre. Para fines prácticos, asumiremos que la calidad de los registros usados es buena, sin efectos de pozo o alguna otra alteración indeseable.

Las principales limitaciones en la estimación de Gas Total están relacionadas con determinar la composición litológica, incluyendo el % de Kerógeno y sus propiedades, baja porosidad de la roca y la alta incertidumbre para estimar los parámetros a , m y n necesarios para calcular la saturación de agua.

Porosidad Total para Yacimientos no convencionales: Los yacimientos no convencionales tienen sistemas de poros muy pequeños, microporos y nanoporos, por esto, los efectos de capilaridad son considerados tan importantes que son capaces de detener flujos de producción comercial (decaimiento en la producción de los pozos). Las cantidades de gas y aceite habían sido reportados previamente cuando se atravesaban niveles de yacimiento de Lutitas, pero anteriormente (cuando sólo importaba explotar el hidrocarburo fácil) no habían sido estudiados con miras a una producción comercial. La forma de funcionamiento de estos yacimientos ha sido vuelto a analizar en función de la capacidad de almacenamiento y, sobre todo, el transporte y la producción de hidrocarburo.

La porosidad total de estos sistemas, sin tomar en cuenta las fracturas naturales, está compuesta primariamente de:

- Porosidad de la Matriz no arcillosa
- Porosidad de la Arcilla
- Porosidad del Kerógeno

Si se tienen fracturas abiertas o parcialmente abiertas, el espacio vacío es medido mediante registros, como porosidad, incluido en el registro de porosidad total. Las fracturas naturales pueden ser detectadas en núcleos e imágenes de pozo y cuando se presentan abiertas pueden ser inferidas de la interpretación de registros (Fig. 27).

Algunos autores recomiendan evaluar el contenido de gas en términos de la densidad del volumen de gas (BVG, por sus siglas en inglés). Para hacerlo, sugieren estimar la porosidad total y multiplicar este valor por la saturación total de gas ($1-S_{wt}$) para obtener el % de volumen de gas en la roca. Si no hay aceite presente, este volumen de gas debe representar el volumen total de gas, así el volumen de gas libre es obtenido como la diferencia entre BVG y el volumen estimado de gas absorbido usando las isothermas de Langmuir.

No se recomienda calcular las propiedades de las Lutitas en base a la porosidad efectiva. Si alguien pretende estimar el valor de gas libre a partir de la porosidad efectiva y saturación de agua debe tener en consideración el gas libre del volumen de arcillas y una resistividad de los minerales arcillosos libre del efecto del gas. La porosidad efectiva ha sido entendida como porosidad total menos la porosidad de la Lutita. Sin embargo, para las Lutitas se considera erróneo utilizar la porosidad efectiva en las estimaciones volumétricas. Por otro lado, si se utiliza porosidad efectiva para deducir la porosidad de la arcilla, debe quedar claro que ese modelo solo asume que los fluidos irreducibles están presentes en la arcilla, y que el gas absorbido solo es almacenado por la matriz no arcillosa al igual que el kerógeno. Aun así, este no define claramente el tratamiento del gas absorbido en las arcillas, que afecta a los registros de porosidad y resistividad. Por lo tanto, es recomendable estimar el volumen de gas utilizando la porosidad total en oposición a la porosidad efectiva, pues la incertidumbre puede ser menor.

La evolución del registro de resonancia magnética para estos yacimientos es muy esperada. Se está investigando la posibilidad de utilizar esta tecnología para establecer de forma fiable la porosidad total, además de la identificación de la porosidad ocupada por el gas libre (porosidad NMR), lo que a su vez facilitaría la formulación directa de BVG independiente de parámetros tales como la densidad de la matriz o de la salinidad del agua de la formación. Estos trabajos también han creado dudas sobre la contribución del gas adsorbido a la señal NMR y los descuidos en los efectos de difusión (mezclar las señales de gas y líquidos).

La estimación de la porosidad total puede ser resuelta con registros convencionales, si lo siguiente se puede determinar con precisión:

- 1) Volumen (%) de los componentes litológicos
- 2) Los valores de los componentes litológicos de la matriz incluyendo al Kerógeno.
- 3) Valores de los parámetros de los fluidos.

Aunque no ha sido posible verificar que todos los métodos de laboratorio son suficientemente precisos para utilizarlos como referencia concluyente, el control de los resultados con el análisis de la porosidad de laboratorio siempre será útil. Además, es importante recordar que el análisis de laboratorio de núcleos no mide porosidad de las fracturas naturales, mientras que los registros estiman la porosidad total del sistema.

Dada la complejidad que se ha descrito anteriormente, los analistas han realizado un gran esfuerzo en el uso de herramientas y técnicas avanzadas para interpretar la porosidad con registros. Las aplicaciones más comunes son las basadas en modelos probabilísticos utilizando registros especiales (geoquímicos) y los registros convencionales mencionados anteriormente. Si los resultados obtenidos son coherentes y el resultado de las operaciones demuestra que los parámetros establecidos por el uso de estas técnicas pueden considerarse confiables, entonces es recomendable aplicarlos en el trabajo de campo, a pesar de su complejidad y altos costos.

Sin embargo, siempre habrá la posibilidad de usar un modelo más simple para obtener la porosidad del Yacimiento. Estos modelos son más importantes en los casos en donde la disponibilidad de los registros es limitada. A continuación se muestra el cálculo de la porosidad desde el registro de densidad:

La forma más simple y común (ecuación siguiente) para esta herramienta (densidad) arroja valores de porosidad total que son demasiado altas y poco realistas, cuando se utiliza un valor de densidad de la matriz que no considera el efecto de Kerógeno debido a que la densidad de kerógeno es muy baja, los

valores de la densidad de la formación (ρ_b) se verán seriamente afectados. En la siguientes ecuaciones (Ecs. 12 y 13) se presenta primeramente la ecuación en donde no se considera el TOC cayendo en la afectación al registro antes planteado y luego se plantea la ecuación tomando en cuenta el valor del TOC.

$$\phi_T = \frac{(\rho_m - \rho_b)}{(\rho_m - \rho_f)} \quad \dots (12) \quad \text{vs} \quad \phi_T = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad \dots (13)$$

Donde:

ϕ_T : Porosidad Total

ρ_m : Densidad de la Matriz sin TOC

ρ_{ma} : Densidad de la Matriz con TOC

ρ_b : Densidad de la formación establecida con registros

ρ_f : Densidad del fluido

Con el fin de utilizar este modelo (ecuación 13), primero es necesario obtener información de registros adicionales que facilitan la estimación de la densidad de la matriz que incluye el efecto kerógeno (ρ_{ma}). Las curvas de Torio y potasio junto con otras curvas como el factor fotoeléctrico U ($\rho_b \cdot \text{PEF}$), la curva litológica medida o calculada que no es dependiente de la porosidad, facilitará la compilación de módulos multi-mineral para estimar la densidad de matriz que toma en cuenta al kerógeno. Con estos modelos, y en base a los registros de densidad, se establece lo siguiente:

$$\rho_{ma} = (\text{vol Min1} \cdot \rho_{\text{min1}}) + (\text{vol Min2} \cdot \rho_{\text{min2}}) \dots + (\text{vol MinN} \cdot \rho_{\text{minN}}) + (\text{vol Ker} \cdot \rho_{\text{ker}}) \quad \dots (14)$$

El volumen del Kerógeno debe ser estimado de manera separada, con el % del peso del TOC ($w\% \text{TOC}$) y los modelos presentados a continuación:

$$\text{TOC} = \frac{\text{Vol}_{\text{ker}} \times \rho_{\text{ker}}}{\rho_b \times k} \quad \dots (15)$$

$$\text{Ker}(\text{vol}\%) = \text{TOC}(\text{wt}\%) \times f \quad \rightarrow \quad f \approx 2 - 2.5$$

$$\text{Ker}(\text{vol}\%) = \left[\frac{(1 - \Phi) \cdot \rho_{ma}}{(\rho_{\text{ker}} \cdot C_{\text{ker}})} \right] \cdot \text{TOC}(\text{wt}\%) \quad \dots (16)$$

Dónde:

TOC: Carbono Orgánico Total

Vol_{ker}: Volumen del Kerógeno

ρ_{ker} : Densidad del Kerógeno (g/cc)

ρ_b : Densidad de la Formación (g/cc)

k: factor de conversión

ϕ : Porosidad Total

ρ_{ma} : Densidad de la Matriz

ρ_{ker} : Densidad del Kerógeno

C_{ker}: w% del carbono en el Kerógeno ($\rho_{ker} * C_{ker} = 1$)

$$Ker(vol\%) = \frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} (\rho_b - \phi_T \rho_f) \quad \dots (17)$$

Dónde:

Ker: Volumen del Kerógeno (%)

ρ_{TOC} : Densidad de la matriz con TOC, valor entre 1 y 1.5 (g/cc)

W_{TOC}

La ecuación anterior (Ec. 17) propone una manera de corregir el registro de densidad dado que w%TOC es medido en condiciones secas, mientras que ρ_b incluye a los fluidos en la formación, si se observan disequilibrios cuando se usa w%TOC calculado a través de registros, el resultado de la ecuación puede ser ajustado con un coeficiente k: por simplicidad asumimos que este valor es igual a 1. Una figura de la densidad de una fluido corregido puede ser usado o este puede ser calculado si S_w es conocida, usando la siguiente ecuación (Ec. 18):

$$\rho_f = \rho_g (1 - S_{w_T}) + \rho_w S_{w_T} \quad \dots (18)$$

Donde:

S_{wT}: Saturación Total de agua.

ρ_g : densidad del gas (g/cc)

ρ_w : Densidad del agua de formación (g/cc)

Es recomendable calibrar esta estimación con la densidad del grano medida en laboratorio y con la densidad de la matriz obtenida a través de registros XRF, análisis SEM incluyendo TOC.

Si la información de los registros es insuficiente para estimar los porcentajes de los minerales, la ecuación siguiente puede ser usada para corregir los efectos del Kerógeno en la medición de la densidad (ρ_b):

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b \left(\rho_m \frac{w_{TOC}}{\rho_{TOC}} - w_{TOC} + 1 \right)}{(\rho_m - \rho_f)} \dots (19)$$

Donde:

ρ_m : densidad de la matriz con TOC

Para estimar la densidad de la matriz se selecciona un intervalo del registro que no es afectado por la presencia del Kerógeno, teniendo en cuenta el efecto de la porosidad de las Lutitas; como resultado, la densidad de la matriz debe incluir la de arcilla seca. Si la porosidad es mayor que cero, la densidad de la Lutita húmeda tendrá menor densidad respecto a una Lutita seca.

Si la información de W%TOC y la densidad de grano está disponible, la densidad de la matriz sin TOC puede ser calculada para luego aplicarse a todo el intervalo de interés de la siguiente manera:

$$\rho_m = \frac{\rho_{ma} * (1 - w_{TOC})}{1 - \left(\frac{w_{TOC}}{\rho_{TOC}} * \rho_{ma} \right)} \dots (20)$$

Donde:

ρ_{ma} : densidad de la matriz con TOC

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

CAPITULO IV. NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LUTITAS GASÍFERAS/ACEITÍFERAS

- 4.1. Soluciones Integrales para la explotación de Yacimientos de *Shale Gas* y *Shale Oil*.
- 4.2. Tecnologías de Disposición de Agua.
- 4.3. Desafíos en la explotación de Yacimientos de Lutitas y sus Soluciones (Flujos de Trabajo).
- 4.4. Registros Sugeridos en la Evaluación de Formaciones tipo Lutitas Gasíferas y Aceitíferas.

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.



4.1 Soluciones Integrales para la Explotación de Yacimientos de Shale Gas y Shale Oil

La explotación de los Yacimientos de Shale Gas no es tan nueva como parece, desde décadas atrás en los Estados Unidos se ha trabajado arduamente para desarrollar mejores estrategias de aprovechamiento y así tener un negocio rentable, por esto, muchas de las compañías líderes son pequeñas marcas que comenzaron a aventurarse en la explotación de este recurso y hoy en día son grandes referentes, pero cabe destacar como una de las compañías insignia, responsable del éxito de la explotación de los plays en EUA ha sido Halliburton, revolucionando las técnicas de perforación horizontal y soluciones en el fracturamiento hidráulico, logrando así reducir los tiempos de desarrollo de campos en al menos 30 años y sin duda al compartir esta experiencia con el mundo, se ha permitido poner los ojos en este recurso, que como menciono en el Capítulo 1, puede contribuir en el buen desarrollo de un yacimiento no convencional..

Pero el problema no acaba aquí, la explotación de energéticos necesita soluciones holísticas, donde la perforación se realice sin dañar el medio ambiente, con un fracturamiento hidráulico bien delimitado pero efectivo para una correcta recuperación, con reutilización del agua, que sin duda es mucha cantidad la que se ocupa en un pozo de este tipo, pero es alarmante la cantidad de químicos utilizados en el fracturamiento, sin dejar atrás la seguridad del personal calificado que se necesita; por esto Halliburton ha enfocado esfuerzos en ser líderes y ofrecer una amplia gama de soluciones siendo amigables con el medio ambiente, y su tecnología, sin duda es una de las más avanzadas en esta área de la industria energética, a continuación, presento las innovaciones tecnológicas más relevantes que ofrecen al mercado y sin duda es tecnología innovadora que marca el ritmo del desarrollo del Shale Gas.

4.2 Tecnologías de Disposición de Agua

Halliburton ofrece la tecnología y experiencia que las compañías operadoras necesitan para un correcto manejo y disposición del agua producida, disminuyendo la dependencia de agua fresca y reduce los riesgos. CleanSuite Technologies es una familia de productos amigables con el medio ambiente que representan solución integral a las preocupaciones de gestión de agua de los yacimientos petroleros. Estas tecnologías maximizan el uso de agua disponible abordando tres principales preocupaciones:

- 1) Tratamiento del agua producida y el flujo de retorno de la fractura para permitir el reciclado y la reutilización de esta agua y por lo tanto, minimizar la necesidad de obtener suplementos de agua.
- 2) Mejora en los fluidos y rendimiento químico.
- 3) Reduciendo el impacto, por ejemplo, la huella de pozo, simplificando el manejo de fluidos (eliminación de productos químicos peligrosos)

CleanStim Hydraulic Fracturing Fluid System: está compuesto únicamente de ingredientes provenientes de la industria de alimentos. Usando componentes aprobados para consumo humano y animal, brindan un margen extra de seguridad para las personas, animales y el medio ambiente presente en la localidad del pozo y en el subsuelo. Sus componentes son agentes gelificantes, reticulante, interruptores automáticos y surfactante. Este sistema de fluidos puede ser utilizado para tratamientos de fracturación gelificado convencional o ser usado como un sistema de fluido lineal para proporcionar una reducción de la fricción para los tratamientos de fracturamiento con agua aceitosa. En yacimientos donde se necesita un fluido de fracturamiento viscoso para transportar altas concentraciones de apuntalante, este sistema brinda un excelente desempeño por encima de un amplio rango de temperaturas: más del 90% retenido después de 24 horas de flujo y 80% a 100% recuperado. La recuperación del fluido ha excedido las expectativas en campos de prueba.

CleanStream Service. El control del crecimiento bacterial en los fluidos de fracturamiento es crítico, porque el exceso de crecimiento conducirá a la corrosión del hierro o acero, lo cual puede causar que el pozo comience a producir fluidos amargos (H_2S) y pueden destruir el fluido causando que se

vuelva tan ligero para ser efectivo. Este servicio de proceso de control de luz ultravioleta (UV) usa una unidad móvil capaz de tratar fluidos de fracturamiento en un rango por encima de 100 barriles/minuto (Fig. 31). Las bacterias absorben la energía de la luz UV causando daño a su estructura de ADN lo que perjudica la replicación cromosómica, dejando a las bacterias incapaces de producir proteínas o replicarse, por lo que la mayoría de las bacterias mueren.

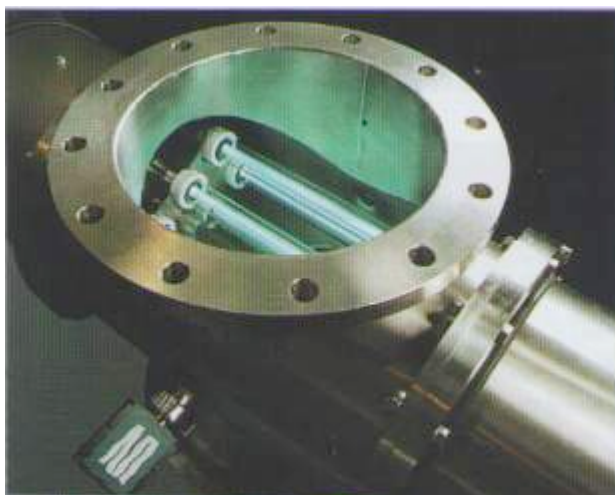


Figura 31: Luz ultravioleta del sistema CleanStream para el control del crecimiento de bacterias.

CleanWave Water Treatment System. El suministro de agua, tratamiento y disposición son retos mayores que enfrenta el desarrollo de los recursos no convencionales. El acceso a los recursos hidráulicos se está reduciendo en todo el mundo, por lo que tener acceso y un suministro suficiente de agua para las operaciones de petróleo y gas es un desafío en curso. Entre 10% y 40% del volumen del fluido usado en las operaciones de fracturamiento fluye de vuelta durante la subsecuente limpieza del pozo y debe ser tratado para permitir su reúso o disposición. Adicionalmente, 3 barriles de agua son producidos por cada barril de aceite producido, por lo que esta tecnología aborda estos tres problemas relacionados al agua. El servicio dispone de un componente de electrocoagulación móvil que utiliza la electricidad para remover los sólidos suspendidos, aceite y otros materiales orgánicos insolubles y bacterias del flujo de retorno y agua producida.

Fracture Mapping. Esta tecnología brinda en tiempo real un inclinómetro y mapeo microsísmico muy utilizado en el monitoreo del yacimiento. Las capacidades de Halliburton de fracturamiento y acidificación están alineadas con esta tecnología para ayudar a proporcionar a los operadores una solución integral a los complejos retos de exploración y producción de los recursos no convencionales. Una variedad de tecnologías de superficie y de fondo de pozo pueden ser aplicadas para ayudar a determinar y controlar la posición de fracturas creadas y así asegurar que estas fracturas se localicen en la zona así determinada y evitar los acuíferos adyacentes, logrando la completa estimulación de la zona. Esta tecnología puede ayudar a optimizar la producción y minimizar el número de pozos y tratamientos de fracturas.

ADP Advanced Dry Polymer Blender. Esta herramienta es el resultado del continuo compromiso de Halliburton de desarrollar de manera ambiental sistemas enfocados a los fluidos de fracturamiento. Utiliza polvos secos para permitir la mezcla y aplicación de apuntalante viscoso, de este modo eliminando la necesidad de gel concentrado de base de hidrocarburo (LGC). La licuadora ADP puede ser usada para mezclar cualquier fluido de fracturamiento de Halliburton. Esta herramienta permite el uso de nuevos sistemas de gel base aceite-mineral que funciona de manera efectiva en agua producida y agua reciclada. Este sistema usa un remolque con un sistema de peso y monitoreo continuo de viscosidad que ayuda a asegurar la calidad del trabajo.

Sandcastles System. Previamente almacenamos arena y apuntalante usado para el fracturamiento hidráulico en contenedores horizontales en el sitio del pozo. Luego es necesario mover esos contenedores de una posición horizontal a una vertical para dejar a la gravedad llevar la arena y el apuntalante directo al sistema de mezclado. Cada contenedor tiene un panel solar que permite a la energía solar cambiar el contenedor a la posición vertical. Esto significa que cada unidad es completamente autónoma y puede funcionar por su propia cuenta donde sea que se instale. Este sistema también ayuda a optimizar y coordinar la transportación de los materiales de fracturamiento. Cada mes, Halliburton bombea más de 1 billón (Americano) de libras de apuntalante y

Arena. Todo esto ayuda a resolver problemas de logística, económicos y de medioambiente.

4.3 Desafíos en la explotación de Yacimientos de Lutitas y sus soluciones (flujos de Trabajo)

Las grandes compañías trabajan bajo esquemas llamados flujos de trabajo, esto significa, que conforme se presente un trabajo o un problema, se debe seguir un esquema de solución que ha sido revisado bajo estándares de calidad para obtener un trabajo exitoso en un tiempo optimizado; para los yacimientos de lutitas (*shale*) existen problemas o trabajos necesarios siempre que se traten de explotar, por ello, Halliburton ofrece una serie de herramientas de software y herramientas de pozo especializadas para cada área y para cada tarea, por ejemplo, para trabajar con las propiedades petrofísicas en esta clases de pozos se ofrece la paquetería ShaleLog, o para trabajar con mineralogía el ShaleEval. En la Figura 32 se muestra lo más relevante de la herramienta, con sus aplicaciones que sin duda, representa años de esfuerzo para desarrollar toda esta tecnología.

Shale Challenge (Workflow)	Task	Solution
Production	Stimulation planning	Advanced Fracture Diagnostics and Visualization, QuikLook®, ShaleStim™, ShaleEval®, ShaleLog®, StiMRIL®
	Materials logistics	SandCastle™ vertical storage bins ADP™ Advanced Dry Polymer Blender
	Fracturing method	CobraMax® H and V, CobraMax® WF, Cobra Frac® H, SurgiFrac®, PowerReach™
	Fracturing fluid selection	AquaStim®, Biovert® NWB, SandWedge®, SandWedge® ABC, Expedite®, ShaleFrac-RF™, CSI, GasPerm 1000®, Opti-WF™, FR-56™, Sirocco®, Extreme Temperature Synthetic Fracturing Fluid, MISCO ₂ ®, Hybor™ Fluid, ViCon NF™, SilverStim® UR, OmegaFrac®, BE-9™, CleanWave™, CleanStream®
	Conductivity enhancement	SandWedge®, Expedite®, Mimic™
Production optimization	Fracture monitoring	Pinnacle Microseismic, FracTrac®, StimWatch®, FracFactory®, OmegaFrac®
	Production analysis, history matching	DecisionSpace® for Production
	Production monitoring	RMT Elite™, CAT™, RAT™, SAT™, SolarOptic™ gauges
	Well remediation and refracturing	Re-Frac Diagnostics, SurgiFrac®, BackStop™, H ₂ Zero®, CW-Frac™

Table 1. Shale Challenges (Workflows) and Solutions		
Shale Challenge (Workflow)	Task	Solution
Evaluation		
Basin-scale reconnaissance	Seismic interpretation	SeisSpace®/ProMAX®, ProMAX® DepthCharge, Well Seismic Fusion™, SpecDecomp®, PostStack/PAL, DecisionSpace® Geophysics, LithoTect®, GeoProbe®.
	Geologic mapping	DecisionSpace® Geology
Workflow integration	Earth modeling	OpenWorks®, DecisionSpace® Earth Modeling, DecisionSpace® Desktop, GeoProbe®
	Field planning	AssetPlanner™, PrecisionTarget™, TracPlanner™, Field Scenario Planner™, COMPASS™, Well Review Management™, DecisionSpace® for Production, SmartFlow™
Geology	Petrophysical properties	PetroWorks®, ShaleLog®
	Mineralogy	ShaleEval®, GEM™, LaserStrat®
	Geochemical properties	RSCT™, HRSCT™, ShaleEval®
	Geomechanical properties	Drillworks®, WaveSonic®, QBAT™, RockXpert2™
	Logging	ALD™, CTN™, DLL™, LOGIQ® SDL™, LOGIQ® DSN™ II, LOGIQ® CSNG™, LOGIQ® B-SAT, GABI™, MSFL™, WaveSonic®, OMRI™, MRIL® T., MRIL®-WD™, MRIAN, SOLAR® Suite, ExtremeHT-200™, UltraHT-230™, Chi Modeling®, HEAT™ Suite II, ACRt™, HDIL™, HFWST™, HSDL™
Drilling		
Wellbore construction	How and where to drill	GeoForce®, EZ-Pilot®, Geo-Pilot®, SOLAR Geo-Pilot® XL, FX Series™ Drill Bits, QuadPack® Plus Drill Bits, Direction by Design®, DatCI™, GeoBalance®, ADT® Service, SperryDrill® PDM, SperryRite® MLT, Evader® MWD Gyro, MRIL®-WD, SOLAR® Suite, ExtremeHT-200™, UltraHT-230™, XRMIT™, Optimized Drilling Performance
	Borehole geometry	AcoustiCaliper™
	Managing the borehole	SHALEDRI™, ShaleSeal™, BOREMAX®, INTEGRADE®, ENVIRO-TORQ®, DHASt™, N-SOLATE®, WellSET®
	Cuttings management	RotaVac® Rotary Vacuum Dryer
Finding the sweetspot	Geosteering	GABI™, ALD™, InSite ADR™, InSite AFR™, StrataSteer® 3D
Real-time data telemetry		ZoomXM™
Completion		
Completion strategy	Completion type	Delta Stim® System, Swellpacker®, Fas Drill® plugs, FTCP, VersaFlex®
Well integrity	Cementing	Displace 3D®, OptiCem™, Tuned Cementing Solutions™, WellLife® Services, LifeCem™, LifeSeal™, ElastiCem®, ElastiSeal™, ExtendaCem™, GasStop™, ShaleCem™, ShaleSeal™, SoluCem™, SoluSeal™, Tuned® Light, ZoneSeal®, Tuned® Spacer III, Mud Flush™ III, ThermoCem™, ThermoSeal™, Quick-Latch™ HPCH
	Casing standoff	Protech CRB® Centralizers, Spiral Blade Rigid Centralizers, Displace 3D® Simulator, OptiCem™ Software, BACE™ Casing Equipment
	Casing and cement integrity	CAST-V™ and CAST-M™

Figura 32: Tablas de desafíos y soluciones a través de su amplia gama de software y herramientas ofrecidas por Halliburton.

4.4 Registros sugeridos en la evaluación de Formaciones tipo Lutitas Gasíferas y Aceítíferas.

Es importante señalar que un sólo registro es ineficiente para tratar de conocer las características de los pozos de lutitas (*shale*), por eso, se ofrece amplia gamas de registros, desde los convencionales, hasta muy sofisticados como los registros GEM de mineralogía y los núcleos que me brindarán información real para realizar un amarre entre mis datos de registros y los obtenidos de esta (Fig 33).

Table 10. Suggested Logging and Evaluation Services in Shale Wells			
Vertical Well, BHT < 350°F	Wireline	LWD	How Used
Minimum required for ShaleLog Interpretation			
Triple combo: Resistivity Spectral density Dual-spaced neutron porosity	ACRt™ or DLL™ SDL™ DSN™ II	ADR™, EWR™ ALD™ CTN™	Fluid Saturation, TOC Porosity, GIP Porosity, Gas Identification
Spectral natural gamma ray	CSNG™	DGR™	Lithology, Correlation
Natural gamma ray	---	DGN™, GAB	Lithology, Clay Typing Geosteering
Azimuthal gamma ray/inclination	---	GABI™/ABG™	Lithology, Geosteering
Caliper	(included with density-neutron tools)	AcoustiCaliper	Borehole Geometry, Log Correction
Advanced Logging Services			
Compensated array sonic	BSAT™	QBAT™	Porosity, Geomechanical Properties
Crossed-dipole acoustic tool	WaveSonic®	XBAT™	Porosity, Geomechanical Properties, Stress-field Orientation (Anisotropy Analysis)
Elemental analysis	GEM™	LaserStrat	Mineralogy
NMR T ₁ analysis, MRIAN processing	MRIL® Prime	MRIL®-WD	Porosity, and Free and Bound Water, Permeability, Fluid Typing
Borehole imaging	XRMI™, OMRI™, CAST-M™	InSite AFR™ InSite ADR™	Lithofacies, Dip, Fracture ID and Evaluation
Pulsed-neutron	RMT-Elite™	--	Mineralogy, Clay Typing, Hydrocarbon Saturation, with Chi Modeling
LaserStrat Chemostratigraphy			Mineralogy, Correlation
Additional Services			
Mudlog	Eagle Gas Extraction System, DQ 1000™* Mass Spectrometer Service	Eagle Gas Extraction System DQ 1000™* Mass Spectrometer Service	Lithology, Gas ID
Sidewall cores	RSCT™	--	Mineralogy, Porosity, Permeability, TOC, Kerogen Typing, Fluid Typing, Geomechanics, CST
Full core			Mineralogy, Porosity, Permeability, TOC, Kerogen Typing, Fluid Typing, Geomechanics, CST
Borehole seismic services	Vp/Vs; Walkaway VSP; Overburden, interval, and Shear-Wave Anisotropy; AVO Inversion		Reservoir Delineation, Fracture Evaluation, Reservoir Characterization

Table 10 continues on next page.

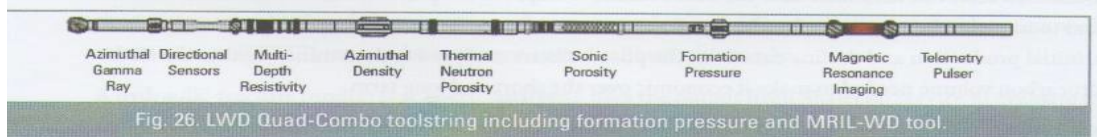


Figura 33: Registros disponibles para pozos de Shale, ofrecidos por Halliburton

CAPÍTULO V. CÁLCULO DE RESERVAS EN LUTITAS GASÍFERAS/ACEITÍFERAS

- 5.1 Aplicación de la Técnica de Passey.
- 5.2 Cálculo de TOC para el pozo A -1.
- 5.3 Cálculo de TOC para el pozo E-1.
- 5.4 Método de Sondergeld.
- 5.5 Cálculo de Volumen de Kerógeno con las ecuaciones de Sondergeld para el pozo A-1.

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.

5.1 Aplicación de la Técnica de Passey

Esta metodología fue presentada por Q.R Passey, S. Creaney, J.B Kulla, F. J. Moretti y J.D. Stroud en el año 1990. Este método fue desarrollado utilizando los registros geofísicos de pozo para calcular el TOC en rocas ricas en materia orgánica.

Las rocas generadoras son comúnmente lutitas y calizas que contienen una cantidad importante de materia orgánica (más de 1% del peso total), el método usual para evaluar la riqueza de materia orgánica y madurez de las rocas se lleva a cabo a través de análisis de muestras de núcleos, la técnica de Passey toma el efecto que tiene la materia orgánica en la respuesta de los registros calibrándolo con datos de núcleos.

Para poder entender la respuesta que obtenemos en los registros, es importante tener en cuenta dos modelos, un modelo físico en el que analicemos la materia orgánica y sin duda el segundo un modelo petrofísico.

Para el primero, en el caso de las rocas arcillosas la matriz será tabular, con materia orgánica dispersa entre los granos, con un incremento en la compactación la matriz mineral se alinea a la horizontal con la materia orgánica distribuida en láminas subhorizontales; la materia orgánica es principalmente Kerógeno con un comportamiento dúctil. Para las rocas generadoras carbonatadas tenemos granos compuestos principalmente de calcita, aunque los granos normalmente no tienen una orientación, estas rocas son laminadas con una alternancia con laminas delgadas de materia orgánica, es importante remarcar que la materia orgánica se deposita al mismo tiempo que los granos, por lo tanto no llena los poros, pero con el incremento de la madurez, el Kerógeno se vuelve maleable a tal grado que pueda ser trasladado al espacio poroso, esto no afecta significativamente el volumen de poro a menos que el amontonamiento que se genere sea relativamente grande.

Para el segundo, el modelo petrofísico para una roca rica en materia orgánica tomamos en cuenta los siguientes tres componentes: 1) la matriz, 2) la materia

orgánica sólida y 3) los fluidos que llenan el espacio poroso que para las rocas maduras tendremos hidrocarburos y agua, y en el caso de las inmaduras solamente agua (Figura 35. Inciso b y c).

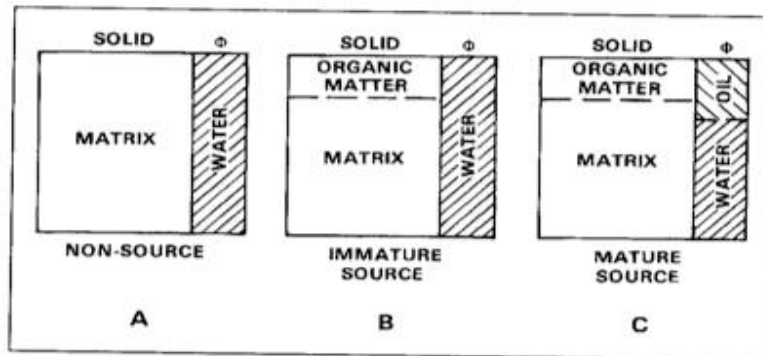


Figura 35: Modelo Petrofísico de Componentes de una roca generadora y no generadora.

El método de Passey se basa en la técnica ΔLogR a partir de la cual, establece una ecuación para dar un valor final de TOC, ΔLogR fue desarrollada por Exxon/Esso en 1979 y ha sido aplicada a una gran cantidad de pozos alrededor del mundo, actualmente existen nuevas herramientas capaces de medir el TOC de manera directa aún así este método se sigue aplicando y tiene validez a lo largo de varios rangos de madurez.

Existen tres combinaciones posibles para aplicar este método y son las siguientes:

- Usando las curvas de sónico y resistividad: Para estas curvas se sigue el siguiente procedimiento:

1) La curva de tiempo de tránsito y resistividades se escalan dos ciclos logarítmicos de resistividad por $-100\mu\text{sec/ft}$ ($-328\mu\text{sec/m}$) o bien, un ciclo logarítmico por cada $-50\mu\text{sec/ft}$ ($-164\mu\text{sec/m}$), dichas curvas se deben sobreponer en una línea base que será una roca que no contenga materia orgánica de grano fino (Lutita sin materia orgánica), esta sobreposición debe extenderse una profundidad considerable, los intervalos ricos en materia orgánica se reconocerán como los intervalos con separación.

La separación ΔLogR es linealmente relacionada con el TOC y es función de la madurez, por lo cual, un valor de LOM correcto nos dará valores más precisos (Fig. 36).

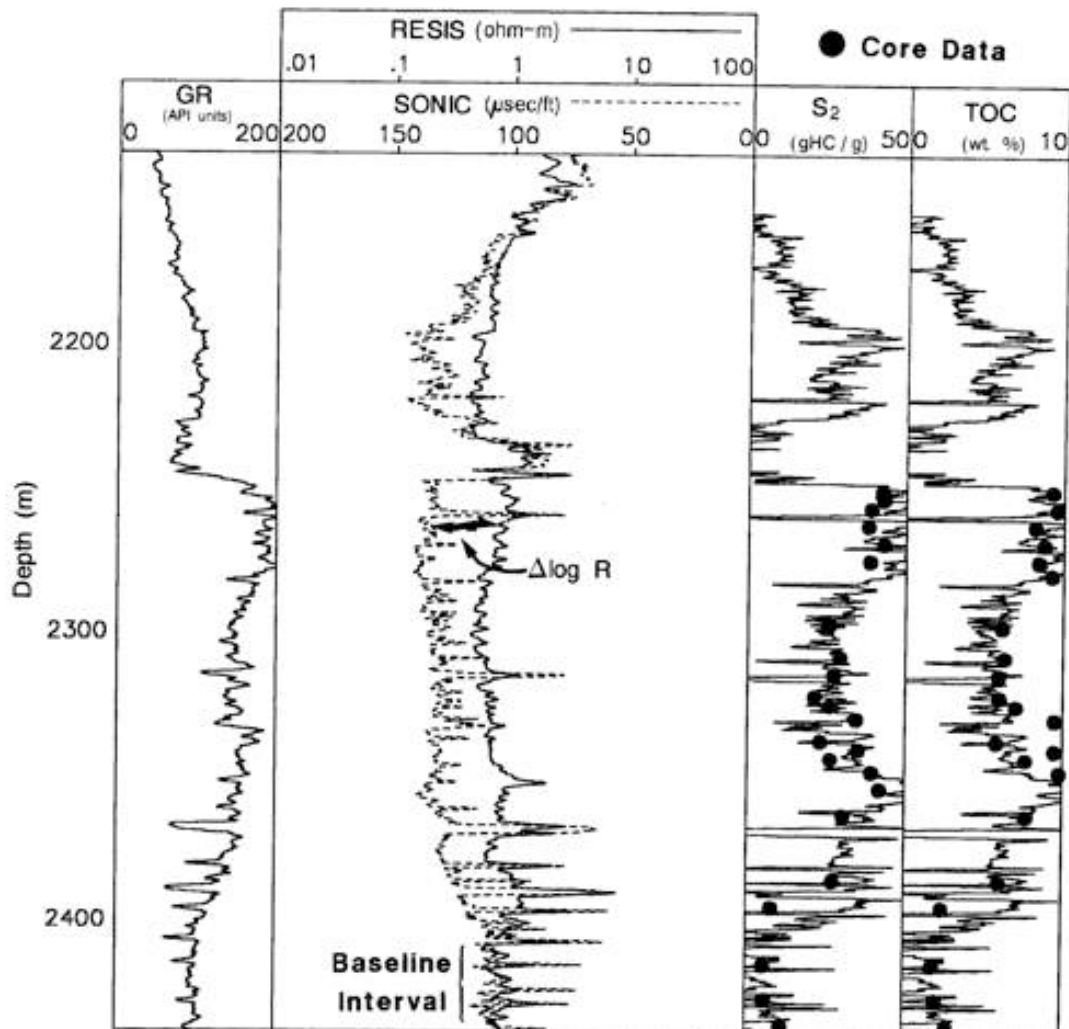


Figura 36: Ilustración del método de ΔLogR con curvas de resistividad y sónico

La ecuación para calcular ΔLogR para estas curvas es la siguiente:

$$\Delta\text{LogR} = \log_{10}(R/R_{\text{lineabase}}) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{\text{lineabase}}) \dots (21)$$

Donde:

ΔLogR es la separación entre las curvas de resistividad y tiempo de tránsito

R es el valor de la resistividad

$R_{\text{lineabase}}$ es el valor de resistividad de la línea base

$\Delta t_{\text{lineabase}}$ es el valor de tiempo de tránsito de la línea base

Δt es el valor de tiempo de tránsito

La principal ventaja de utilizar una curva de porosidad como la de sónico con la de resistividad, es que ambas son sensibles a los cambios en la porosidad y una vez establecida la línea base en una litología las variaciones de porosidad afectan las respuestas de ambas curvas, esto quiere decir que un cambio en una curva es reflejada en un cambio comparable en magnitud en la otra curva.

- Usando las curvas de Neutrón y resistividad: Para este caso se tiene el mismo principio, dos ciclos logarítmicos por un incremento de 0.8 de densidad en $\frac{g}{cm^3}$. (Figura 36)

La ecuación para calcular ΔLogR queda de la siguiente manera:

$$\Delta\text{LogR}_{\text{neu}} = \log_{10}(R/R_{\text{lineabase}}) + 4.0 * (\Phi_N - \Phi_{N\text{lineabase}}) \dots (22)$$

- Usando las curvas de Densidad y resistividad: Para estas curvas la relación es de dos ciclos logarítmicos de la curva de resistividad por -0.5 en la curva de neutrón (Figura 37) en donde la ecuación para calcular ΔLogR queda expresada de la siguiente manera:

$$\Delta\text{LogR}_{\text{Den}} = \log_{10}(R/R_{\text{lineabase}}) - 2.5 * (\rho_b - \rho_{b\text{lineabase}}) \dots (23)$$

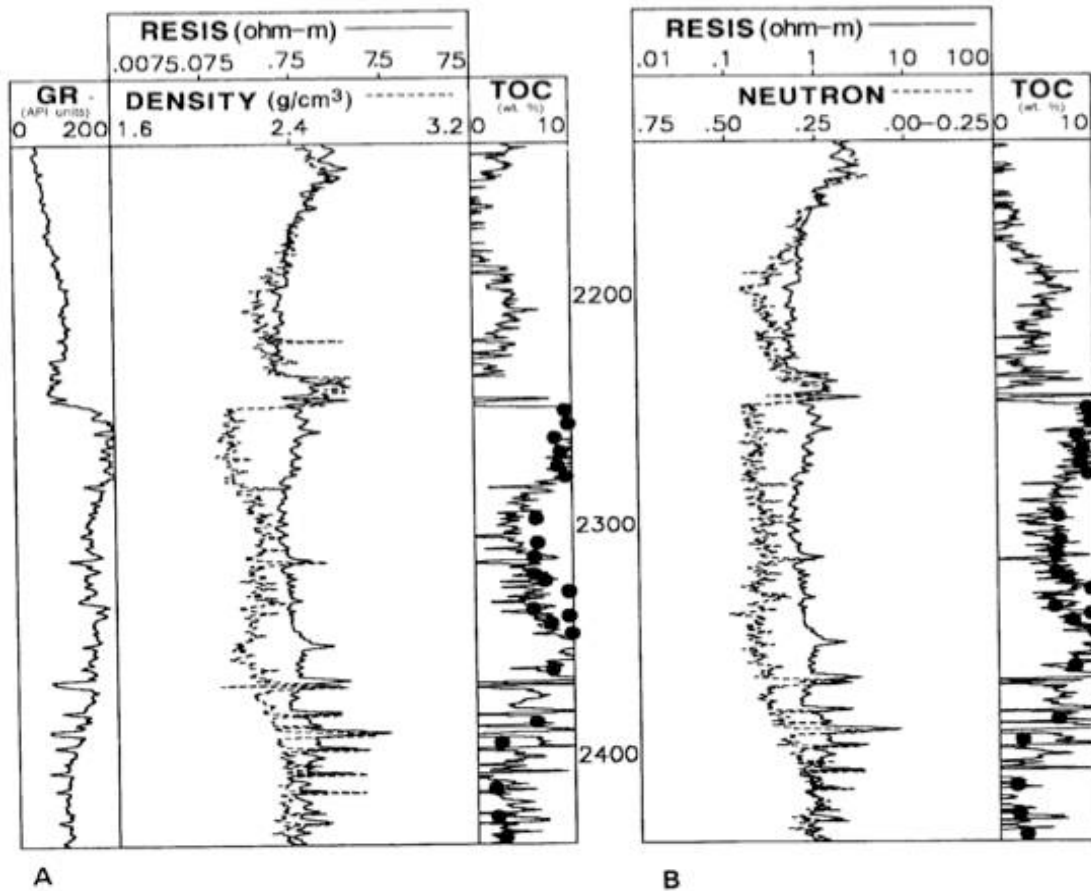


Figura 37: Ilustración de la Técnica ΔLogR para curvas de Neutrón y Densidad.

Después de la obtención del $\Delta \log R$ a partir de las curvas antes mencionadas aplicamos la siguiente formula para obtener el TOC (% peso total):

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10(2.297 - 0.1688 \times LOM) \dots (24)$$

Retomando la importancia del LOM para la estimación correcta del TOC es importante situar que un valor de $LOM=7$ corresponde al inicio del proceso de maduración y un $LOM=12$ corresponde a la etapa de la sobremaduración, esto tiene una manifestación directa en el registro de resistividades, pues con un LOM bajo (menor a 7) se tiene un comportamiento plano de la curva de resistividad, mientras que para un LOM alto (mayor a 9) tenemos un gran incremento y una separación considerable la curva sónico vs resistividad eso en respuesta a la presencia de hidrocarburos.

Si no se tiene un valor exacto de madurez a través de mediciones de núcleos, es imposible determinarlo desde la técnica de $\Delta \log R$, pero si a través de esta poder saber si la roca es madura o inmadura (basándonos en la curva de resistividad).

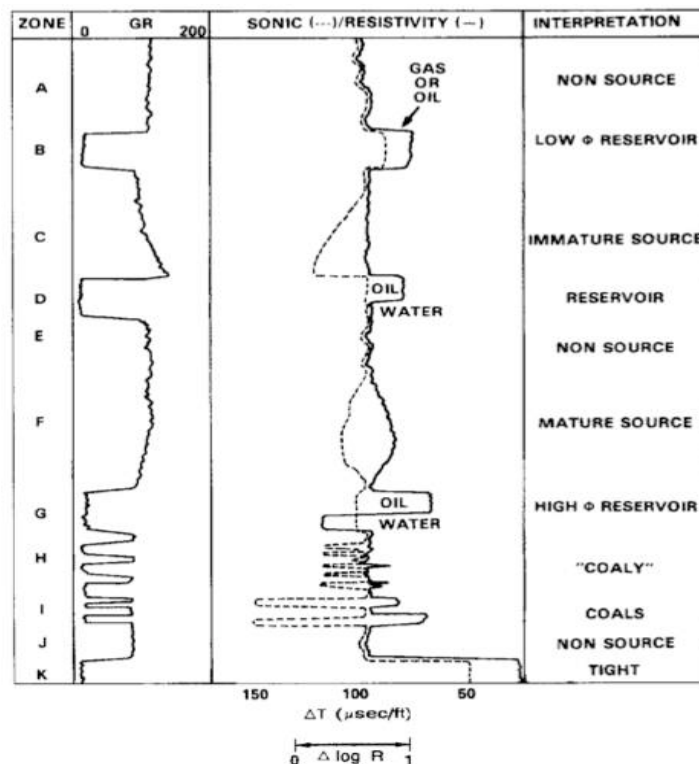


Figura 38: Guía esquemática para interpretación obtenida de una amplia observación de características de las superposiciones de curvas en la técnica de $\Delta \log R$.

Si se tienen valores anómalos de separación de ΔLogR pueden ser atribuidos a los siguientes casos: 1) yacimiento de hidrocarburos 2) malas condiciones de pozo 3) sedimentos no consolidados 4) baja porosidad 5) intervalos volcánicos 6) evaporitas (Fig. 38).

5.2 Cálculo de TOC para el pozo A-1

En el Capítulo 2 “Área de Estudio”, página 32 se mencionan las características del pozo A-1, segundo pozo exploratorio de yacimientos no convencionales, cuyo objetivo es la Formación Pimienta, que según reportes de PEP se trata de Formación de Gas y Condensados, hay que recordar que estos plays de Shale Gas son tan heterogéneos que las propiedades físicas tiene alta variabilidad tanto vertical como lateralmente haciendo referencia a la propiedad de Anisotropía que para en estos casos es muy alta (Fig. 39 y 40).

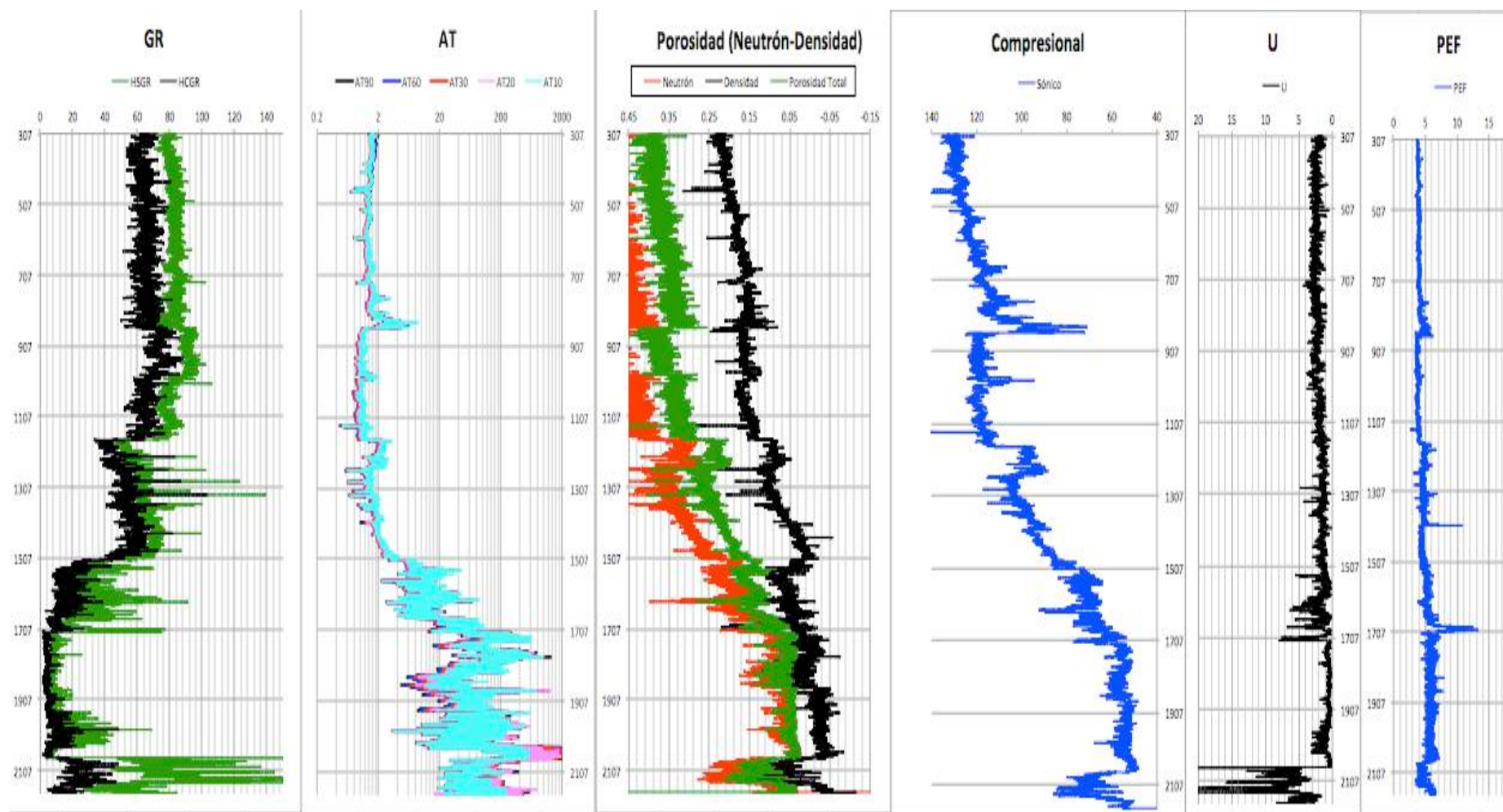


Figura 39: Presentación de los registros del Pozo A-1 completo (307-2107m).

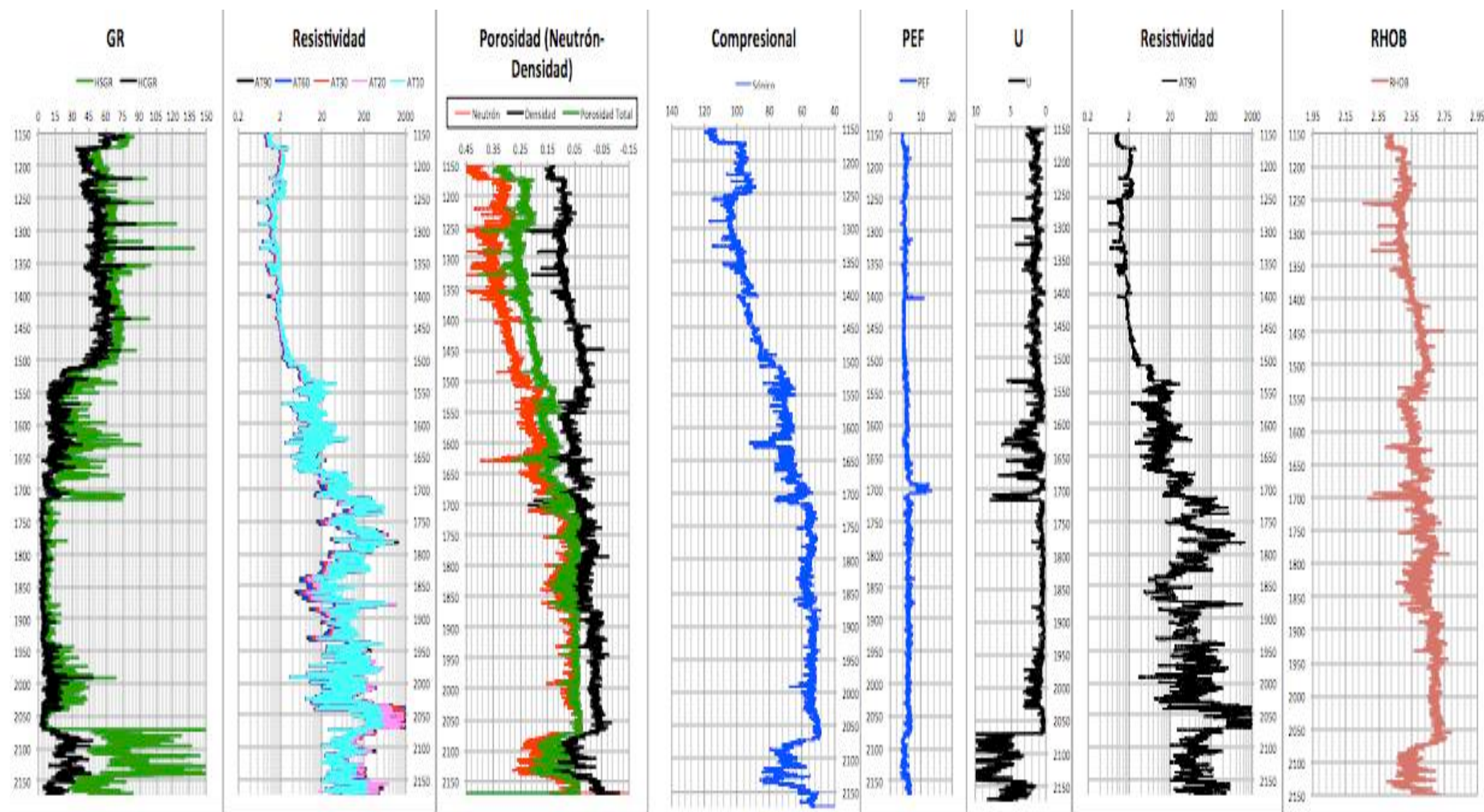


Figura 40: Datos de Open Hole de A-1 iniciales para detectar intervalos de interés y aplicar la técnica de ΔLogR (1150-2150m).

Para este pozo tenemos los siguientes gráficos para la parte vertical (Piloto) del pozo procesados a través de una hoja de cálculo.

En la primera presentación de los registros del Pozo Piloto Anhérido-1 (Fig. 39) podemos observar que en el primera carril tenemos graficado la curva de Rayos Gamma en color verde y en color negro el Rayos Gamma corregido; podemos ver que para la curva verde tenemos dos intervalos que pueden hacer llamar nuestra atención, el que va de 307 m de profundidad a poco antes de 907, donde tenemos el valor constante más alto de Rayos Gamma, luego tenemos otra sección que parece ser importante, pues tenemos picos muy altos en la curva verde, hablo del intervalo de los 2100m hasta el final del registro, donde los picos parecen ser los más altos (120-135 API), por el contrario, el intervalo de los 1700 a 1950 parecen ser los valores más bajos de Rayos Gamma (8 API en promedio), por los cual, para aplicar la técnica de ΔLogR tenemos que detectar el área más rica de materia orgánica con buena maduración y un área de arcillas limpias que serán nuestra base.

En el segundo carril (Fig. 39) tenemos las curvas de resistividad a diferentes profundidades, todas las curvas se encuentran encimadas, que a primera vista podemos apreciar que en el primer intervalo (307 -907) en Rayos Gamma parecía tener los valores constantes más altos de la curva, pero que al cotejar con resistividad tenemos valores bajos (<2 Ohm/m) por lo cual podemos deducir que en esta profundidad la roca no es madura, por lo tanto queda descartado este intervalo como un posible intervalo de interés; por otra parte el intervalo de 1700 a 1950 que detectamos con los valores más bajos de Rayos Gamma también presenta baja resistividad (<2 Ohm/m) por lo cual, sigue siendo una potencial arcilla base (sin materia orgánica) y por último, para los valores de la parte más baja del pozo (de 2060 – final del pozo) tenemos los valores más altos de resistividad (100-200 Ohm/m), aunque será necesario revisar la curva AT90 (Fig. 40) por si sola, que sería la correspondiente a la zona virgen (resistividad real), por lo que al parecer con estas dos primeras curvas estamos identificando el intervalo del interés y la zona base necesarias

para aplicar la técnica de ΔLogR pero será necesario cotejar con las demás curvas.

En el tercer carril tenemos las curvas Porosidad Neutrón y Porosidad Densidad (Fig. 39) en los yacimientos de Shale Gas tener valores de Neutrón Porosidad Alto para el intervalo de interés, en este caso, en la parte final del registro podemos ver un incremento considerable (>0.15) en comparación del intervalo que lo precede de 1700 a 1950 (0.05 en promedio) que es donde tenemos un dato más a favor para considerar que se trata de la roca base y de la zona de interés, para Porosidad Densidad tenemos el mismo comportamiento, por lo cual, confirmamos, pero es necesario verificar con las demás curvas.

En el cuarto carril tenemos la Δt Compresional (Fig. 39), para esta curva es normal tener un incremento en el tiempo de tránsito, por lo cual, podemos ver que tenemos una línea de tendencia en la cual decrece el tiempo de tránsito, pero al llegar a la profundidad de 2060 hasta la parte final del pozo tenemos un fuerte incremento del tiempo de tránsito (tiempo de tránsito 80 $\mu\text{s}/\text{ft}$); esto significa una baja velocidad, respuesta típica de la presencia de materia orgánica en la roca, por lo cual podemos confirmar la zona base y la zona de interés.

Ya para el quinto carril tenemos la respuesta de la curva de Uranio (Fig. 39), es bien conocido que una alta respuesta de esta curva representa la presencia de materia orgánica, confirmando que es la que ocasiona la alta respuesta para la medición del Rayos Gamma Total (primera curva verde) por lo cual podemos ver que el intervalo con más alto valor de uranio es la parte final del registro (7-8 ppm), con esto se confirma el intervalo de interés, y mientras tanto en nuestra zona base podemos percibir que tenemos el valor más bajo de uranio (>5 ppm), erradicando así cualquier idea de presencia de materia orgánica, confirmando la zona base.

Por último la curva de Factor Fotoeléctrico (Fig. 39) nos puede aportar detalles sobre el tipo de formación y no es influenciada por los fluidos presentes, por lo cual, para los propósitos de identificación puede ser útil, pero en este ocasión no nos representa gran utilidad.

En la Figura 40 podemos ver a mayor detalle los registros de los pozos desde el intervalo base hasta el intervalo de interés. Es muy útil para definir los intervalos con mayor precisión y confirmar la interpretación realizada previamente.

Los intervalos quedan como los siguientes:

Intervalo Base: 1250 a 1480m

Intervalo de Interés: 2075 a 2150m

Los valores con los que se trabajaron fueron los siguientes:

GR max: 45

GR min: 3

R base (resistividad): 1.4 Ω m

ρ base (densidad): 2.49 g/cm³

N base (Neutrón): 0.35 v/v

Δt base (Tiempo de Transito): 100 μ s/ft

LOM 9

Passey (1990) mostró que la técnica de ΔLogR tiene su validez en la separación entre las curvas evaluadas, pero también es importante visualizar dicha separación y el emparejamiento que deben presentar las curvas para demostrar que estamos considerando un correcto intervalo base, por esto, a continuación se presentan las separaciones visuales de las curvas y el emparejamiento que tenemos en el intervalo base (Fig. 41 a 43).

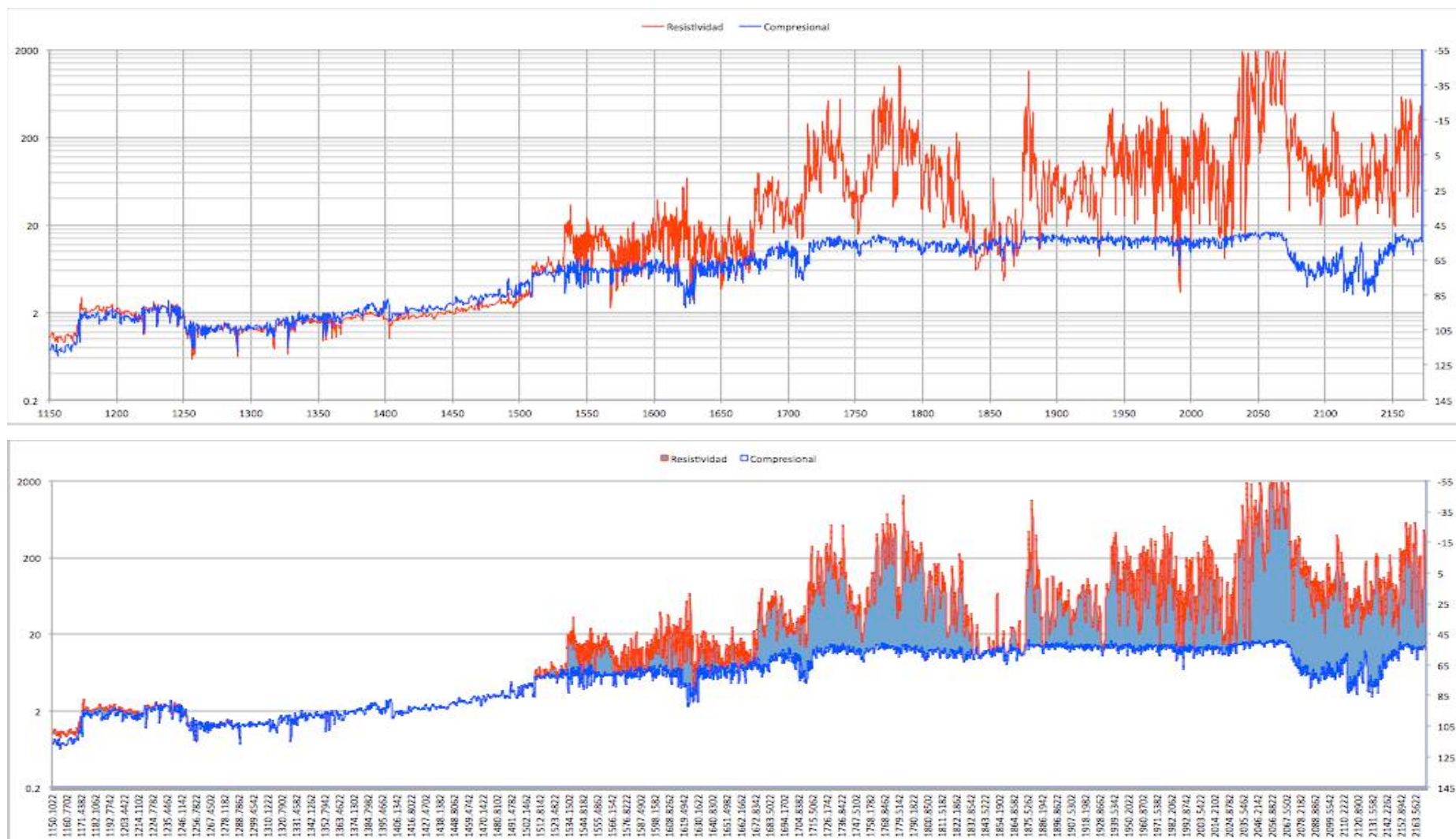


Figura 41: Delta entre las curvas (Resistividad con Compresional) para A-1

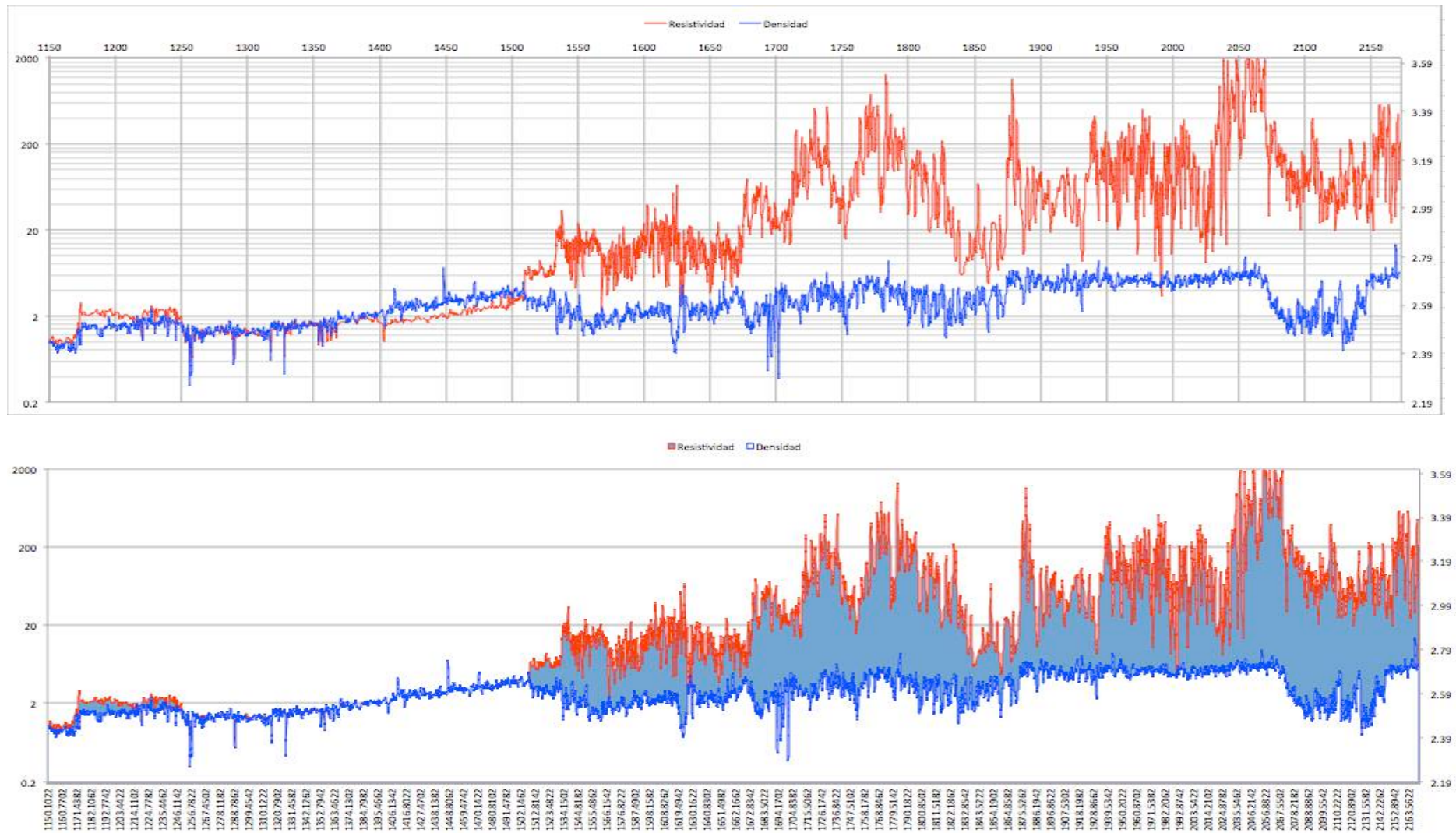


Figura 42: Delta entre las curvas (Resistividad con Densidad) para A-1

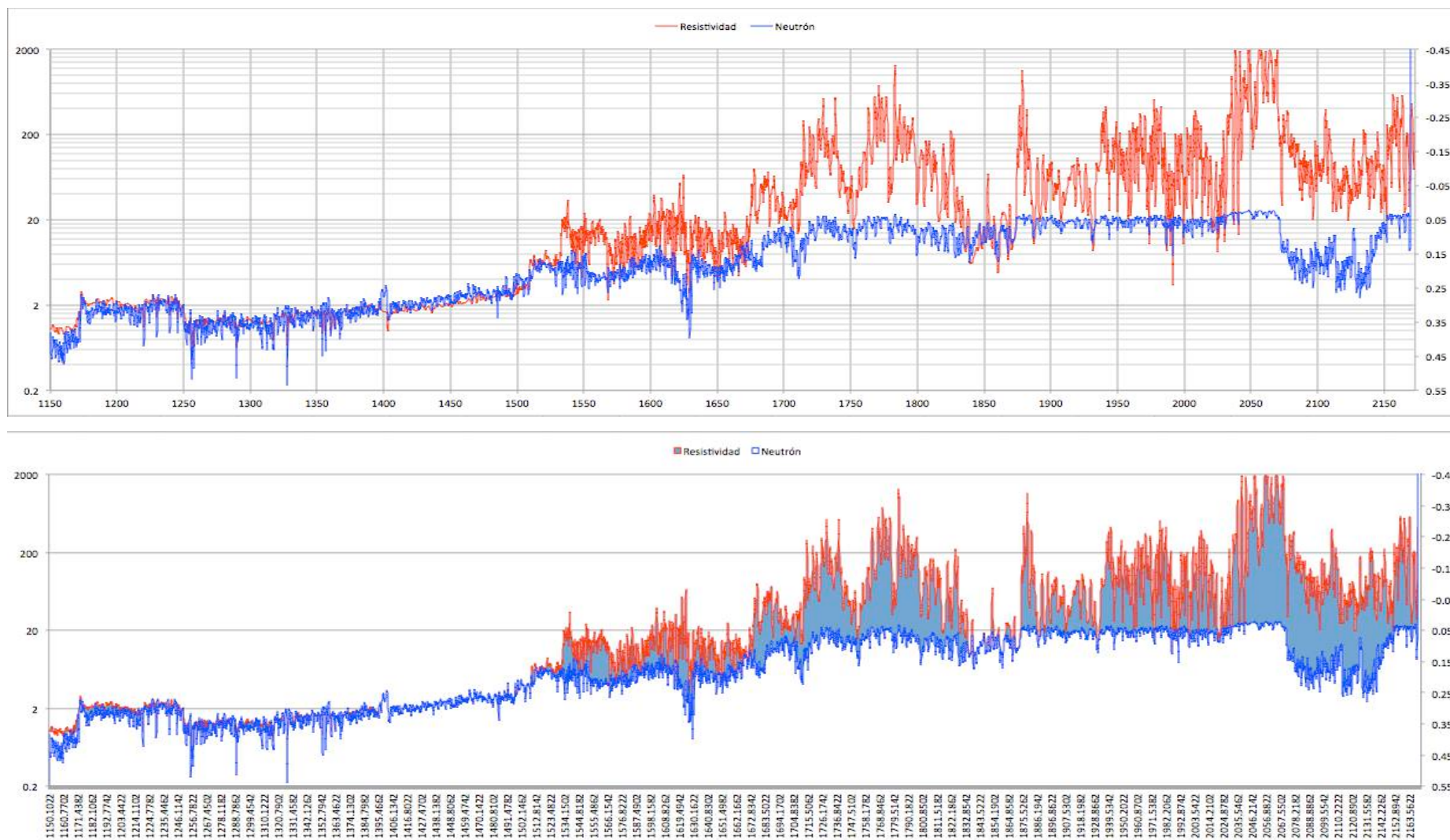


Figura 43: Delta entre las curvas (Resistividad con Neutrón) para A-1

A partir de la comparación de la separación de las curvas y el acoplamiento que tenemos en el intervalo base podemos distinguir que la técnica para la curva de sónico es la que mejor ajusta, posteriormente la de densidad parece tener el segundo mejor ajuste y la curva de neutrón el peor ajuste.

Realizando el procesamiento con las ecuaciones antes dadas tenemos los siguientes resultados (Fig. 44).

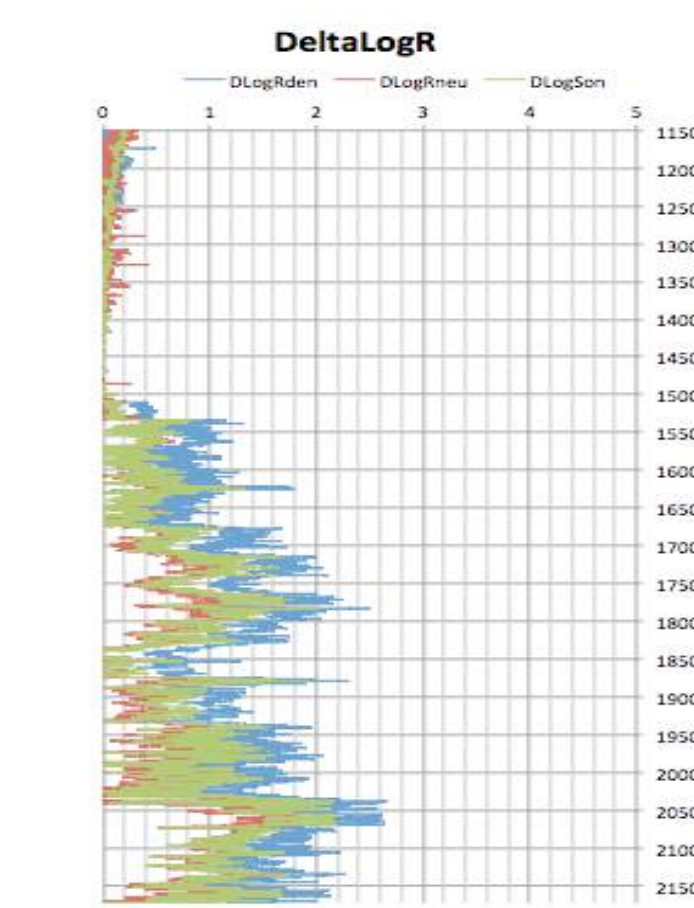


Figura 44: Diferencia entre curvas, valor de ΔLogR para A-1.

Este es el gráfico que da como resultado al aplicar directamente la técnica de ΔLogR , pero es claro que no todos los intervalos que presentan un valor positivo de diferencia (ΔLogR) tienen presencia de materia orgánica, por lo cual es necesario condicionar dichos intervalos para que tengamos una relación real con la interpretación que obtuvimos de los registros de pozo, por lo cual primero calcularemos el TOC con los datos arrojados de la ecuación de ΔLogR y posteriormente ya con un TOC calculado procederemos a condicionar dichos intervalos.

Dicha condicional que aplique no aparece en la técnica de Passey, pero para este pozo, solamente obtuve un valor promedio de la diferencia del valor entre Rayos Gamma y Rayos Gamma corregido correspondiente al intervalo de interés detectado a través de la interpretación de los registros y lo condicioné a un valor más abajo del promedio de Rayos Gamma calculado, siendo para este pozo, un valor real de TOC en los datos que presentaran un $GR > 25$ API. La curva de TOC obtenida con la condicional antes mencionada se presenta a continuación, en un gráfico con las tres curvas de los diferentes TOC calculados (Fig. 45).

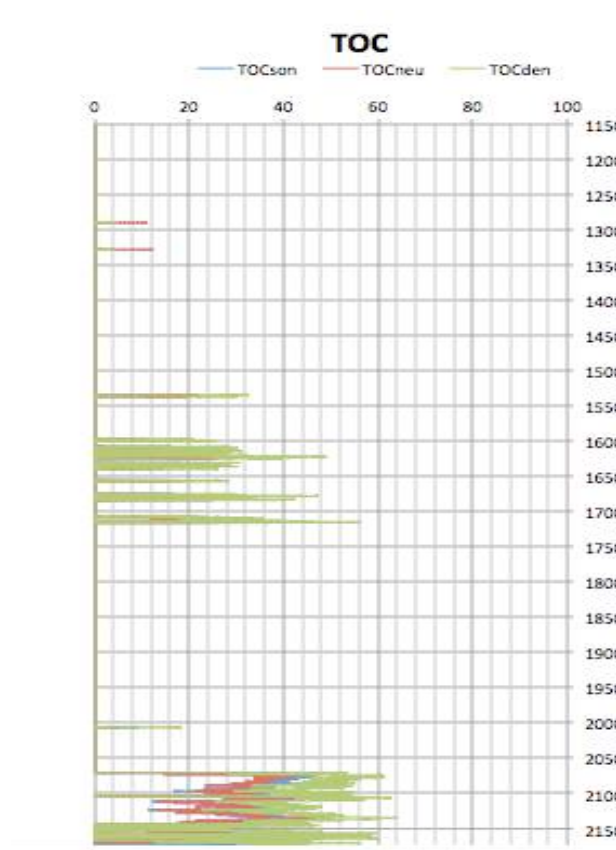


Figura 45: Valor de TOC condicionado

Lo primero que podemos ver, y con mayor de importancia es la parte inferior del registro, que corresponde al área de interés, en donde muy ligeramente podemos ver diferencia entre las curvas de color azul, roja y verde, a continuación se presenta cada uno a detalle, pero es importante ver que existe una diferencia entre estas curvas, que a simple vista uno podría decir que son diferencias no significativas, pero si pensamos en volúmenes a lo largo del play, o al menos en este pozo, estas diferencias pueden representar grandes

diferencias de volúmenes que al final desembocan en una estimación mayor o menor de hidrocarburos, que ya en una realidad económica representan una gran diferencia de pies cúbicos de gas (Fig. 46 y 47).

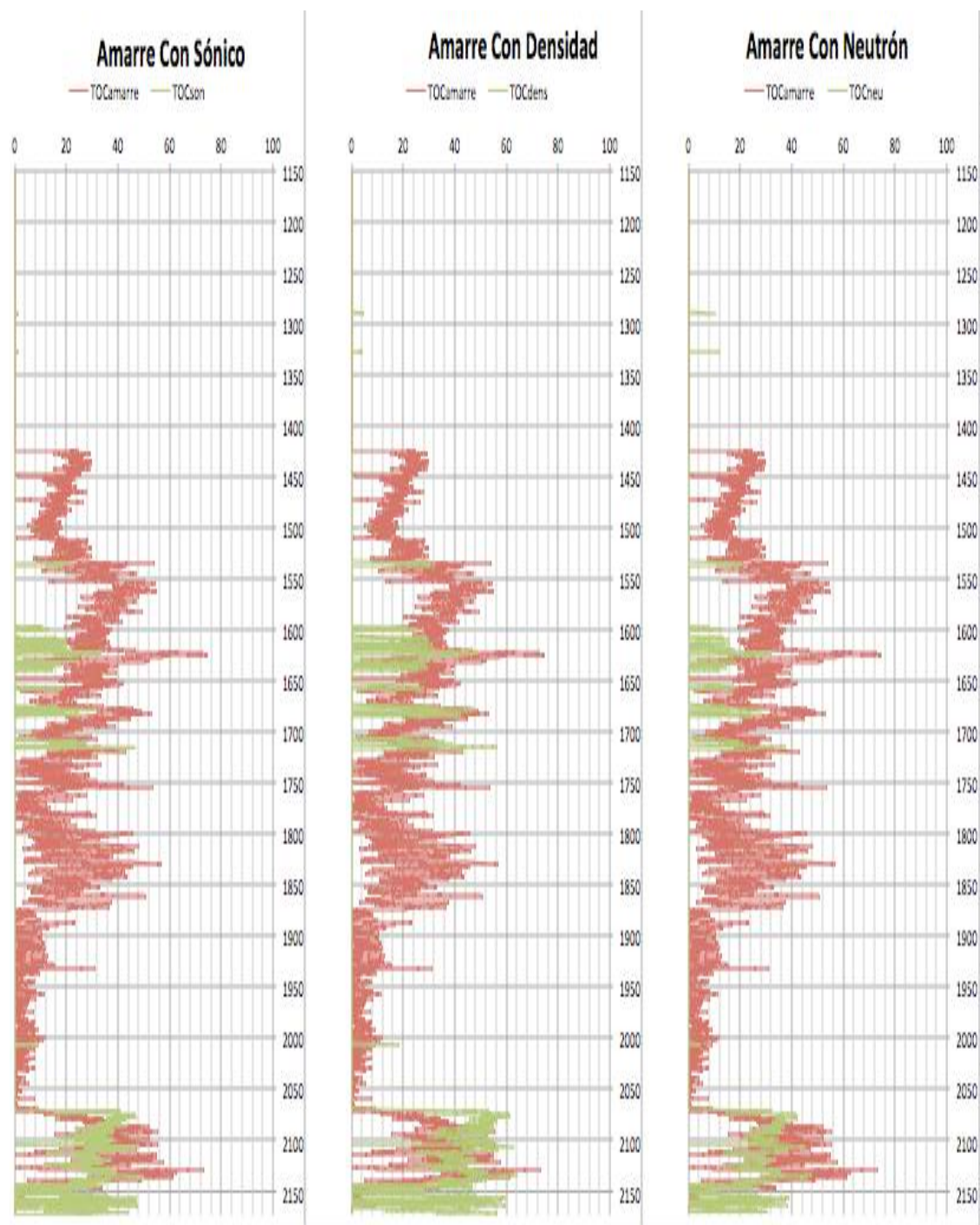


Figura 46: Comparación de los 3 TOC diferentes obtenidos para A-1.



Figura 47: Acercamientos de las tres evaluaciones de TOC para A-1, para el mismo intervalo (zona de interés) en primer lugar calculado con sónico, en segundo con densidad y por último con neutrón.

La evaluación realizada por las 3 diferentes ecuaciones (sónico, densidad y neutrón) se encuentran amarradas a la evaluación petrofísica entregada por PEP (curvas en rojo), en donde ellos hicieron un amarre para las muestras de núcleos en ciertos puntos, y tomando la relación con las evaluaciones aquí presentadas vemos que tenemos una mejor relación con la evaluación de TOC a través de la curva de sónico, tal como lo menciona Passey (1990) en su artículo y como lo comprobamos en los gráficos donde vemos un excelente ajuste al momento de montar las curvas (resistividad y sónico), por lo cual, se debe trabajar con las curvas de densidad y neutrón solo a falta de la curva de

sónico, esto es representado en la Figura 48 donde podemos ver que curva ajusta mejor a sus puntos, teniendo así la mejor correlación en la figura A.

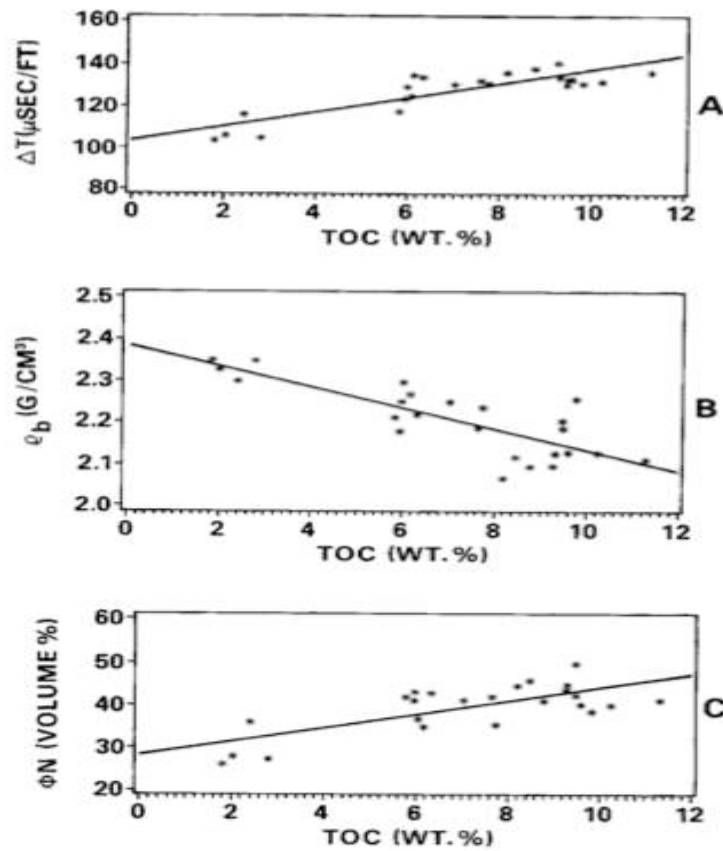


Figura 48: Correlación del TOC con cada una de las curvas procesadas, A) sónico, B) Densidad y C) Neutrón (Passey, 1990).

5.3 Cálculo de TOC para el pozo E-1

En el capítulo 2, sección 2.3, página 30 se habla a detalle de las características del pozo E-1, pozo con objetivo en la Formación Eagle Ford, mismo play que en Estados Unidos ha sido uno de los más prósperos de este tipo de yacimientos, por lo cual, era necesario confirmar las propiedades petrofísicas y la cantidad de materia orgánica para dar por sentado que de nuestro lado de la frontera sería un pozo también productor, aunque hay que recordar que la geología no conoce límites políticos, sin embargo, es importante señalar que los yacimientos de Shale gas presentan grandes variaciones a lo largo del play y es necesario evaluar las características petrofísicas de la roca para entender y posteriormente explotar el yacimiento (figura 49).

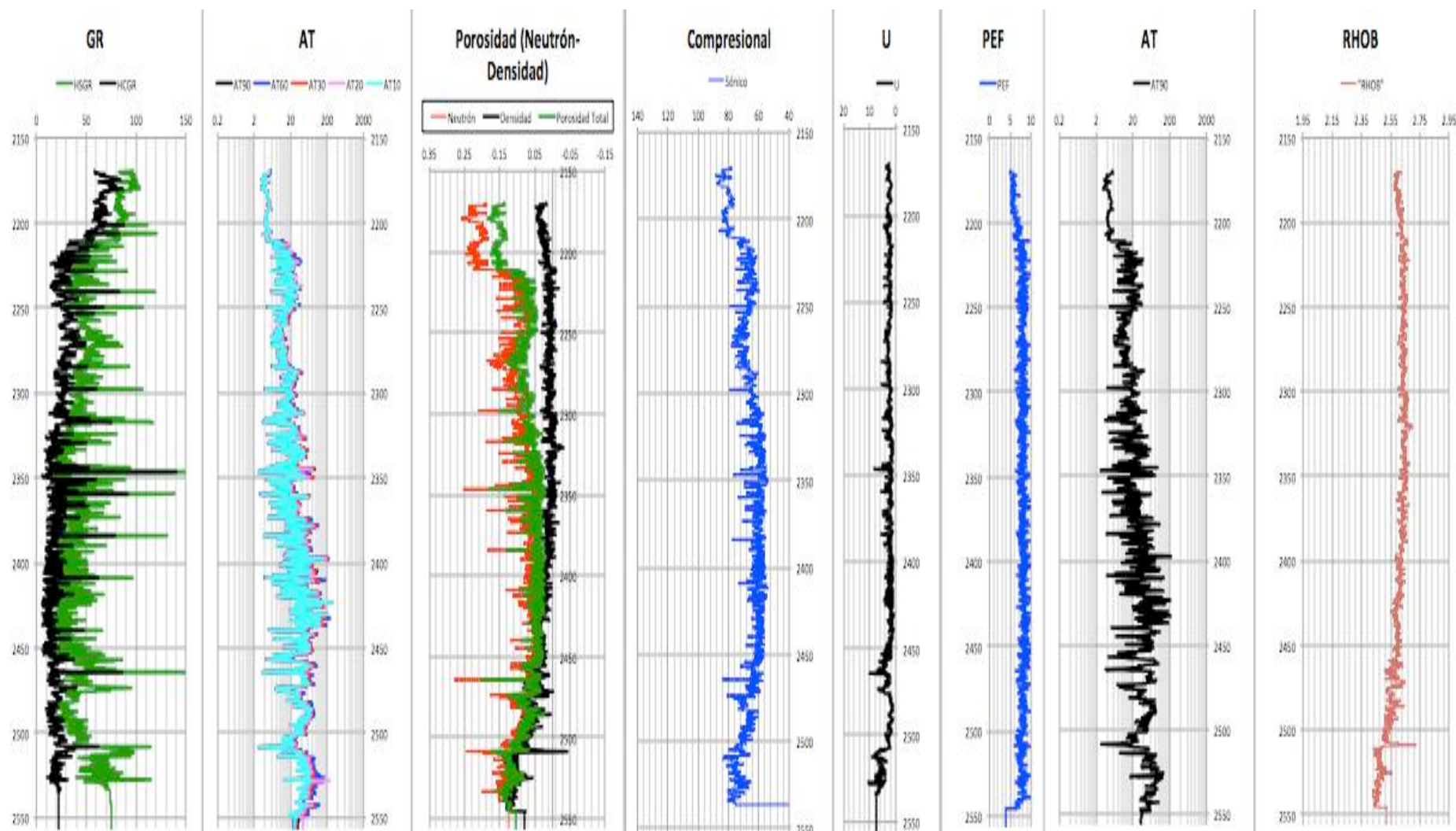


Figura 49: Datos de Open Hole iniciales de E-1 para identificar intervalos de interés y aplicar la técnica de ΔLogR (2150-2550m).

En el primer carril (Fig. 49) podemos apreciar que tenemos la curva de Rayos Gamma y Rayos Gamma Corregido, si ponemos atención a la curva verde, los valores más altos los tenemos de 2170 a 2200 (90 API) y en la parte inferior de 2510 a 2530 (70 API), también podemos apreciar que las curvas cuentan con muchos picos, los cuales no son de gran interés pues no tienen un espesor considerables.

En el segundo carril (Fig. 49) tenemos la resistividad, que más a detalle podemos ver el penúltimo cajón que representa la resistividad verdadera de la formación y se puede ver que la parte inicial del registro tienen valores muy bajos de resistividad (3 Ohm/m), por lo cual, podría ser este nuestro intervalo base (2170 a 2210) y que en la parte de 2400 a 2440 los valores se pueden considerar alto (80-100 Ohm/m) y posteriormente de 2510 a 2530 (80-120 Ohm/m) tenemos los valores más altos de resistividad, por lo cual podría corresponder a nuestro intervalo de roca madura.

Posteriormente tenemos las curvas de porosidad neutrón y porosidad densidad (Fig. 49); podemos ver que tenemos mucha separación y valores bajos para la parte media del registro (0.05), ya en la parte final tenemos un ligero incremento (0.15), comportamiento habitual en intervalos de interés, por lo cual, hasta este punto, parece ser la parte final del registro el intervalo de interés, pero es necesario cotejar con la compresional, que igual en la parte final tenemos un incremento del tiempo de transito (80 $\mu\text{s}/\text{ft}$), lo cual significa una baja velocidad, lo cual nos sigue confirmando nuestra sospecha, y por último podemos ver que los valores más altos de Uranio los tenemos en la parte final del registro (8-10 ppm), por lo cual podemos afirmar que este es el intervalo de interés. Los intervalos quedan como los siguientes (figuras 50 a 52):

Intervalo Base: 2170 a 2210m Intervalo de Interés: 2510 a 2530m

Los valores con los que se trabajaron fueron los siguientes:

GR max: 45	GR min: 5	LOM:10
R base (resistividad): 4 Ωm	ρ base (densidad): 2.6 g/ cm ³	
N base (Neutrón): 0.22 v/v	Δt base (Tiempo de Transito): 82 $\mu\text{s}/\text{ft}$	

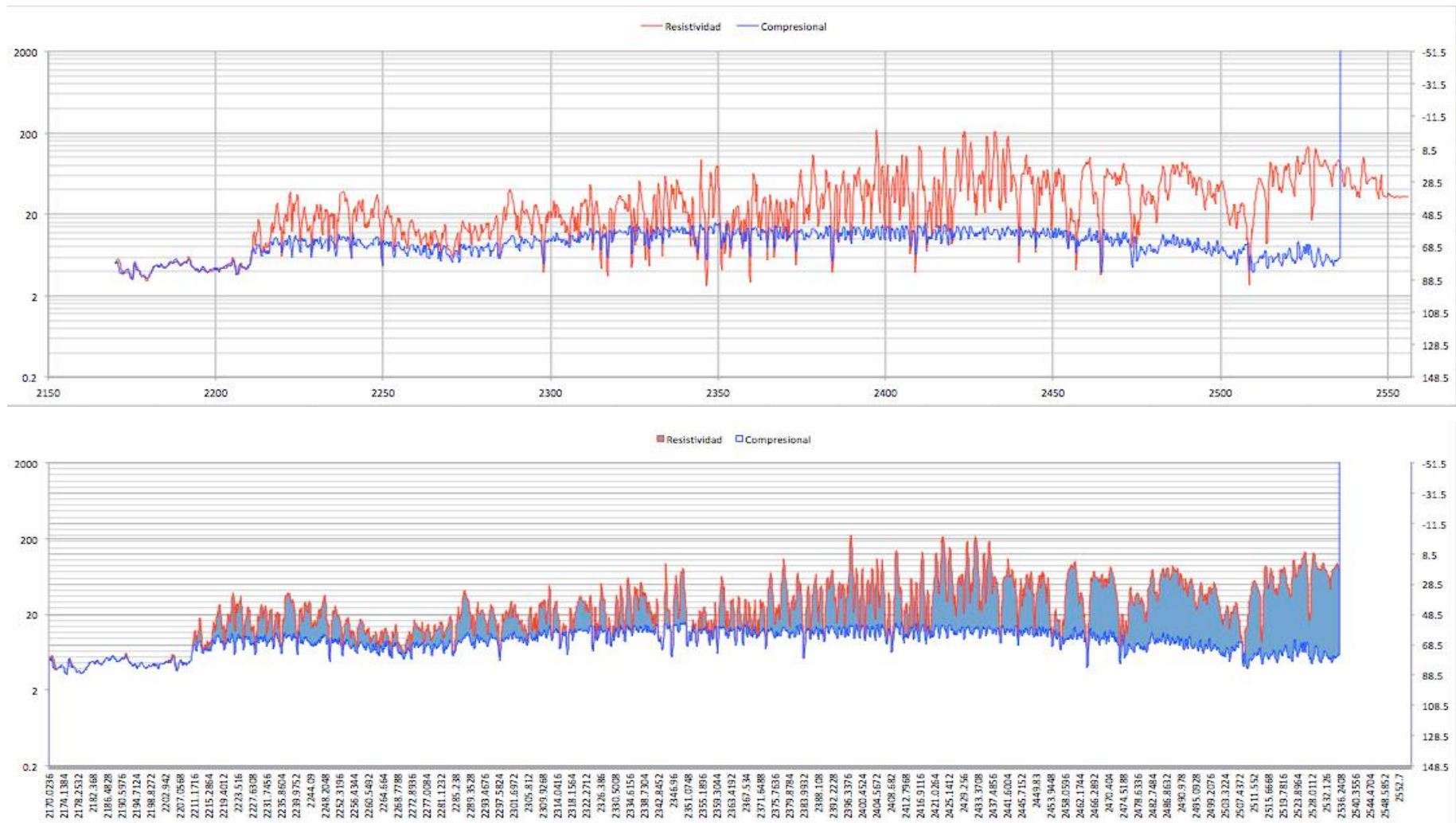


Figura 50: Delta entre las curvas (Resistividad con Compresional) para E-1

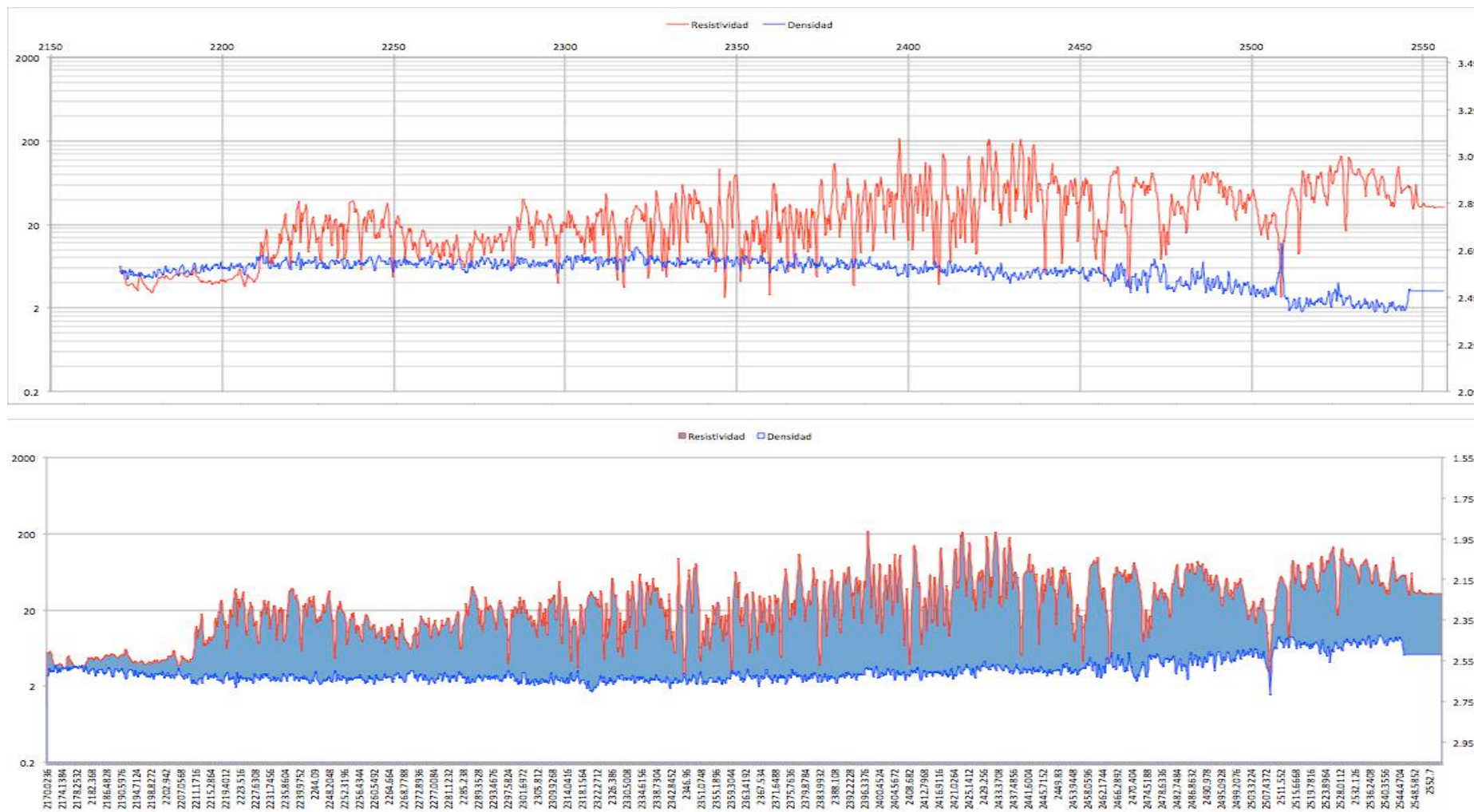


Figura 51: Delta entre las curvas (Resistividad con Densidad) para E-1



Figura 52: Delta entre las curvas (Resistividad con Neutrón) para E-1

Para este Pozo, contrario a lo que sucedió con el A-1, podemos ver la diferencia entre los acoplamientos de las curvas, primero, analizando la relación de resistividad con la compresional, podemos ver que en el intervalo que determinamos como base (2170 a 2210) tiene un perfecto acoplamiento, lo cual nos indica que la determinación de la zona base fue correctamente realizada por lo tanto, el éxito de esta técnica para este caso parece ser buena. Continuando al caso de resistividad con densidad podemos ver que en ningún punto se enciman las curvas, pareciera como si en los 2210 hubiera un tendencia parecida pero las dimensiones de una curva respecto a otra no hacen posible que éstas se crucen totalmente en el intervalo base, por lo cual, la aproximación que tengamos con estas curvas no deben tomarse con mucha confianza pues tendrá un error significativo. Por último, analizado la curva de resistividad con Neutrón podemos ver que en el intervalo base las curvas tienen una tendencia muy similar, podríamos decir que se enciman, pero si vemos a detalle podemos ver que difieren por muy poco, por lo cual podemos considerar que será una buena aproximación, pero no tan buena como la que se logró en el primer caso (resistividad con compresional), más sin embargo, se puede tomar el resultado como aceptable, ahora bien, procederemos a analizar el resultado que obtenemos como ΔLogR en la figura 53.

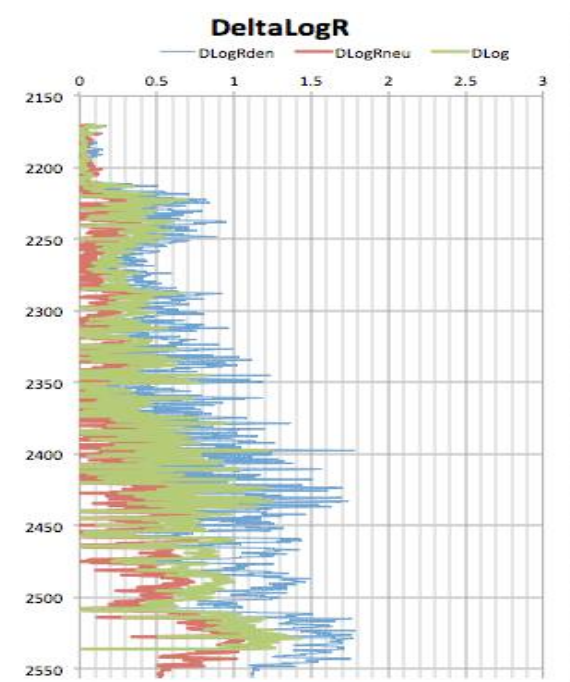


Figura 53: Gráfico de la diferencia entre las curvas utilizadas ΔLogR para E-1

Cabe destacar que en este pozo tenemos una tendencia la cual pareciera indicar que a lo largo del piloto del pozo que estamos analizando hay presencia de materia orgánica la cual aumenta con respecto a la profundidad hasta llegar al intervalo que denominamos con el de mayor interés, aunque como mencioné en el caso del pozo A-1, es necesario restringir los intervalos ya en el gráfico de COT pues no siempre la presencia de una diferencia entre las curvas (ΔLogR) representa presencia de materia orgánica y hasta entonces podremos decir más, por lo cual, se presenta la figura 54.

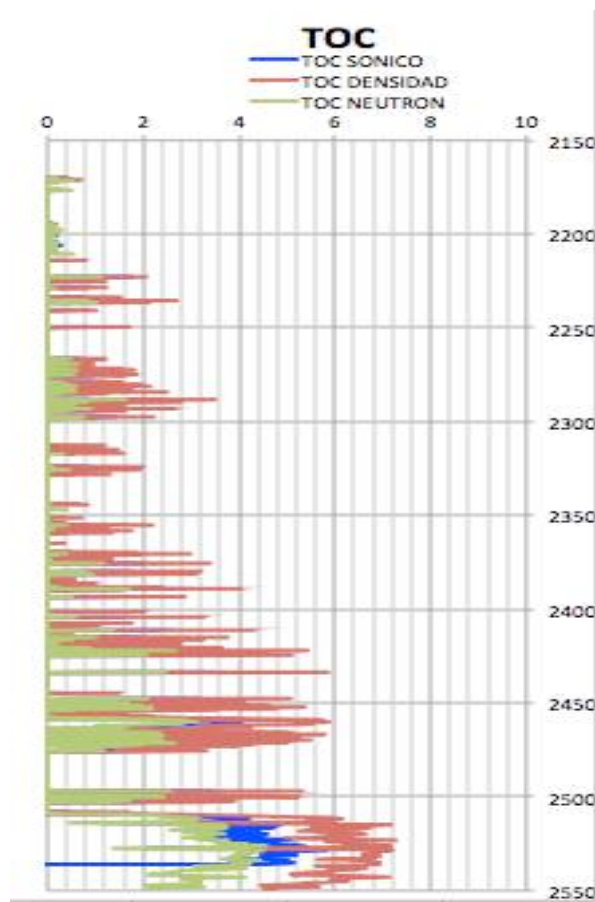


Figura 54: Presentación de los 3 cálculos de TOC de E-1 aplicando la técnica ΔLogR en las 3 combinaciones de curvas posibles.

Ya con los intervalos condicionados como lo hicimos para el pozo anterior con una diferencia de rayos gamma >25 API podemos ver que aparecen intervalos que pueden parecer de interés, pero si vamos a un completo análisis con los otros registros su interés se vuelve prácticamente a pequeños intervalos que no representan gran potencial, pues cabe mencionar la complejidad para la explotación de este tipo de yacimientos lo cual, a mayor espesor del play y una

mayor continuación lateral tendremos mayor posibilidad de éxito económico, por lo cual, el intervalo de explotación debe ser el que se denominó como el de interés, por esto, es necesario no solamente aplicar la técnica de ΔLogR para hacer un cálculo del TOC, sino es necesario trabajar con toda la información disponible para tener mayor probabilidad de éxito y es de notarse que esta técnica de Passey es una herramienta más, no resolutive, sino ilustrativa (figura 55).

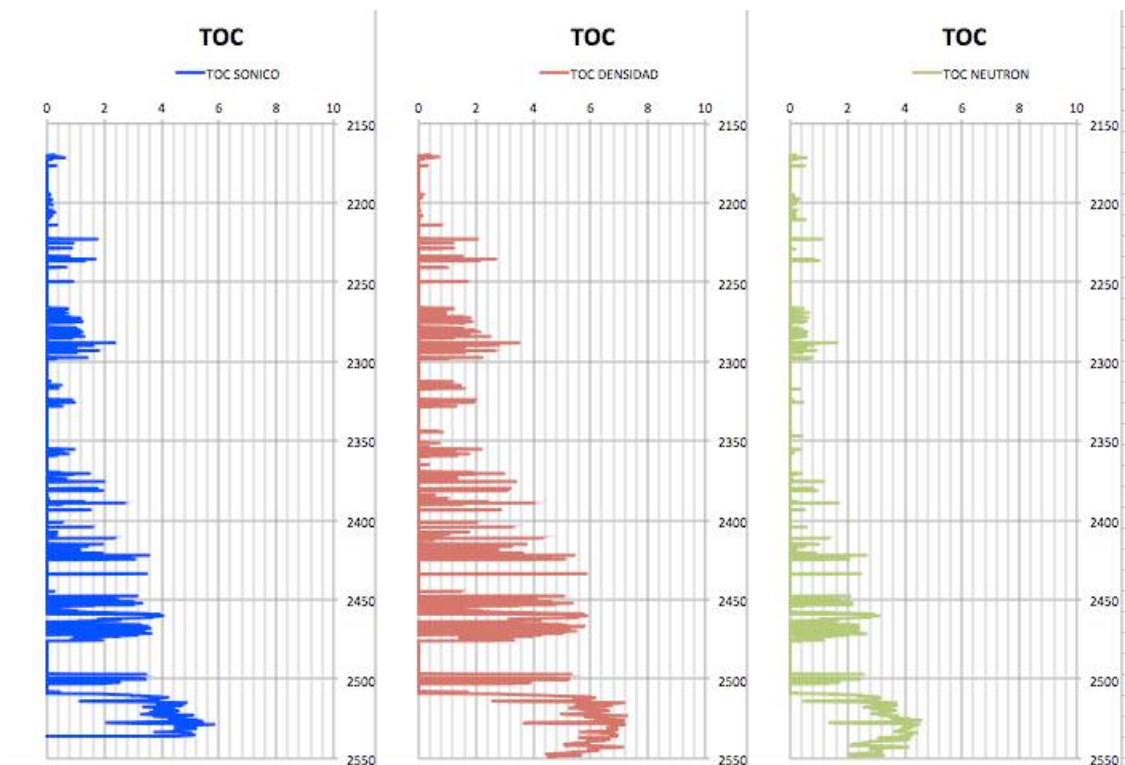


Figura 55: Gráficas independientes de los tres cálculos de TOC obtenidos en E-1.

Solamente cabe recordar que había concluido que el registro sónico sería la mejor aproximación y vemos que sus valores andan alrededor del 5%, mientras que el neutrón que era la segunda mejor aproximación era de 4% y la peor que era la de densidad anda en 7%, por lo cual, hablando en términos indicativos, un TOC del 5% que nos arroja el cálculo es muy alentador y concuerda con lo publicado por PEP para la zona, mientras que el 7% es un dato demasiado elevado y aterrizando a términos de millones de pies cúbicos de gas es una diferencia abismal, por lo cual, es necesario poder considerar todos estos

detalles y la importancia de la zona sin materia orgánica, que a partir de este ajuste dependerá el éxito en el cálculo del TOC.

5.4 Método de Sondergeld en Estimaciones Volumétricas de Kerógeno

Existen técnicas de reciente publicación utilizadas en Yacimientos de Lutitas Gasíferas y Aceitíferas por su simplicidad y validez, basadas en modelos deterministas, con una base científica firme para aceptar su validez, en las cuales destaca el método de Sondergeld, donde asume que el contenido de TOC se encuentra disponible de otra fuente, como lo es la técnica de Passey, en donde la densidad de grano de roca es conocida, la saturación de agua es constante y usa ecuaciones simples; se utiliza el registro de densidad para predecir la porosidad y la porosidad llena de gas. Las otras técnicas destacadas son el método de Ramírez y el método de Quirein, las cuales a diferencia de Sondergeld ocupan un modelo petrofísico más complejo, esto quiere decir que toman en cuenta más aspectos dentro de su interpretación, por lo cual aseguran un resultado más preciso y recomendaría a algún otro estudiante interesado en estudiar esta clase de yacimientos y sus estimaciones abordar y comparar con datos como los que presento, una comparación de los 3 diferentes métodos, así como lo presentan en el artículo “Review and Comparison of Three Different Gas Shale Interpretation approaches” desarrollado por personal de Halliburton es más resolutivo que en el caso propuesto, pero por cuestiones de tiempo y objetivos sólo se analizó este método.

Para este método nos debemos concentrar en calcular la porosidad, para la cual tenemos el registro de densidad, aunque puede ser complicado debido a la presencia de materia orgánica, que como ya mencioné en capítulos anteriores, presenta un decremento en la densidad de la roca, también es necesario contar con la densidad de la compleja mineralogía presente para poder tener la densidad de grano de la matriz y con el cálculo del TOC.

Para este método nuestras incógnitas son el volumen de Kerógeno (V_{sk}), volumen de la matriz mineral (V_{sm}) y porosidad total (Φ_t). El modelo sobre el que estamos trabajando es el que se muestra en la figura 56.

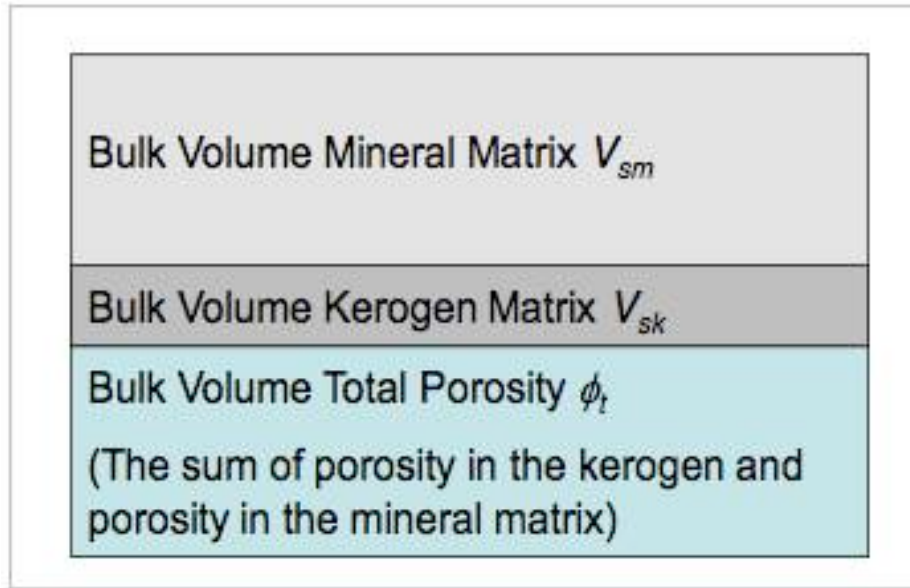


Figura 56: Modelo Petrofísico del Método de Sondergeld.

Una complicación en la implementación de este método es que el TOC está dado en porcentaje de peso seco y debe ser transformado a un módulo de volumen de Kerógeno, como se muestra en la ecuación 25. C_k significa el peso de la fracción de Kerógeno, lo cual es el Kerógeno (Aproximadamente 0.8).

$$V_{sk} = \frac{TOC (\rho_{sk} V_{sk} + \rho_{sm} V_{sm})}{C_k \rho_{sk}} \quad \dots (25)$$

La respuesta de la densidad es dada en la ecuación 26 como la suma de volúmenes y la restricción es dada en la ecuación 27.

$$\rho_b = \rho_f \phi_t + \rho_{sm} V_{sm} + \rho_{sk} V_{sk} \quad \dots (26)$$

$$1 = \phi_t + V_{sm} + V_{sk} \quad \dots (27)$$

De esta forma, tenemos un modelo que constituye un sistema lineal de 3 ecuaciones y 3 incógnitas, el cual tuvo que ser reformulado respecto al original de Sondergeld para ser compatible con las aplicaciones de los software de inversión.

5.5 Cálculo de Volumen de Kerógeno con las ecuaciones de Sondergeld para el pozo A-1.

En la sección anterior mencioné que por cuestiones de tiempo y objetivos me era imposible realizar el análisis de los 3 métodos ahí mencionados, pues conllevan resolver el problema de inversión pero sin duda constituirían un trabajo de suma relevancia, pero, para fines prácticos y de evaluación, utilizando las ecuaciones de Sondergeld y el modelo petrofísico antes mencionado y con datos conocidos realizaré una simulación (evitando la inversión) para un intervalo del pozo y una comparación con la evaluación petrofísica entregada que nos fue provista.

Aplicando la ecuación 25 de Sondergeld determiné un valor de V_{sk} , ocupando los parámetros: ψ_{sk} : 1.2 y C_k : 0.74. El primero fue obtenido así de la literatura y el segundo solamente al despejar TOC de esta misma ecuación y utilizando el valor obtenido de V_{sk} de esta misma y así hasta ir aproximando aun valor de error considerable.

Usando la ecuación 26 se realizó el calculo de la p_b y la comparé con la p_b medida (del registro) y ocupando estos dos datos de p_b calculé otro V_{sk} , aunque el V_{sk} proveniente del registro medido me arrojó resultados negativos, por lo cual se decidió trabar con el p_b calculado a partir del análisis mineralógico, esto es debido a que la materia orgánica altera el registro de Densidad.

Realizando lo anterior se dispuso de 3 valores de V_{sk} , obtenidos con las 3 diferentes ecuaciones. Simplemente mostrar el hecho que dar un resultado proveniente de una ecuación solamente es erróneo, por lo que se muestra el resultado de calcular V_{sk} solamente con la ecuación 27 y sustituirla en la ecuación 25 a fin de obtener un valor de TOC (Fig. 57 y 58).

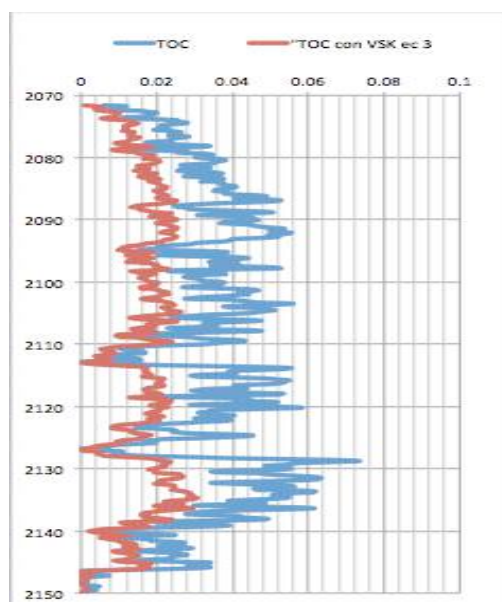


Figura 57: Comparación del TOC de la evaluación y un primer acercamiento con una sola ecuación (Ec 3) de Sonderdelg.

Aunque en este punto mi objetivo no es mostrar una aproximación del TOC, es relevante ver que las tendencias son similares, sin embargo las magnitudes son extremadamente diferentes, pero prosiguiendo al interés de esta sección pasaremos a analizar los volúmenes Vsk.

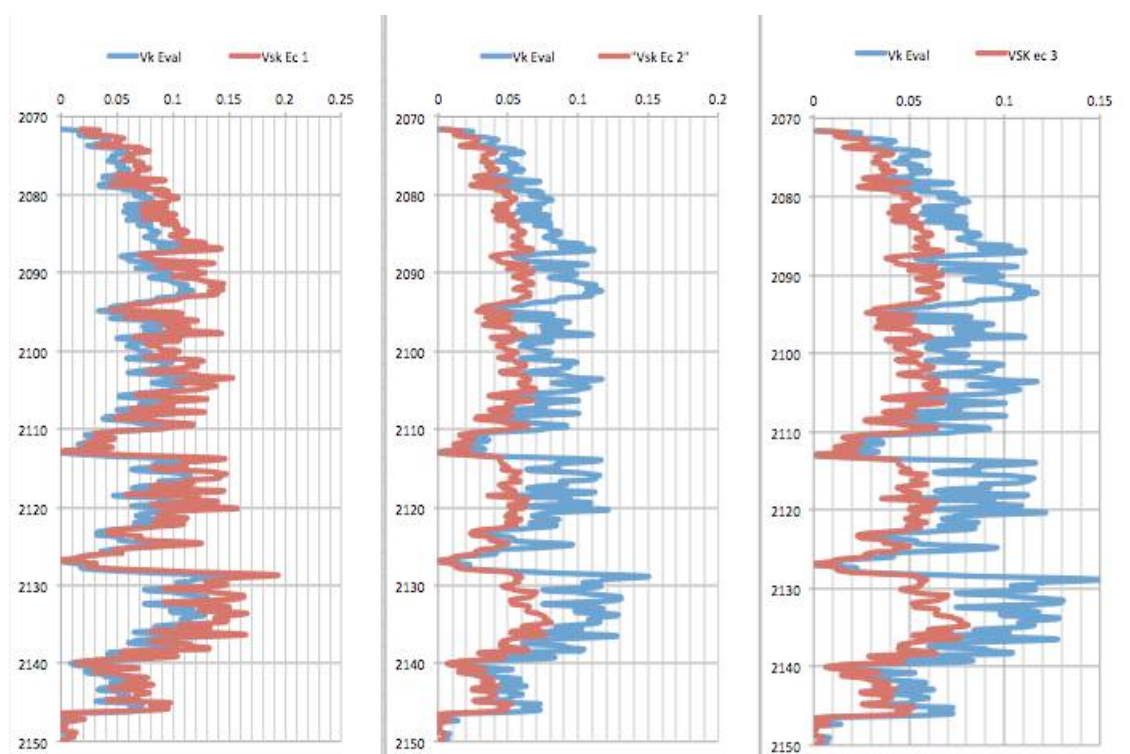


Figura 58: Gráfico de Vsk obtenido con cada una de las Ec. de Sondergeld en orden de Ec. 25 lado Izquierdo, aumentando de número hacia el lado derecho.

Analizando cada Vsk podemos ver que ninguna tiene una aproximación exacta, sin embargo, la de la ecuación 25 puede ser considerado como buena, pero es de notar que aún faltaría adecuarla para una mejor aproximación. La curva de la ecuación 26 y 27 parecen solo seguir la tendencia pero en dimensiones son realmente malas, aunque entre estas dos, es notorio un ajuste poco mejor por parte de la tercera curva, pero hasta este punto solo hemos visto la respuesta de cada ecuación por si sola, cosa que si se resolviera el problema de inversión mejoraría muchísimo, de manera análoga presento el siguiente ejemplo.

En donde se incluyen todas las combinaciones posibles de Vsk, se tienen los siguientes casos a) promedio del Vsk de la Ec 25 con el Vsk de la Ec 26, b) el promedio Vsk de la Ec 26 con el Vsk de la Ec 27, c) el promedio del Vsk Ec 25 con el Vsk Ec 27 y por último d) el promedio de los 3 Vsk juntos.

Para el caso a) podemos ver que el ajuste de tendencia es similar, pero en las magnitudes viene el problema, aunque tenemos buen ajuste en los picos de caída de Vsk y el calculado sobreestima el valor de Vsk respecto a la evaluación que nos fue proporcionada. Para el caso b) podemos ver que la tendencia es igual buena, pero en este caso la magnitud es menor, de esta forma estamos estimando menos Vsk que en evaluación. Para el caso c) el cual podemos ver que es el mejor caso de estimación, pues aquí prácticamente ambas curvas van a la par, con una pequeña diferencia en los picos máximos, pero esta estimación es realmente buena, pues cabe destacar que en los casos individuales las curvas de las que proviene (25 y 27) fueron las que tuvieron mejor ajuste individual y en este caso el resultado es sorprendente. Por último, para el caso d) donde tenemos el promedio de las 3 estimaciones de Vsk debería ser el caso con el mejor ajuste, no lo es, debido a los errores de aproximación que sin duda existen para el caso de la Ec 26, pero podemos ver que la aproximación es buena, la tendencia es similar, pero en las partes máximas es donde tenemos la separación de las curvas, pero cabe destacar que es una buena aproximación sin tener que meternos al problema de inversión y tomando varias estimaciones (figura 59).

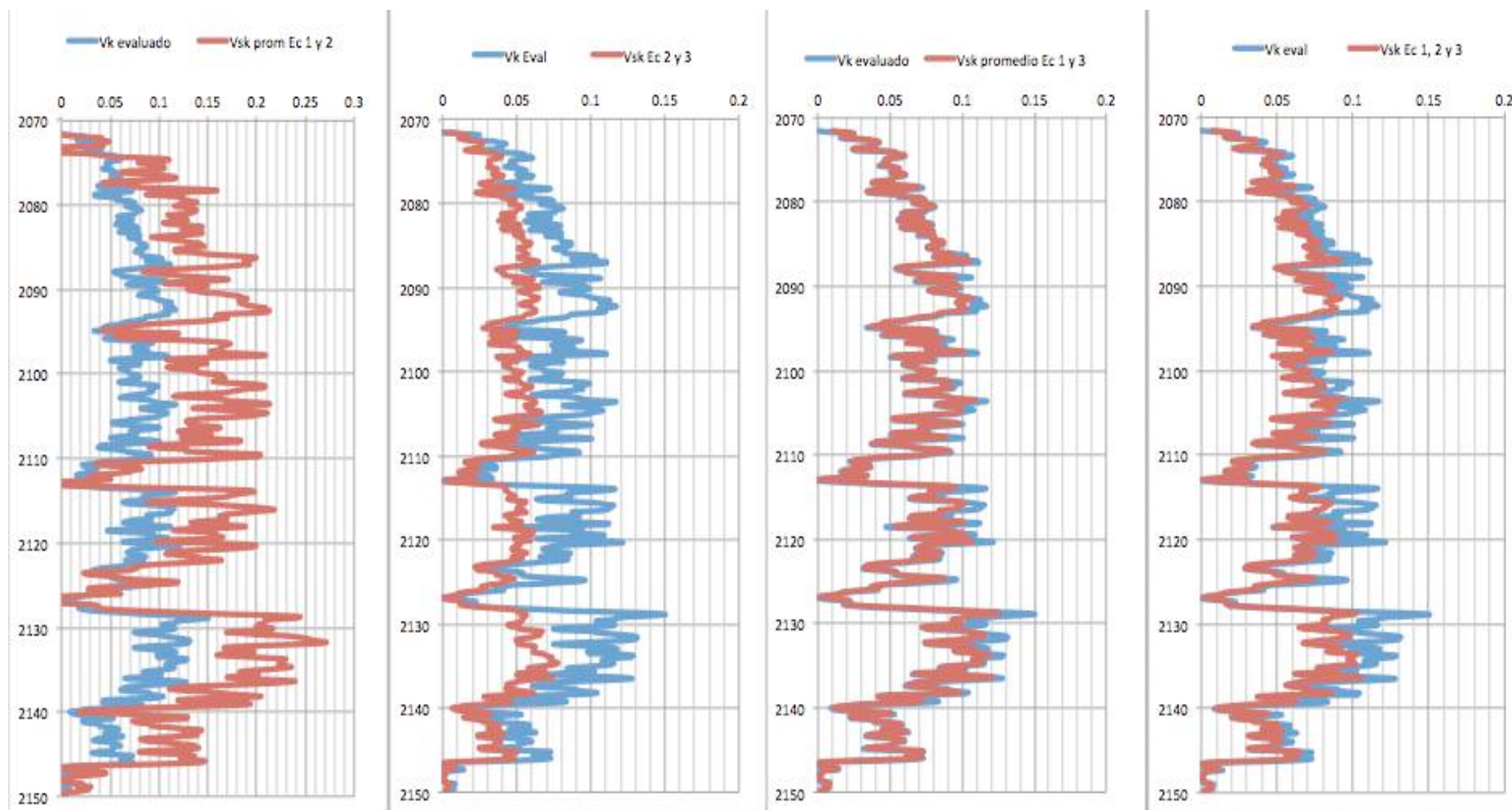


Figura 59: Presentación de las diferentes estimaciones de Volumen de Kerógeno en comparación con la estimación final de la compañía de servicios.

CAPITULO VI. CONCLUSIONES

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas
Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.



CONCLUSIONES.

Explotar los recursos no convencionales de forma responsable es una tarea compleja, en la que se necesita experiencia, tecnología y cuidado del medio ambiente, hoy en día se empiezan a dar los primeros pasos en México sobre esta industria, ahora se espera que con la entrada de nuevos operadores esta sea un área que despegue, pero sin duda también será un área en pleno desarrollo, buscando incrementar el factor de recuperación, para así extraer de manera más eficiente el recurso energético. Los Yacimientos de Lutitas Gasíferas y Aceítíferas parecieran no ser un recurso abundante, pues los pozos no tienen una producción asombrosa como lo pueden llegar a tener los pozos en formaciones convencionales, pero sin duda, el precio de los hidrocarburos y la demanda energética, está permitiendo pagar los estudios y el desarrollo, llegando a tal relevancia el Shale Gas, que se empieza a visualizar el Gas como principal energético en unos años.

México cuenta con grandes extensiones de roca generadora (play) de Lutitas Gasíferas y Aceítíferas, por lo que el aprovechamiento de estos recursos puede llegar a ser una fuente que aporte gran producción sobre todo proveyendo gas. En la evaluación que se realiza en este trabajo se pueden ver valores de TOC para Anhélido-1 de 4% del peso total de la roca, y para Emergente-1 alrededor de 5%, siendo estos valores clasificados en el rango de rico a muy rico en contenido de materia orgánica, aunque es preciso señalar que la presencia de la materia orgánica es el primer indicador, no es suficiente para señalar la cantidad de gas presente, pues la transformación de materia orgánica a gas necesita de condiciones de presión y temperatura que harán madurar a la materia orgánica, pero, teniendo un TOC alto, las probabilidades de éxito aumentan mucho. También se presenta en este trabajo un primer acercamiento con evaluaciones volumétricas, en este caso de Kerógeno, las cuales de manera análoga al TOC representan parámetros similares, pero que son el inicio del cálculo volumétrico para estimar reservas y así poder diseñar los planes de explotación para este recurso.

Es necesario mencionar la importancia que tienen las compañías de servicios y las universidades que realizan desarrollo tecnológico, pues conforme se tenga avance tecnológico en las herramientas y en los *softwares* se tendrán mejores resultados tanto en exploración como en explotación. La innovación tecnológica no sólo apunta a tener procesos eficientes en la recuperación del recurso, sino también se están creando tecnologías limpias con el medio ambiente, lo cual, hacen más factible la idea de explotación comercial de estos recursos, pues actualmente la prensa y la sociedad se muestran un poco temerosas por los riesgos ecológicos que se pueden presentar al explotar yacimientos de Lutitas Gasíferas y Aceitíferas, entonces, a medida que se proteja al medio ambiente, la explotación de este recurso podrá realizarse a mayor escala y con menor riesgo a la población.

En la actualidad las compañías de servicio ofrecen herramientas que calculan directamente la materia orgánica en la formación, que al ser tecnologías nuevas es difícil conocer el principio de funcionamiento, pero para fines prácticos, la técnica de Passey tuvo una buena respuesta en el procesamiento que se presenta en este documento, cotejando con los puntos de núcleos con los que PEP correlacionó; en general los resultados son buenos, aunque para mejorarlos sería de gran utilidad contar con toda la información de núcleos para presentar el amarre y tener un dato de LOM confiable, pues con el que se trabajó, fue solo una aproximación que se nos brindó sin ser el dato preciso para ambos pozos, siendo este valor, el decisivo para una correcta precisión. En la actualidad, se han realizado algunos ajustes a la técnica de Passey para tener una mayor precisión, no se conoce la metodología exacta que PEMEX utilizó para evaluar estos pozos, pero es posible ver que las diferencias pueden deberse a los diferentes modelos petrofísicos que se utilizan, pues en este trabajo se utilizaron modelos simples, que si se refinan con otros parámetros, sin duda se obtendrán valores cada vez más precisos.

Las técnicas para calcular volúmenes de gas o cantidad de barriles de reserva están en desarrollo, por lo que cualquier estimación volumétrica de los recursos se presentan con incertidumbre, pues las metodologías existentes son complejas aproximaciones; lo más cercano a un valor preciso son los que se

obtienen de las muestras de núcleos; el problema de éstos, son el costo y los escasos intervalos de muestreo.

En general, estos yacimientos se tienen buenas producciones iniciales, pero rápidos declives de producción, sin embargo, son pozos que a lo largo de su vida siguen produciendo, así para estimar un valor volumétrico preciso sería necesario tener registros de producción a lo largo de la vida del pozo para poder cotejar con las aproximaciones existentes.

La estimación de Sondergeld indica cuales son los primeros pasos en la determinación volumétrica, aunque es notorio que el camino a seguir es resolver el problema de inversión, en este trabajo se puede ver una aproximación a través de una simulación con datos del pozo Anhélido-1, donde solamente nos fue posible trabajar debido a que contábamos con la estimación volumétrica que le fue entregada a PEP, de aquí, se puede ver que el número de variables en juego, marca la precisión del resultado, cosa que realizando la inversión, daría un mejor resultado, a diferencia de la evaluación que se nos brindó, tendría diferencias, debido a la diferencia de modelos petrofísicos, y también a la precisión de parámetros de entrada, como la densidad del Kerógeno, o el parámetro C_k que van a variar de acuerdo a las propiedades de la roca donde se esta trabajando.

Con todo esto, la lección más importante adquirida es que, se necesitan soluciones integrales, y esto solo se logra con planteamientos integrales, donde se necesitan los registros clásicos, registros mineralógicos, estudios de núcleos, registros de producción, estudios de geomecánica, incluso, hoy en día si la materia orgánica no es lo suficientemente madura, es posible aplicar fuentes caloríficas para madurar esta materia orgánica, por lo cual, para entender y explotar eficientemente los recursos no convencionales es necesario contar con muchas áreas y realizar trabajos integradores que consideren los datos sísmicos, datos de perforación, de cuando se evalúa, de cuando se realiza el fracturamiento hidráulico; todo es una cadena dependiente, en donde se necesita capital humano preparado y comprometido, para brindar resultados positivos.

BIBLIOGRAFÍA

Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos en Lutitas Gasíferas/Aceitíferas para la determinación de Reservas.

Rojas Rodríguez, D. (2012). Desarrollo de Shale Gas y perspectivas de explotación. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Vázquez Pérez, A. (2014). Recursos No convencionales "Shale Gas" del play cretácico Eagle Ford en la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Pérez Aquiahuatl, H (2014). Evaluación del potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la cuenca de Burgos. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Correa Peña D., Salazar Mérida J., (Octubre 2013). Evaluación de los parámetros: Madurez Térmica (MT) y Contenido Orgánico Total (COT) para la caracterización estática de Yacimientos de Lutitas Gasíferas. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Barrera Vázquez, O. (Enero 2013). Expectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México. Tesis de Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería.

Passey Q. R., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. (Diciembre 1990) A practical Model For Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. American Association of Petroleum Geologist Bulletin V. 7a No. 12.

Glorioso J., Rattia A.(Marzo 2012). Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale, SPE 153004

Boyer C., Kieschnick J., Suárez-Rivera R., Lewis E., Waters G. (Invierno 2006-2007). Producción de Gas desde su Origen, Schlumberger, Oilfield Review

Alexander T., Baihly J., Boyer C., Clark B., Waters G., Jochen V., Calvez J., Lewis R., Miller K., Thaeler J., Toelle E. Revolución del Gas de Lutitas, Schlumberger, Oilfield Review Volumen 23, N° 3.

Quirein J., Galford J., Witkowsky J., Buller D., Truax J.. (Junio 2012). Review and Comparison of Three different Gas Shale Interpretation Approaches. Halliburton. Society of Petrophysics and Well Log Analyst. SPWLA-D-11-00075.

Boggs, S (2009). Petrology of Sedimentary Rocks. Cambridge University Press.

Energy Information Administration, Estados Unidos. Total Energy. Extraído 10 de Marzo de 2014 desde <http://www.eia.gov/totalenergy/>

Estimación del consumo mundial de energía en 2030, Argentina. Extraído 12 de Marzo de 2014 desde <http://www.informeindustrial.com.ar>

PEMEX Exploración y Producción (Junio 2012). Aceite y Gas en Lutitas, Avances en la evaluación de su potencial en México.

PEMEX Exploración y Producción (2011). Anuario Estadístico de PEMEX 2011.

PEMEX Exploración y Producción (2012). PEMEX Logros y expectativas 2012.

PEMEX Exploración y Producción (2013). Provincias Petroleras de México, PEP subdirección de exploración, versión 2.0.

PEMEX Exploración y Producción (Diversos Años). Las reservas de hidrocarburos en México años 2011, 2012, 2013.

PEMEX Exploración y Producción (2010). Geología Petrolera de México, WEC, 2010.

Halliburton. Shale Developments III. 2011