



*Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería
Departamento de Gas y Petróleo
Licenciatura en Ciencias Geológicas*

Trabajo Final de Licenciatura presentado en la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, como parte de los requisitos para obtener el título de Licenciado en Ciencias Geológicas.

Caracterización geológica y geoquímica de la Formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la Cuenca Neuquina. Una contribución a la prospección.

Autor: Guido Sieben

Directora: Dra. Gisela R. Pettinari

Co-Director: Ggo. Esp. Adolfo Giusiano

RESUMEN

El trabajo consistió en la caracterización geológica, mineralógica y geoquímica de seis pozos que atravesaron la Formación Vaca Muerta en el ámbito del Engolfamiento de la cuenca Neuquina. La información litológica, mineralógica, de materia orgánica, reflectancia de la vitrinita (Ro%), y perfiles geofísicos (rayos gamma, sónico, densidad y resistividad) se integró a través de un programa específico. La mineralogía, perfiles sísmicos y densidad fueron usados para obtener distintos índices de fragilidad, los perfiles sísmicos y resistividad para calcular COT% a través del método de Passey *et al.* 1990, los rayos gamma para obtener V_{sh} , perfiles sísmicos y densidad para calcular impedancia acústica y rayos gamma, impedancia acústica y COT% para obtener ciclos transgresivos regresivos (GRP's).

Se describen seis litofacies que se distribuyen de manera heterogénea, consistentes en potentes niveles de margas intercalados con fangolitas arcillosas o con litofacies carbonáticas como fangolitas carbonáticas y calizas. Los niveles de riqueza orgánica (COT% > 3%) fueron correlacionados a través de los GRP's y permitieron dividir a la Fm. Vaca Muerta en dos intervalos: Vaca Muerta Superior y Vaca Muerta Inferior. Se observó que niveles de fragilidad alta (BI > 0,48) están relacionados a altos contenidos de cuarzo + feldespato o a valores bajos de YM (módulo de Young) y altos de PR (radio de Poisson).

La integración de los niveles de riqueza orgánica correlacionables, intervalos con comportamiento mecánico frágil, datos de madurez térmica de la materia orgánica y tipo de materia orgánica, permitió proponer intervalos con potencial para ser fracturados con fines productivos.

PALABRAS CLAVES

Fm. Vaca Muerta – Mineralogía – Litofacies – Heterogeneidad - COT% -Vaca Muerta Superior– Vaca Muerta Inferior - Índice de fragilidad – GRP's – Ro% - Fractura.

ABSTRACT

The report consisted of the geological, mineralogical and geochemical characterization of Vaca Muerta Formation in six wells located in the Embayment region of the Neuquén Basin. The lithologic, mineralogic, organic matter, vitrinite reflectance (Ro%), geophysical logs information (gamma ray, sonic, density and resistivity logs) was integrated through a specific software. The mineralogy and the sonic and density logs were used to get diverse brittleness indexes, the sonic and resistivity logs to calculate TOC% using the “ $\Delta \log R$ ” method (Passey et al. 1990), the gamma ray logs to obtain V_{sh} , the sonic and density logs to calculate acoustic impedance and gamma ray logs, acoustic impedance and TOC% to define high resolution transgressive - regressive cycles (GRP's).

Six lithofacies heterogeneously distributed were described as to be composed of potent layers of marl mixed with argillaceous mudstones or with carbonate lithofacies such as mudstones and limestones. The organic richest layers (TOC% > 3%) were correlated through GRP's and enabled the division of Vaca Muerta Formation into two intervals: Upper Vaca Muerta and Lower Vaca Muerta. It was observed that high brittleness index levels (BI > 0.48) are related to high content of quartz + feldspar or low values of YM and high values of PR.

The integration of correlate layers of organic richness, intervals with fragile mechanic behaviour, thermal maturity data of the organic matter and type of organic matter, allowed to propose optimum intervals to be fractured during evaluation operations with productive purposes.

KEY WORDS

Vaca Muerta Fm – Mineralogy – Lithofacies – Heterogeneity – TOC% - Upper Vaca Muerta – Lower Vaca Muerta – Brittleness Index – GRP's – Fracture.

AGRADECIMIENTOS

- A mis viejos, que me brindaron amor y absolutamente todas las comodidades que tuvieron al alcance y mucho más. Su manera de vivir me enseñó que con trabajo duro, perseverancia y sobre todo honestidad uno puede superarse todos los días. Mejores padres no se pueden pedir. A mi hermano, el amigo con el que comparto padres, mi primer guía cultural e intelectual. Mi interés por la ciencia empezó cuando veíamos Discovery Channel desde chicos. Los voy a amar siempre.
- A mi hermosa novia, Jeannette, mi motivadora y motivación número uno en este mundo, con su inagotable actitud positiva me ayudó a superar muchas adversidades y a pensar que lo mejor está por venir. La suerte que tuve de encontrarme con ella hace 5 años se lo voy a agradecer a la vida por siempre. Te amo con todas mis fuerzas.
- A mis amigos que me dio la universidad, todos excelentes personas. De las cosas más importantes que me llevo de mi paso por la carrera. Todavía nos quedan muchos asados y cervezas para compartir.
- A mis amigos del barrio, no importa la distancia o el tiempo sin vernos, siempre voy a contar con su amistad incondicional.
- Al país que me vio nacer, Argentina, desde jardín de infantes hasta la universidad pude disfrutar de tu educación pública, laica y gratuita que lamentablemente no parece ser valorada de la manera en que lo merece.
- A la Universidad Nacional del Comahue, a todas las personas que trabajan ahí y que la mantienen en pie todos los días.
- A todos los profesores que tuve durante la carrera. Todos excelentes profesionales que brindaron de su tiempo y dedicación para que los alumnos aprendan todos los días un poco más.
- A Gisela Pettinari y Adolfo Giusiano, sus correcciones, paciencia, consejos, dedicación desinteresada y motivación son los motivos más importantes por los cuales este trabajo final se pudo realizar. Sus aportes fueron claves para preparar la defensa de este trabajo. Infinitas gracias.
- Al tribunal designado, Agnes Impiccini, Carlos Arregui y Nicolás Santiago, por brindar de su tiempo para corregir a ayudar a mejorar a este trabajo final.
- A la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén que brindó sus instalaciones y todos los datos utilizados para realizar este trabajo final. A Magalí Alonso, que de manera desinteresada brindó de su tiempo para enseñarme a usar el programa con el que se realizó este trabajo.
- Y por último pero no menos importante, a todas las mascotas que tengo y que tuve, gracias por acompañarme en todos mis días de estudio.

“Una verdadera mente abierta fuerza a su imaginación a concordar con la evidencia de la realidad, y no viceversa, nos gusten o no las implicaciones.” Lawrence M. Krauss.

“Sé agradecido de que tienes una vida, y olvídate del vano y presuntuoso deseo de tener una segunda” Richard Dawkins.

“Estamos hechos de detritos provenientes de estrellas que explotaron. Supérenlo. O mejor aún, celébralo. Después de todo, ¿qué pensamiento puede ser más noble que saber que el universo vive en nosotros?” Neil deGrasse Tyson.

ÍNDICE

RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
ÍNDICE.....	v
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivos	2
1.2 Ubicación de área de estudio.....	3
2. ANTECEDENTES	4
2.1 Cuenca Neuquina.....	4
2.2 Unidades morfoestructurales del Engolfamiento Neuquino	7
2.3 Estratigrafía: Grupo Mendoza y Fm. Vaca Muerta.....	12
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	19
3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	19
3.1 Perfiles geofísicos.....	19
3.2 Datos geoquímicos.....	25
3.3 Cálculo de volumen de arcillas (V_{sh}) utilizando el perfil de GR	29
3.4 Índice de fragilidad y fragilidad promedio	31
3.5 Método de Passey et al. (1990) (utilizando los perfiles sínicos y de resistividad)	32
4. METODOLOGÍA.....	35
4.1 Obtención de datos.....	35
4.2 Procesamiento de datos.....	36
4.2.1 Caracterización de datos utilizados.....	36
4.2.1.1 Datos de pozo.....	36
4.2.1.2 Datos mineralógicos.....	37
4.2.1.3 Datos geoquímicos de laboratorio: COT% y pirólisis	39
4.2.1.4 Descripción petrográfica de coronas y cutting.....	39
4.2.1.5 Perfiles de pozo	40
4.2.2 Cálculo de índice de fragilidad (BI) y fragilidad promedio (BA)	40
4.2.2.1 Cálculo utilizando la mineralogía y la geoquímica	41
4.2.2.2 Cálculo utilizando perfiles de pozos (densidad, sínico compresional y sínico shear)	

4.2.3	Cálculo de COT% a partir de los perfiles sónicos y de resistividad: método de “ $\Delta \log R$ ” de Passey <i>et al.</i> (1990)	46
4.2.4	Cálculo de volumen de arcillas (V_{sh}) utilizando rayos gamma.....	50
4.2.5	Análisis estratigráfico	53
4.2.6	Análisis de COT% utilizando los resultados de Passey <i>et al.</i> (1990) y correlación de niveles ricos en materia orgánica.....	54
4.3	Litofacies observadas en los informes otorgados	54
5	RESULTADOS	62
5.1	Litofacies	62
5.2	Cálculo de V_{sh} a través de las formulas de IGR y Larionov (1969)	63
5.3	Mineralogía	63
5.4	COT% calculado a través del método de Passey <i>et al.</i> (1990).....	66
5.5	Índice de fragilidad.....	67
5.6	Análisis estratigráfico	73
5.7	Análisis de COT% utilizando los resultados del método de Passey <i>et al.</i> (1990) y correlación de niveles ricos en materia orgánica:.....	78
5.8	Análisis integral	80
6	CONCLUSIONES	86
7	ANEXO	89
	BIBLIOGRAFÍA.....	105

1. INTRODUCCIÓN

La cuenca Neuquina es una cuenca de antepaís ubicada en el sector centro occidental de la República Argentina. Cubre una superficie de 120000 km² y abarca las provincias de Neuquén, Mendoza, la región extrandina de Río Negro, oeste de La Pampa y se prolonga hacia el norte por la cordillera de los Andes en la provincia de San Juan. La cuenca posee un relleno sedimentario Mesozoico – Cenozoico de 7000 m de espesor resultado de eventos marinos alternantes con episodios de continentalización que se dieron de manera cíclica. Está ubicada en un margen tectónico activo donde se dieron condiciones sedimentarias y biológicas favorables para la producción y preservación de materia orgánica. La evolución geológica de la cuenca favoreció la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos.

La cuenca se expone como uno de los escenarios más prometedores con prospectos de hidrocarburos no convencionales (*shale*) en las formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Agrio, reconocidas por su alto potencial para sostener la creciente demanda de hidrocarburos en la República Argentina. El presente trabajo se refiere a la Fm. Vaca Muerta, la que representa a la roca generadora más importante de la cuenca Neuquina.

La Fm. Vaca Muerta, perteneciente al Grupo Mendoza Inferior y definida por Weaver (1931), consiste en pelitas negras, margas bituminosas y calizas depositadas como resultado de una rápida y extendida transgresión del Paleopacífico ocurrida desde el Tithoniano temprano al Valanginiano temprano. Mitchum & Uliana (1982, 1985) integraron toda la información de subsuelo disponible y describieron el relleno del tramo Tithoniano - Valanginiano Temprano en 8 secuencias depositacionales. Este modelo sigue vigente por su rigurosidad y sencillez.

El *shale* es una roca sedimentaria detrítica de grano fino y físil formada por la consolidación de partículas de tamaño limo y arcilla en capas relativamente impermeables y delgadas. Los *shale* pueden incluir cantidades relativamente altas de materia orgánica en comparación con otros tipos de roca y por lo tanto tienen gran potencial para transformarse una excelente roca madre de hidrocarburos.

Esta formación es reconocida por su potencial como roca madre en el ámbito de la cuenca Neuquina y por ser uno de los tres depósitos de tipo *shale* más importantes del mundo, según el informe de la IEA. Los valores de COT% a lo largo de toda la cuenca varían desde el 1% al 12% mostrándose los valores más altos hacia la base de la misma (Villar *et al.* 1998; Uliana *et al.* 1999; Stinco *et al.* 2003). Predomina el querógeno del tipo I/II, el cual puede cambiar al sur de la Dorsal de Huincul a uno de tipo IIS (Legarreta *et al.* 2005) y la madurez térmica, en términos de la reflectancia de la vitrinita se encuentra entre 0,6 y 2,2%. Para la Fm. Vaca Muerta dentro de la provincia de Neuquén, el área que alcanza la ventana de generación de petróleo negro es de 19800 km² con un espesor promedio de 155 m y el área que alcanza la ventana de generación de petróleo volátil es de 3900 km² con un espesor promedio de 331 m. Para el gas húmedo/condensado el área es de 2400 km² y 395 m de espesor promedio y para el gas seco el área es de 8900 km² y 550 m de espesor promedio (Gutiérrez Schmidt *et al.* 2014).

Este trabajo estuvo enfocado en el estudio de los depósitos de *shale* de la Fm. Vaca Muerta de seis pozos ubicados en el centro de la cuenca Neuquina. La Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén otorgó información sobre la litología, mineralogía, materia orgánica, reflectancia de la vitrinita, perfiles geofísicos (rayos gamma, sínico, densidad y resistividad) la cual fue utilizada para obtener otros datos como los de índice de fragilidad (Jarvie *et al.* 2007; Wang y Gale 2009, Perez y Marfurt 2014; Fernández Rojas *et al.* 2016), COT% (Passey *et al.* 1990), V_{sh} , impedancia acústica y los ciclos transgresivos regresivos (GRP's). Todos estos datos fueron procesados y graficados con un software específico brindado por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén. Reuniendo toda esta información se pudieron realizar correlaciones entre los pozos a través de su contenido orgánico y GRP's dejando a la Fm. Vaca Muerta dividida en dos intervalos, Vaca Muerta Superior, con valores de COT% $< 2\%$ en promedio con lecturas de rayos gamma relativamente bajas y con secuencias regresivas de mayor espesor y más frecuentes que el intervalo de Vaca Muerta Inferior que contiene valore de COT% $> 3\%$ en promedio, lecturas de rayos gamma más altas y secuencias transgresivas de mayor espesor y más frecuentes.

Además, teniendo en cuenta los contenidos de COT%, índices de fragilidad, madurez y tipo de materia orgánica se propusieron intervalos que tendrían potencial para realizar fracturas en la formación con fines productivos.

1.1 Objetivos

Objetivo general

El objetivo de este trabajo es caracterizar las variaciones litológicas de la Fm. Vaca Muerta de seis pozos ubicados en la zona central de la Cuenca Neuquina, en función de su mineralogía y geoquímica con el fin realizar una correlación estratigráfica de los datos, para contribuir al entendimiento de las propiedades de la roca, su continuidad y potencial exploratorio.

Objetivos específicos

Para satisfacer el objetivo general se estudiaron de manera detallada las litofacies, mineralogía, perfiles geofísicos, COT%, índices de fragilidad y los ciclos transgresivos regresivos. De esta forma, los objetivos específicos son los siguientes:

- Establecer correlaciones a través de las litofacies dentro de la Fm. Vaca Muerta entre los seis pozos utilizados en este trabajo.
- Obtener, a través de los perfiles sínicos y de resistividad, el COT% a través del método de Passey *et al.* 1990 en todos los pozos.
- Calcular los índices de fragilidad para determinar intervalos de roca con comportamiento geomecánico frágil o aptos para fractura.
- Identificar los ciclos transgresivos y regresivos (GRP's) a través del uso de los perfiles de rayos gamma, impedancia acústica y COT%.

- Integrar la información que fue otorgada y nueva información generada en este trabajo para justificar la recomendación de intervalos en donde se observe potencial para realizar fracturas con fines productivos.

1.2 Ubicación de área de estudio

El área de estudio está ubicada a 130 km en dirección noroeste desde la ciudad de Neuquén, en la región del engolfamiento, centro de la cuenca Neuquina (Fig. 2). Representa una superficie de 2852 km² la cual queda delimitada por la posición de los 6 pozos seleccionados. El pozo P001 se encuentra en el bloque de Aguada Pichana, el P002 en Sierra Chata, el P003 y el P004 se encuentran en el bloque de Aguada San Roque, el P005 en el bloque La Calera y el P006 en el bloque Loma La Lata – Sierra Barrosa (Fig. 1).

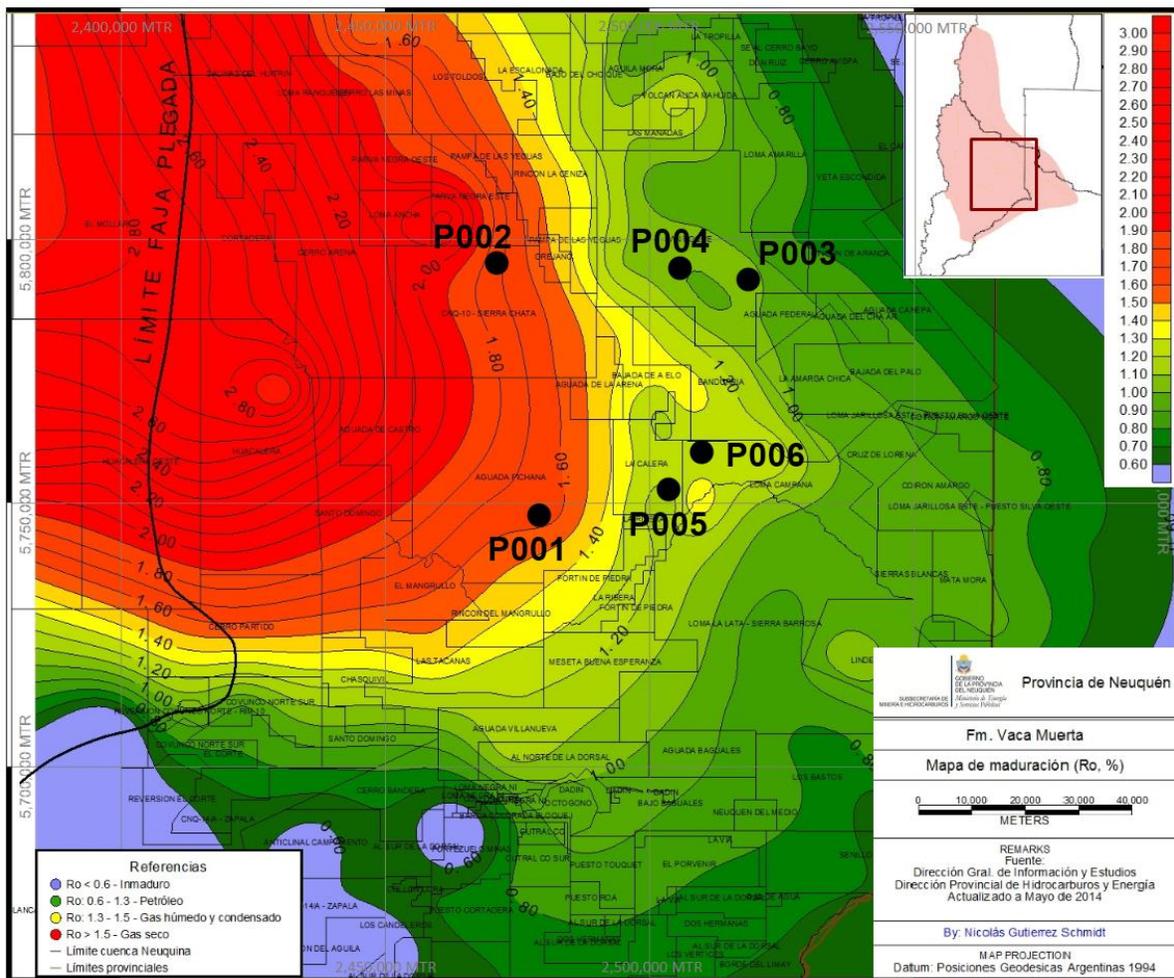


Figura 1: Ubicación de los pozos en el ámbito de la provincia de Neuquén (Modificado Dirección Provincial de Hidrocarburos, 2014).

2. ANTECEDENTES

2.1 Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina es una cuenca de antepaís de forma triangular ubicada en el centro-oeste de la República Argentina, está limitada al sur por el Macizo Nordpatagónico, al noreste por la Sierra Pintada y al oeste por la cordillera de los Andes. La cuenca cubre una superficie de 120000 km² (Fig.2) y posee un relleno sedimentario Mesozoico-Cenozoico de 7000 m de espesor sobre corteza continental (Gulisano *et al.* 1984). Su estratigrafía fue definida y agrupada en grandes ciclos sedimentarios por Groeber (1946), y adecuada a la concepción estratigráfica moderna por Legarreta y Gulisano (1989).

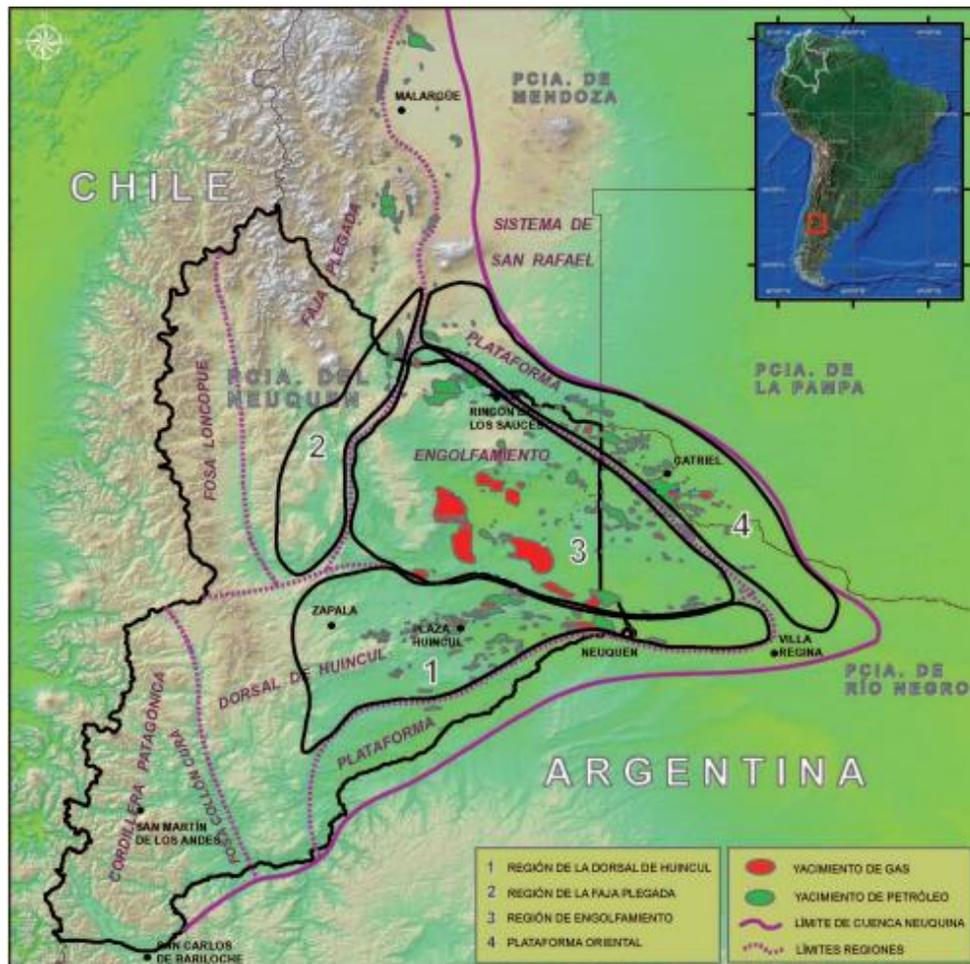


Figura 2: Mapa de ubicación de la cuenca Neuquina y regiones geológicas principales. (Modificado de Vergani *et al.* 2011).

El Basamento ígneo – metamórfico de la provincia de Neuquén, cuyos afloramientos aislados se pueden apreciar tanto en el Norte como en el Sur de la Provincia, está compuesto por las unidades Colohuincul, Guaraco Norte – Piedra Santa y Mamil Choique. Los datos más antiguos de las unidades aflorantes según metodologías isotópicas se corresponden con la transición entre los ciclo fini-Famatiniano (Silúrico – Devónico) y el

inicio del Gondwánico del Paleozoico superior y Triásico. Esta etapa de evolución está vinculada a un margen convergente, procesos de fusión, reciclaje cortical y colisiones de terrenos alóctonos o para-autóctonos (Chilena, Patagonia) (Cingolani *et al.* 2011). Las rocas del Paleozoico superior del Grupo Andacollo que incluyen sedimentitas marinas, rocas volcánicas y volcanoclásticas afloran en la ladera occidental de la cordillera del Viento (Danielli *et al.* 2011). Estas rocas indicarían la presencia de un arco magmático a los ~328 Ma dominado por un ambiente extensional de retroarco (Ramos *et al.* 2011). Los esfuerzos extensionales se interrumpen por los esfuerzos compresivos de la orogenia sanrafaélica antes de los 287 Ma, cuando se emplaza el Complejo Volcánico-Plutónico Huingancó. La provincia magmática de Choiyoi (Pérmico – Triásico temprano) representa el máximo de actividad magmática del ciclo Gondwánico. La actividad magmática de la provincia Choiyoi comenzó con la fase orogénica San Rafael y concluyó con la fase diastrófica Huárpica, la cual modeló la superficie de erosión Huárpica y favoreció la exhumación de los plutones pérmicos, sobre los cuales se apoyaron las secuencias del Triásico Medio a Tardío de la Cuenca Neuquina. (Llambías y Sato, 2011) (Fig. 3)

La cuenca y su evolución sedimentaria pueden ser explicados a través de los distintos regímenes tectónicos que ha sufrido la región (Legarreta y Uliana 1991 y 1996). Durante el Triásico Tardío – Jurásico Temprano se llevó a cabo un régimen extensional o etapa de *rift* el cual se caracterizó por la generación de depocentros aislados (hemi-grabens con orientación NNO-SSE) controlados por grandes sistemas de fallas extensionales (Manceda y Figueroa, 1993; Vergani *et al.*, 1995; Giambiagi *et al.*, 2008) que actuaron sobre zonas de debilidad preexistentes (Franzese y Spalletti, 2001; Ramos y Folguera, 2005). Estos depocentros dieron lugar a la depositación de secuencias volcánicas y sedimentitas continentales, en su mayoría de origen lacustre del Grupo Precuyo. Luego, en el intervalo entre el Jurásico Temprano y el Cretácico Tardío tuvo lugar un régimen de subsidencia termal (SAG) el cual vino acompañado de la primer ingresión marina (Jurásico Temprano) desde el proto-Pacífico a través de canales entre los arcos volcánicos generando el espacio de acomodación suficiente para la depositación del Grupo Cuyo, propuesto por Dellapé *et al.* (1978). Posterior a esto, durante el Kimeridgiano tuvo lugar una inversión tectónica que generó una de las estructuras más importantes de la cuenca Neuquina: la Dorsal de Huincul. Este evento generó el desplazamiento del eje de la cuenca hacia el norte para el resto de la sedimentación jurásico-cretácica. (Fig. 3)

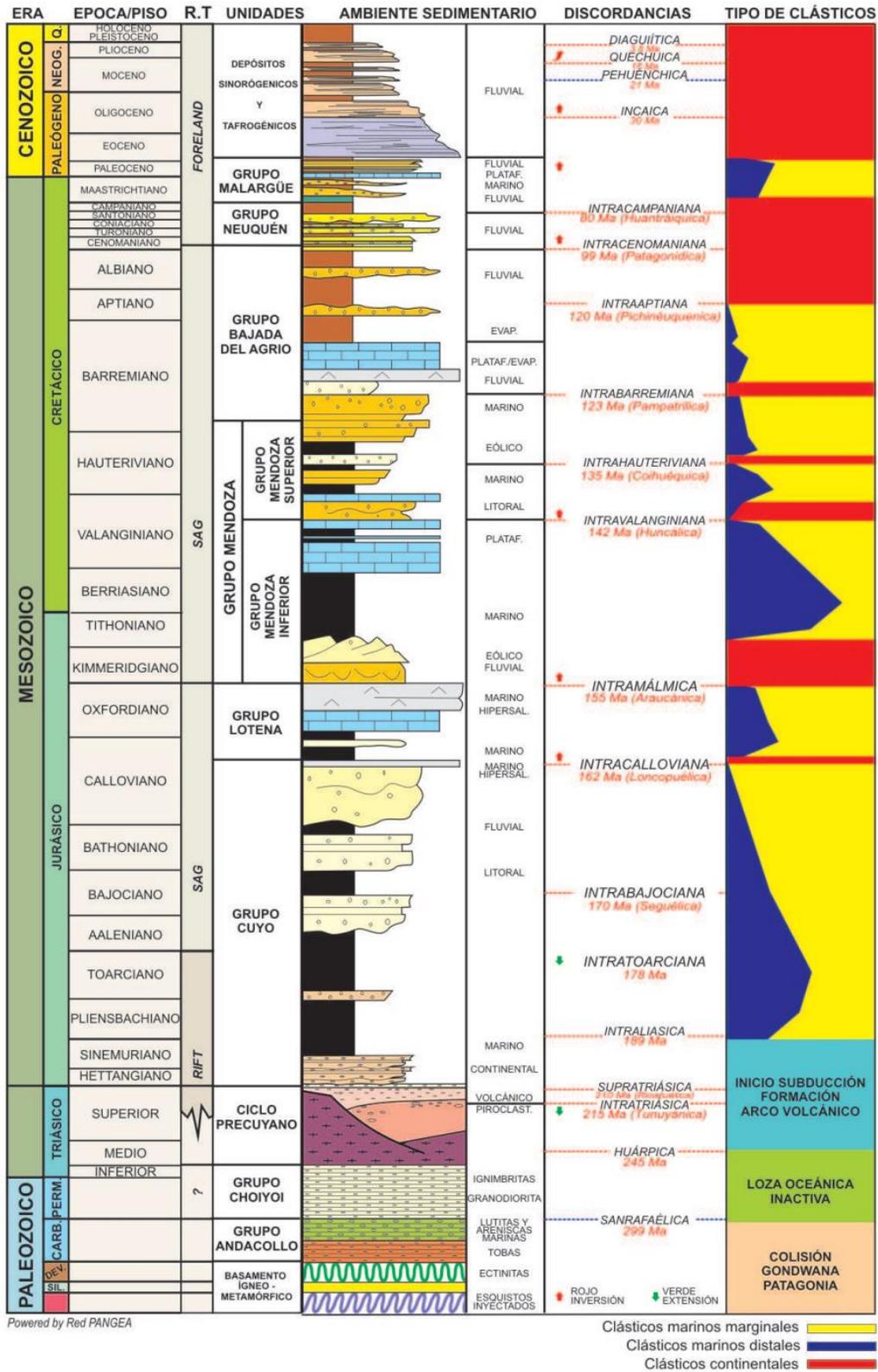


Figura 3: Columna estratigráfica generalizada de la provincia del Neuquén, mostrando la posición relativa de las unidades de orden mayor, con indicación de régimen tectónico (R.T.), ambiente sedimentario, principales discordancias y tipo de clásticos. (Arregui *et al.* 2011)

Durante el Jurásico Superior, tuvo lugar la depositación de sedimentitas clásticas, carbonáticas y evaporíticas del Grupo Lotena (Leanza 1992) como resultado de episodios de ingresiones y restricciones de la conexión con el mar.

Durante el Jurásico Superior al Cretácico Temprano se desarrollaron en toda la cuenca sucesiones mayoritariamente marinas correspondientes al Grupo Mendoza (Groeber, 1946; nom. transl. Stipanovic, 1969) las cuales incluyen en el sector neuquino a las Fm. Vaca Muerta, Mulichinco y Agrio. Dentro de la Fm. Agrio se reconoce un importante episodio de continentalización representado por las sedimentitas fluvio-eólicas del Mb. Avilé (Weaver, 1931) restringidas al centro norte de la cuenca las cuales son excelentes reservorios. Hacia finales del Cretácico se da otra etapa de restricción marina y una continentalización de los depósitos como queda demostrado con las rocas fluviales, carbonáticas y evaporíticas de la Fm. Huitrín.

La conexión del mar hacia el oeste es completamente cerrada por el crecimiento del arco magmático, consecuencia de un incremento en la tasa de convergencia de las placas relacionado a la apertura del Océano Atlántico Sur, por lo que no van a volver a suceder ingresiones marinas desde el océano Pacífico. Durante el Cretácico Tardío se depositan las rocas evaporíticas relacionadas a lagos y sedimentitas fluviales efímeras de la Fm. Rayoso.

Por encima y discordancia mediante, se sitúan las sedimentitas continentales del Grupo Neuquén (Stipanovic *et al.* 1968), cuyo origen marcan el final de la etapa de subsidencia termal y el inicio de la etapa de cuenca de antepaís.

Como resultado de la última transgresión marina que tiene lugar en la cuenca, esta vez proveniente del Océano Atlántico se produce la depositación de facies clásticas y carbonáticas del Grupo Malargüe entre el Cretácico Tardío y el Paleógeno. La subsidencia por carga tectónica en el sector de la cordillera permitió la ingresión marina en la cuenca (Tunik 2001).

Durante el Terciario, en sectores occidentales de la cuenca se producen depocentros con sedimentación volcánicoclástica. Hacia el subsuelo actividad volcánica se da en forma de eventos intrusivos como diques y filones los cuales pueden actuar como rocas reservorio o sellos. En esta época se produce el alzamiento y no depositación seguida de una compresión tectónica durante el Mioceno permitió que la cuenca alcance su configuración actual. (Fig. 2)

2.2 Unidades morfoestructurales del Engolfamiento Neuquino

Esta provincia geológica así denominada por Braccini (1970) comprende la región extrandina del Neuquén. Está caracterizada por un plegamiento de las secuencias mesozoicas y terciarias descrito por Herrero Ducloux (1946). Su límite occidental está dado por la Cordillera Principal, siguiendo la propuesta de Yrigoyen (1979) quien incluye en esta unidad las estribaciones montañosas asociadas al volcán Tromen y su proyección hacia el sur hasta la sierra de la Vaca Muerta.

El límite nororiental está dado por el borde de la cuenca neuquina en su contacto con el basamento del Bloque de San Rafael y su continuación hacia el sur. El límite sudoriental coincide nuevamente con el de la cuenca neuquina y su basamento constituido por las estribaciones del Macizo Nordpatagónico o de Somuncurá.

En este engolfamiento existe un rasgo de primer orden que segmenta la cuenca en dos subcuencas, producto de la reactivación de un lineamiento transversal que corta a todo el continente (Turner & Baldis 1978), conocido como dorsal de Huincul, y que correspondería al antiguo límite del continente paleozoico de Patagonia (Bettini 1984; Ramos *et al.* 2008). Además se pueden distinguir una serie de elementos estructurales que controlan las características tectónicas de su desarrollo y que serán descriptos a continuación.

Dorsal de Huincul

Esta dorsal fue definida como tal por De Ferrarís (1947), la que divide la cuenca neuquina en dos subcuencas, la principal hacia el norte y la subcuenca de Picún Leufú hacia el sur. Este rasgo estructural fue interpretado primariamente como un alto estructural formado por fallamiento extensional que se hundía tanto al norte como hacia el sur. Esta definición perduró hasta las propuestas de Orchuela *et al.* (1981), Orchuela & Ploszkiewicz (1984) y Ploszkiewicz *et al.* (1984), quienes interpretaron esta estructura como producida por una zona de transcurrencia denominada falla de Huincul. Los pliegues pequeños y oblicuos al rumbo de la dorsal fueron considerados como pliegues de arrastre de un sistema dextrógiro, que en conjunto constituirían una estructura en flor positiva en territorio neuquino, que hacia el este pasaría a una flor negativa dominada por estructuras extensionales, al cambiar el rumbo de la dorsal de noreste a este-oeste.

Las estructuras de la dorsal fueron interpretadas posteriormente como resultado de la inversión tectónica de fallas extensionales previas por Eisner (1991) y Vergani *et al.* (1995). Estudios detallados llevados a cabo tanto en subsuelo como en superficie llevaron a interpretar la estructura de la dorsal como una sumatoria de eventos de deformación con esfuerzos cambiantes a lo largo del tiempo (Vergani *et al.* 1995), siendo primero extensionales, luego compresivos con una orientación que rotaba desde nornoroeste a este oeste y sudoeste de acuerdo al vector de convergencia entre la placa de Farallón y Nazca y la placa sudamericana (Mosquera & Ramos 2005). Esta rotación hacía alternar la generación de estructuras en la dorsal de Huincul de horsts y grábenes en el Triásico superior a Jurásico inferior; a estructuras de inversión tectónica positiva en el Jurásico superior; a estructuras transpresivas a transtensivas en el Cretácico y el Cenozoico (Mosquera & Ramos 2006).

Estas hipótesis fueron actualizadas parcialmente por Silvestro & Zubiri (2008) quienes plantean un esquema alternativo caracterizado por el desarrollo de corredores transcurrentes, estructuras relacionadas a inversión oblicua de hemigrábenes previos y la generación de estructuras compresivas sin influencia de los rasgos extensionales anteriores. Pángaro *et al.* (2006, 2009), plantean por su parte un modelo compresivo puro sin inversión tectónica.

Faja plegada y corrida del Agrio

Esta faja plegada del Agrio fue identificada por Braccini (1970) y posteriormente interpretada por Ramos (1978) como una deformación compresiva de retroarco al este del arco volcánico activo, y asociada a pliegues y fallas inversas despegados en los niveles evaporíticos de las estructuras profundas. Su estilo estructural ha tenido diversas interpretaciones, desde estructuras dominadas por basamento (Baldi *et al.* 1984; Kozłowski *et al.* 1996), a faja de deformación epidérmica (Vásquez & Gorroño 1980; Allen *et al.* 1984, Płoszkiewicz 1987, Płoszkiewicz & Viñes 1987, Ramos & Barbieri 1989) o de inversión tectónica (Chauveau *et al.* 1996; Booth & Coward 1996; Zamora Valcarce 2007; Zapata *et al.* 1999, 2003).

Esta faja plegada y corrida tiene dos sectores diferentes, uno interno y más montañoso que corresponde a la Precordillera neuquina norte, con fallas que involucran al basamento (Vergani *et al.* 1995, Ramos 1998) y uno externo de naturaleza epidérmica que se desarrolla en el piedemonte del Engolfamiento Neuquino. Sus estilos estructurales han sido descriptos y caracterizados por Zapata & Folguera (2005) y Zamora Valcarce *et al.* (2006a, 2006b)

Dorso de Los Chihuidos

Este elemento positivo había llamado la atención de Herrero Ducloux (1946), quien en forma similar a Braccini (1970), lo describió como un conjunto de anticlinales desarrollados al este de la dislocación de Curacó, hoy interpretada como frente de deformación neocretácica de la cuenca neuquina, en la margen oriental del río Neuquén.

La estructura de Los Chihuidos está caracterizada por una serie de anticlinales convergencia hacia el oeste (Mosquera & Ramos 2006), inferida por la asimetría de sus flancos que inclinan unos 20° al oeste y sólo 4 a 5 ° hacia el este. Ha sido interpretado como una estructura de basamento que ha tenido diversos pulsos de levantamiento, establecidos por las relaciones estratigráficas y las dataciones de trazas de fisión en diferentes unidades del dorso de Los Chihuidos. El primer pulso de levantamiento se observa por la discordancia que existe todo a lo largo del flanco oriental del anticlinal Cerro Rayoso, entre la Formación Rayoso y la Formación Candeleros, base del Grupo Neuquén en la comarca. Esta se correlaciona con los movimientos principales de deformación de la faja plegada y corrida del Agrio, que genera la depositación de más de 1.600 m del Grupo Neuquén. El segundo levantamiento datado por trazas de fisión en apatita corresponde al intervalo 70 a 50 Ma (Zamora Valcarce *et al.* 2009), y se asocia a la discordancia entre los Grupos Neuquén y Malargüe y las unidades sobreyacentes, ya reconocida por Cobbold & Rossello (2003). Es responsable de la erosión de unos 1.000 m de espesor sedimentario. El tercer pulso de levantamiento es Mioceno y está indicado por trazas de fisión en la base y parte media del Mioceno, con una erosión de unos 700 y 750 m de la cobertura (Zamora Valcarce *et al.* 2009). El último pulso compresivo datado corresponde a los 6 Ma y su relajamiento se asocia a los Basaltos Parva Negra de edad pliocena en la región axial de Los Chihuidos (Ramos & Barbieri 1989). Recientemente el estudio geomorfológico de las terrazas muestra un levantamiento y basculamiento posiblemente cuaternario (Messager *et*

al. 2010), quizás asociado a estas latitudes a los esfuerzos compresivos de la colisión de la zona de fractura Mocha en el margen continental (Folguera & Ramos 2000).

Flanco Oriental

La existencia de una plataforma estable en el extremo oriental del Engolfamiento Neuquino separada mediante el sinclinal del Bajo de Añelo del dorso de Los Chihuidos era conocida desde los trabajos de Bracaccini (1970) y Ramos (1978). Esta plataforma segmentada por una serie de fracturas de basamento de rumbo noroeste es tradicionalmente reconocida como Flanco Oriental de la cuenca neuquina. Está formada por una serie de suaves plegamientos asociados a fracturas de rumbo noroeste, conocido como sistema de Entre Lomas (Mosquera & Ramos 2006), y cuyo borde occidental marcaría una charnela que marginaría el talud hacia el Bajo de Añelo. Una descripción más detallada se presenta en Pángaro et al. 2009.

Umbral de Sañicó

El umbral de Sañicó representa un pequeño escalón de basamento (Ramos 1978) que constituye el límite occidental de las secuencias marinas neocomianas, en parte como una continuación de la Precordillera neuquina sur. Limita por el este a la fosa del Collón Cura y está constituido por una serie de hemigrábenes de orientación nornoroeste a norte descritos por Franzese *et al.* (2007) y D'Elía (2010). Concentra un importante volcanismo calcoalcalino de edad jurásica datado por Spalletti *et al.* (2010) en $191,7 \pm 2,8$ Ma de edad sinemuriana, que marcaría el inicio de la subducción en el margen pacífico.

Fosa de Collón Cura

Esta es una cuenca que se desarrolla al este de la Cordillera Patagónica, entre ésta y la Precordillera neuquina sur y su prolongación austral en el umbral de Sañicó. Hacia el sur está limitada por las primeras estribaciones del macizo Nordpatagónico o de Somuncurá. Está alineada con la fosa que se desarrolla más hacia el norte, controlada por el lineamiento de Bio Bio-Aluminé. Actualmente sus límites tectónicos están dados por fallas inversas con las unidades aledañas. Su historia tectónica es compleja dado que comparte una génesis común con el resto de las cuencas extensionales terciarias desarrolladas a lo largo de los Andes Centrales Australes a estas latitudes, y posteriormente es incorporada como cuenca de antepaís durante la evolución neógena (García Morabito 2010).

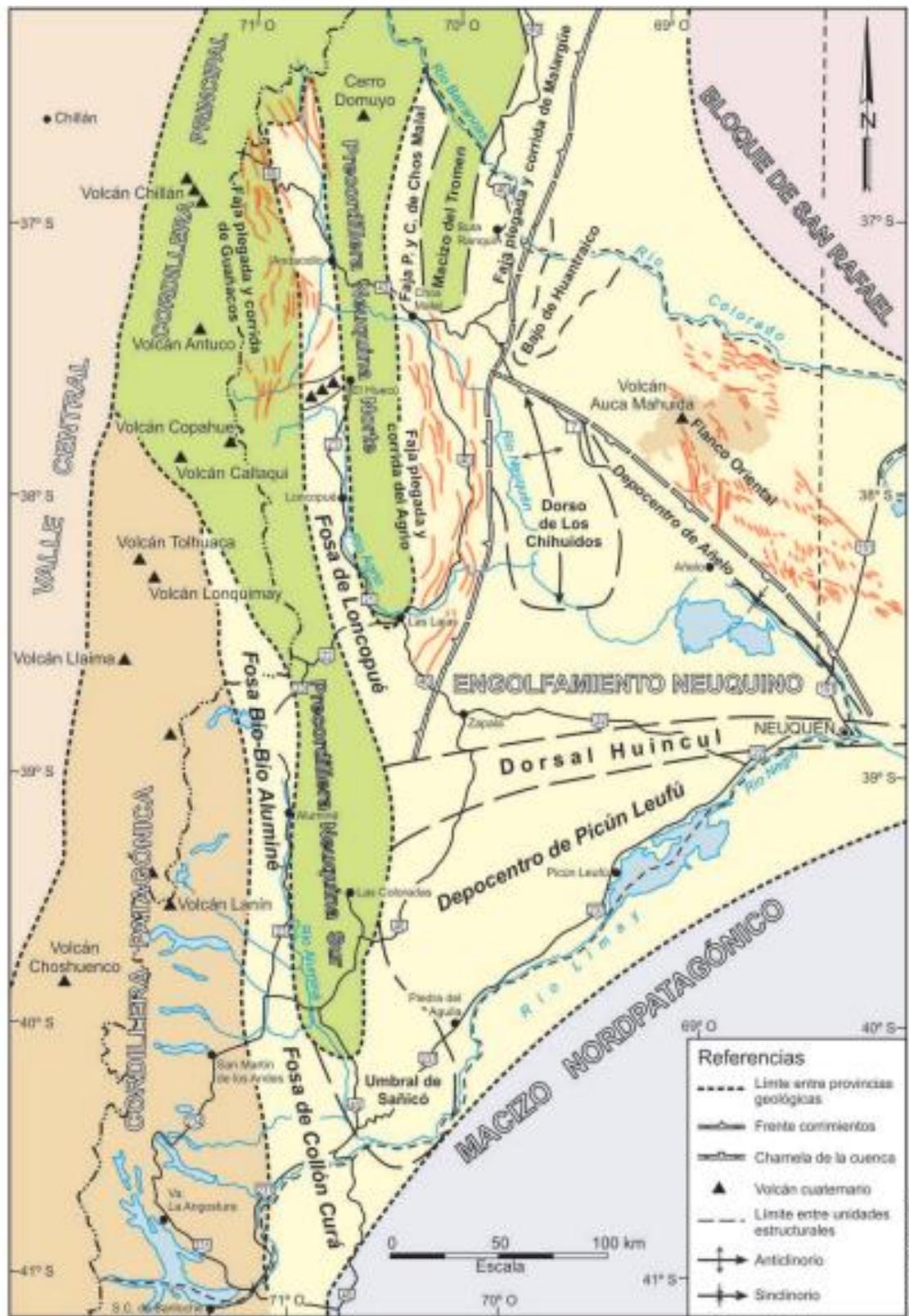


Figura 4: Características principales de las distintas unidades reconocidas en las provincias geológicas del Engolfamiento Neuquino (Ramos *et al.* 2011).

2.3 Estratigrafía: Grupo Mendoza y Fm. Vaca Muerta

Esta unidad pertenece al Grupo Mendoza Inferior y teniendo en cuenta la fauna de amonites se determinó la edad de la Fm. Vaca Muerta desde el Tithoniano Temprano tardío a medio hasta el Valanginiano Temprano (Leanza 1973, Leanza & Wiedmann 1989). (Fig.5).

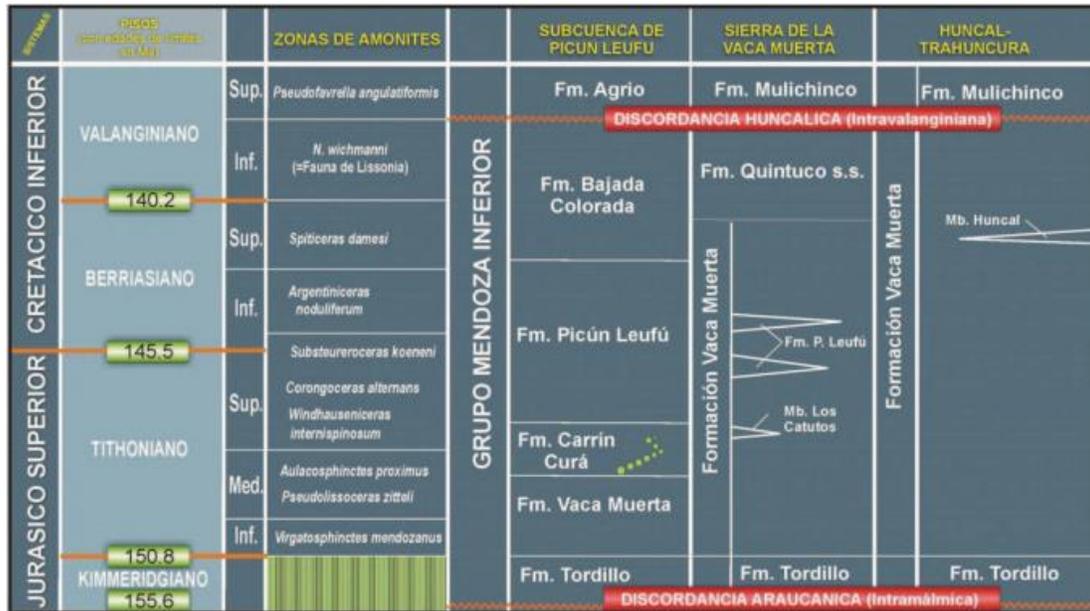


Figura 5: Cuadro estratigráfico del Grupo Mendoza Inferior para unidades de superficie comprendidas entre las discordancias Intramálmica (Araucánica) e Intravalanginiana (Huncálica) (Leanza *et al.* 2011).

Esta formación fue definida por Weaver (1931) en la pendiente occidental de la Sierra de la Vaca Muerta, la cual es su localidad tipo, bajo el nombre de “Margas Bituminosas del Tithoniano”. A partir de los aportes de Fossa Mancini *et al.* (1938) se empezó a utilizar el nombre de Fm. Vaca Muerta.

Cabe destacar el trabajo de Mitchum y Uliana (1982,1985) en donde, mediante estudios sismoestratigráficos, se reconocieron diez secuencias deposicionales que involucran a las Fms. Vaca Muerta, Quintuco y Loma Montosa en el área del Engolfamiento Neuquino en el intervalo desde el Tithoniano Temprano hasta el Valanginiano. Estos intervalos representan la progradación desde el vértice suroriental en las proximidades del subsuelo de la ciudad de Neuquén en dirección noroccidental hasta la zona norte del Dorso de Los Chihuidos.

Sus afloramientos se encuentran ampliamente distribuidos dentro de la cuenca Neuquina y se extienden desde la región del Carrín Curá al este, Chacaico en el oeste y continúa en el norte en la localidad tipo, la sierra de la Vaca Muerta, hasta llegar al sur de la provincia de Mendoza, en el área de sierra de Reyes.

Su extensa distribución en la cuenca Neuquina ha sido objetivo de numerosos estudios, en particular debido a su valor como roca madre de hidrocarburos. El Tithoniano Temprano

en la cuenca fue un momento favorable para la acumulación y preservación de la materia orgánica ya que esta se encontraba bajo condiciones de fondo marino restringido y anóxico debido a un aumento abrupto del nivel del mar. La cuenca Neuquina se encontraba parcialmente cerrada, limitada hacia el oeste por un arco de islas volcánicas de poca elevación y conectada por estrechos pasajes marinos con el océano Pacífico (Spalletti *et al.* 2000 y Howell *et al.* 2005). Los depósitos de la Fm. Vaca Muerta consisten en pelitas negras, las cuales poseen un alto contenido de materia orgánica, fangolitas, margas oscuras y calizas. En su sección inferior contienen numerosos nódulos calcáreos portadores de amonoides y reptiles marinos. Entre las pelitas oscuras suelen intercalarse delgados niveles piroclásticos de caída.

La Fm. Vaca Muerta yace en concordancia sobre la Fm. Tordillo y grada hacia arriba con los carbonatos de la Fm. Quintuco y Picún Leufú en el centro sur de Neuquén (Leanza 1973, Gulisano *et al.* 1984b, Leanza *et al.* 2011). En áreas depocentrales del engolfamiento es cubierta en discordancia -discordancia Huancálica - (Leanza, 2009) por areniscas fluviales de la Fm. Mulichinco, por el contrario, en el sector Norte de la provincia de Neuquén la relación con los clásticos marinos de la Fm. Mulichinco es concordante. En surmendocino la Fm. Vaca Muerta es cubierta por los carbonatos de la Fm. Chachao. En la zona de la Dorsal de Huincul puede asentarse sobre las Fms. Lotena y Lajas respectivamente y en la comarca de la estancia Santa Isabel al sur de Catán Lil directamente sobre depósitos precuyanos (Cucchi & Leanza 2006). En el techo se pone en contacto con la Fm. Carrín Curá en el río Catán Lil y con la Fm. Picún Leufú en el anticlinal del mismo nombre, en la Sierra de la Vaca Muerta con la Fm. Quintuco y con la Fm. Mulichinco a partir del arroyo Quintuco hacia el norte de la provincia de Neuquén (Fig.6).

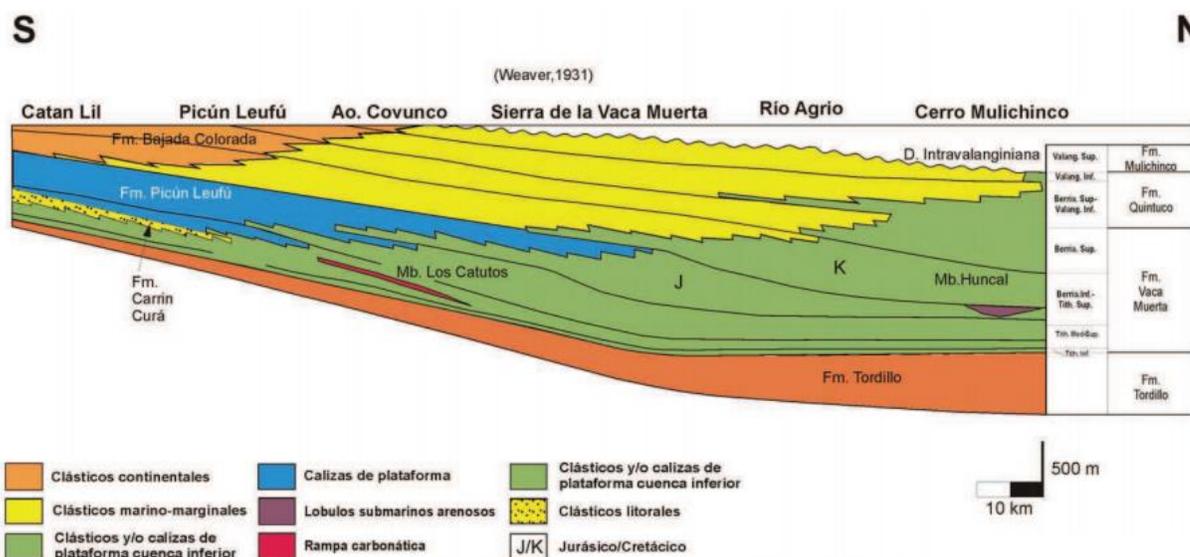


Figura 6: Esquema estratigráfico del Grupo Mendoza Inferior entre la comarca de Catán Lil y el cerro Mulichinco (modificado de Gulisano et al. 1984).

Posteriormente, Leanza y Zeiss (1990) reconocieron dentro de la sucesión de la Fm. Vaca Muerta en la localidad de Zapala una unidad compuesta por calizas fosilíferas con intercalaciones de margas y pelitas, a la cual le asignaron el nombre de Miembro Los Catutos. Además Leanza *et al.* (2003), introdujo otro miembro por el cual se sitúa estratigráficamente en la parte superior de la Fm. Vaca Muerta y en el depocentro de la Cuenca Neuquina. Este consiste en turbiditas depositadas en un ambiente de *off shore* llamado Miembro Huncal.

Potencial como recurso de gas y petróleo en shale

La Fm. Vaca Muerta es la roca madre más importante de la cuenca Neuquina y es conocida por su riqueza orgánica (carbono orgánico total, COT%). Los valores de COT% de la unidad, a lo largo de toda la cuenca van desde 1% a 12% mostrando la tendencia de aumentar hacia la base de la misma (Fig.7) (Villar *et al.* 1998; Uliana *et al.* 1999; Stinco *et al.* 2003). En la Fm. Vaca Muerta predomina el querógeno del tipo I/II, el cual puede cambiar al sur de la Dorsal de Huincul a uno de tipo IIS (Legarreta *et al.* 2005). La madurez térmica, en términos de reflectancia de la vitrinita se encuentra entre 0,6 y 2,2% (Fig.8) (Alonso *et al.* 2011).

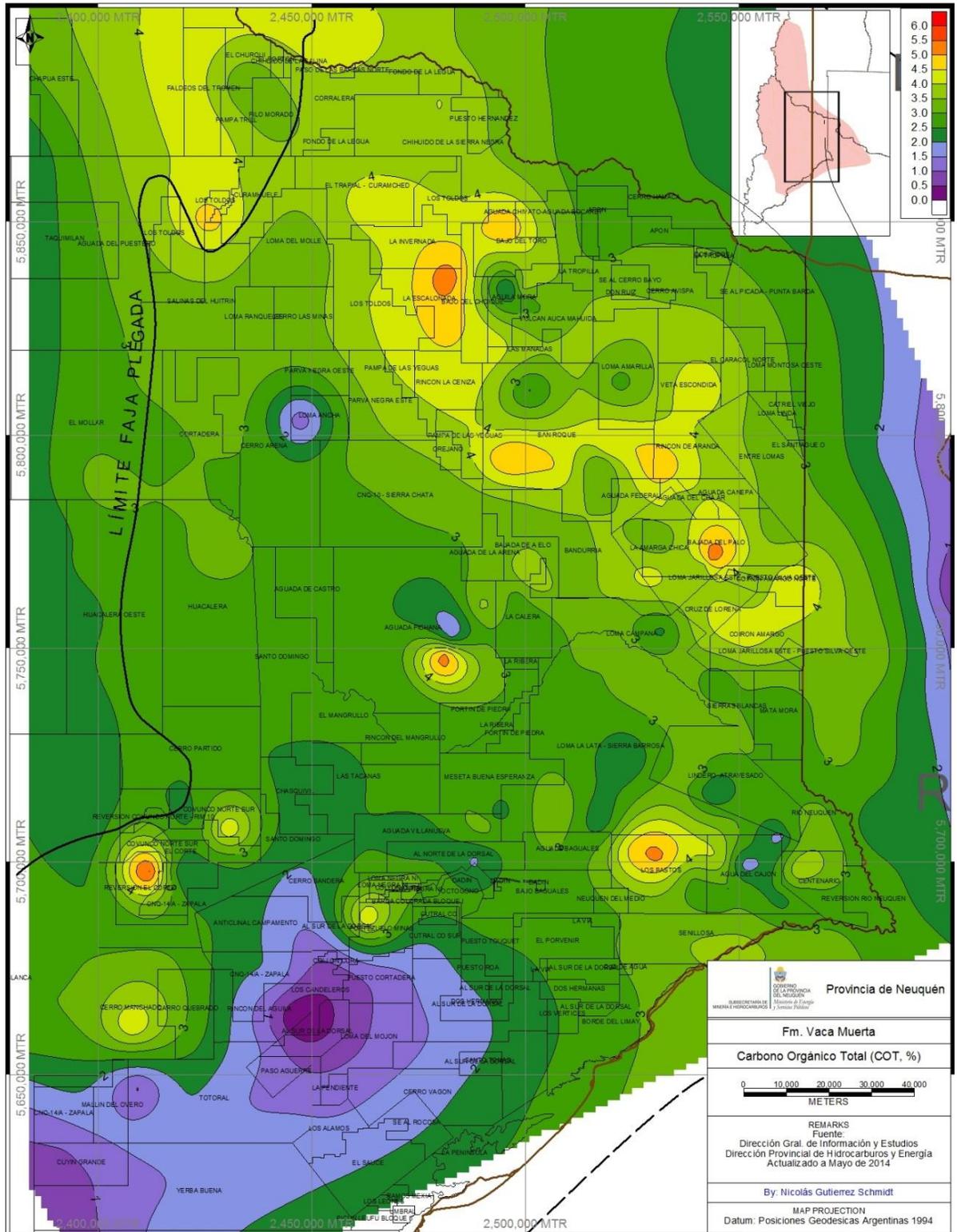


Figura 7: Mapa de COT% para la Fm. Vaca Muerta (Dirección Provincial de Hidrocarburos, 2014).

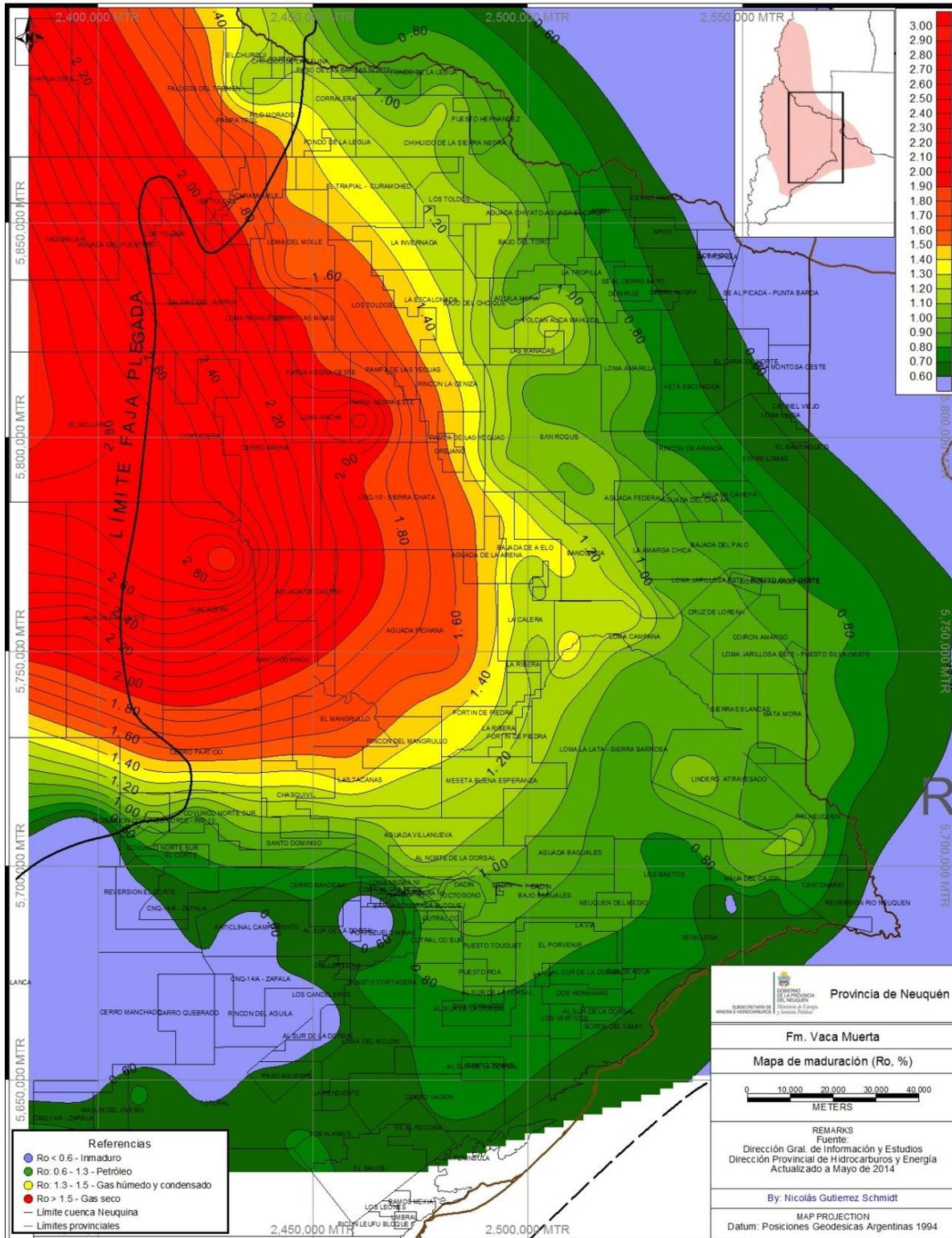


Figura 8: Mapa de maduración expresado en términos de reflectancia de la vitrinita Ro% (Dirección Provincial de Hidrocarburos, 2014).

Trabajos realizados para la evaluación de *shale* (EIA, 2013) consideran que la Fm. Vaca Muerta se encuentra entre los tres depósitos de tipo *shale* más importantes del mundo con una superficie prospectable de 23500 km² para la producción de petróleo y 14300 km² para la producción de gas (Gutiérrez y Lauri, 2013). Para la Fm. Vaca Muerta dentro de la provincia de Neuquén, el área que alcanza la ventana de generación de petróleo negro es de 19800 km² con un espesor promedio de 155 m y el área que alcanza la ventana de generación de petróleo volátil es de 3900 km² con un espesor promedio de 331 m (Gutiérrez Schmidt et al. 2014) (Fig. 9).

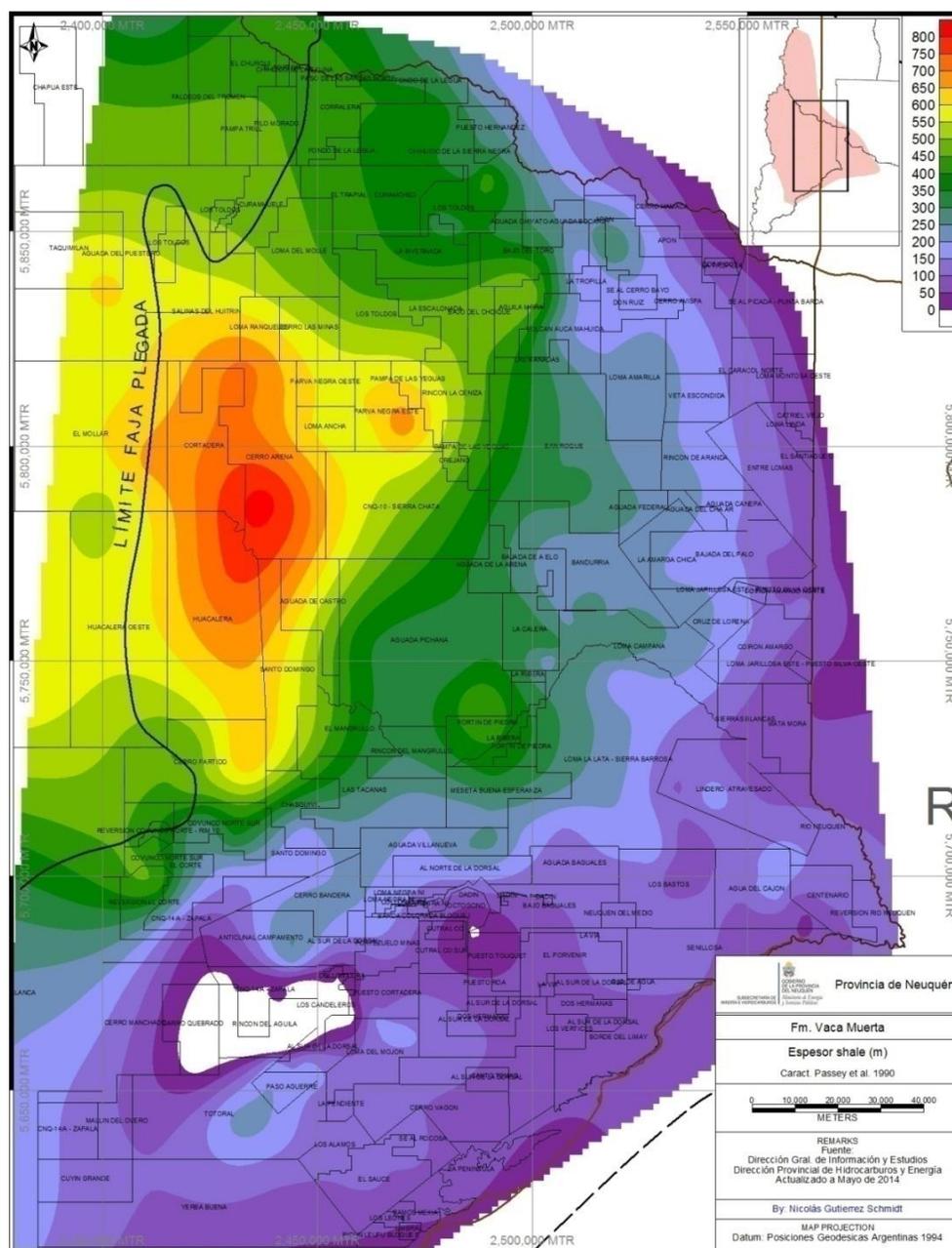


Figura 9: Mapa de espesores para la Fm. Vaca Muerta (Dirección Provincial de Hidrocarburos, 2014).

Para el gas húmedo/condensado el área es de 2400 km² y 395 m de espesor promedio y para el gas seco el área es de 8900 km² y 550 m de espesor promedio (Gutiérrez Schmidt *et al.* 2014). La Fm. Vaca Muerta es el principal reservorio *shale* de petróleo y gas de la provincia de Neuquén. La producción de petróleo fue 123.64 Mm³ en 508 pozos productores, mientras que el volumen de gas (gas y gas asociado) producido fue de 108.13 MMm³ en 527 pozos productores durante el año 2015. En la provincia de Neuquén se produce gas de reservorios no convencionales (areniscas *tight*) desde el año 2006 y la producción ha aumentado hasta alcanzar el 7,5% del total del gas producido en la provincia durante el 2015 (areniscas *tight* y reservorios *shale*) (Fig. 10a). Mientras que la producción de petróleo de reservorios no convencionales (*shale*) data desde el año 2011 y en el año 2015 representó el 18% de producido en la provincia de Neuquén (Fig. 10b). (Huenufil *et al.*, 2016).

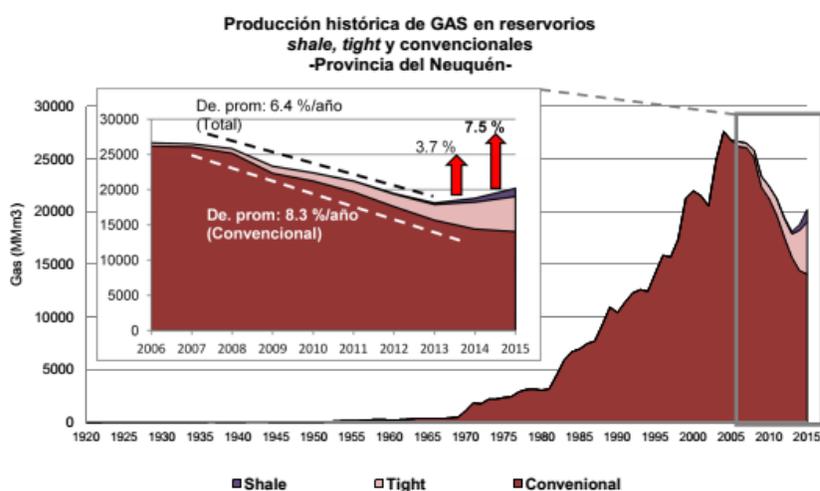


Figura 10a: Evolución histórica de la producción de gas en la provincia del Neuquén, e impacto del caudal producido por reservorios no convencionales en el total provincial (Huenufil *et al.*, 2016).

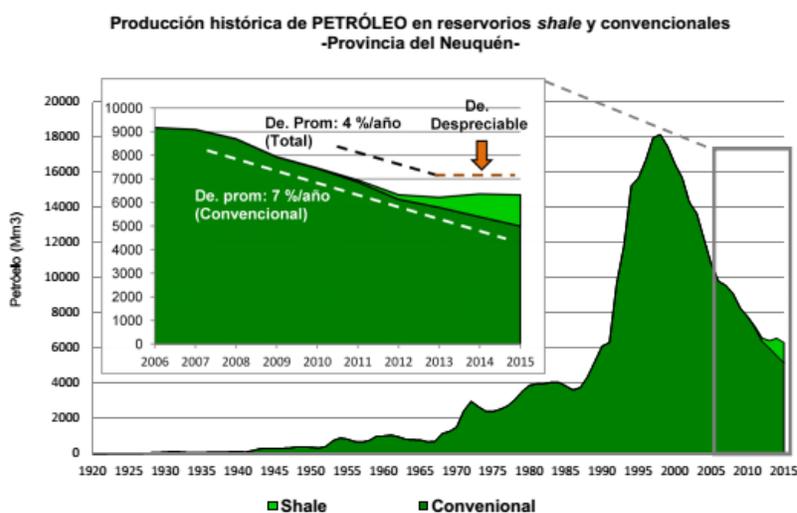


Figura 10b: Evolución histórica de la producción de petróleo en la provincia del Neuquén, e impacto del caudal producido por reservorios no convencionales en el total provincial (Huenufil *et al.*, 2016).

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

3. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

En esta sección se presenta un breve fundamento teórico que explique cada uno de los conceptos o métodos que se tuvieron en cuenta o utilizaron como herramientas para el desarrollo de este informe. Se explicarán conceptualmente los perfiles geofísicos de pozos, parámetros geoquímicos y los métodos de cálculo de volumen de arcilla, índice de fragilidad y cálculo de carbono total orgánico a partir de perfiles geofísicos de pozos.

3.1 Perfiles geofísicos

Perfiles radioactivos

Perfil de rayos gamma (GR): El principio de medición está basado en que los rayos gamma naturales de las rocas son generados por el decaimiento radiactivo de los cuatro isótopos ^{40}K , ^{238}U , ^{235}U y ^{232}Th , que suelen concentrarse en las arcillas. Un detector instalado en la herramienta realiza el conteo de estos rayos gamma los cuales son captados por un detector de centelleo que produce destellos de luz que luego son convertidos en pulsos eléctricos.

A continuación se muestra en la figura 11 los valores ideales en $^{\circ}\text{API}$ de las mediciones de GR de distintos tipos de rocas. Como se puede observar, los valores altos de radioactividad están asociados a aquellas con alto contenido de material arcilloso (fangolitas) y a depósitos piroclásticos (tobas, tufitas, etc.) y los valores bajos de radioactividad están asociados a la presencia de litologías como las calizas, evaporitas o areniscas limpias. Cabe destacar que las arenitas líticas y conglomerados presentarán valores de gamma de acuerdo con la composición de los clastos. Las areniscas arcillosas y las feldespáticas generarán altos valores de radioactividad y en muchos casos es muy posible confundir litologías fangolíticas con depósitos piroclásticos.

Los principales usos y aplicaciones del perfil de GR son:

- Definir intervalos arcillosos.
- Evaluar grado de arcillosidad presente en las rocas.
- Identificar de materia orgánica.
- Distinguir zonas permeables.
- Ayudar en la identificación litológica.
- Como sustituto del SP (Potencial Espontáneo) en pozos entubados donde éste no puede ser obtenido, o en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio.

Los factores que afectan a la medición del GR son:

- La velocidad de registro (los registros adquiridos con velocidades rápidas tienen menos definición que las adquiridas con velocidades más lentas)
- Diámetro del pozo y excentricidad (Aumento del tamaño del pozo disminuye el conteo de GR).

- Aumento en la densidad del lodo disminuye el conteo de GR.

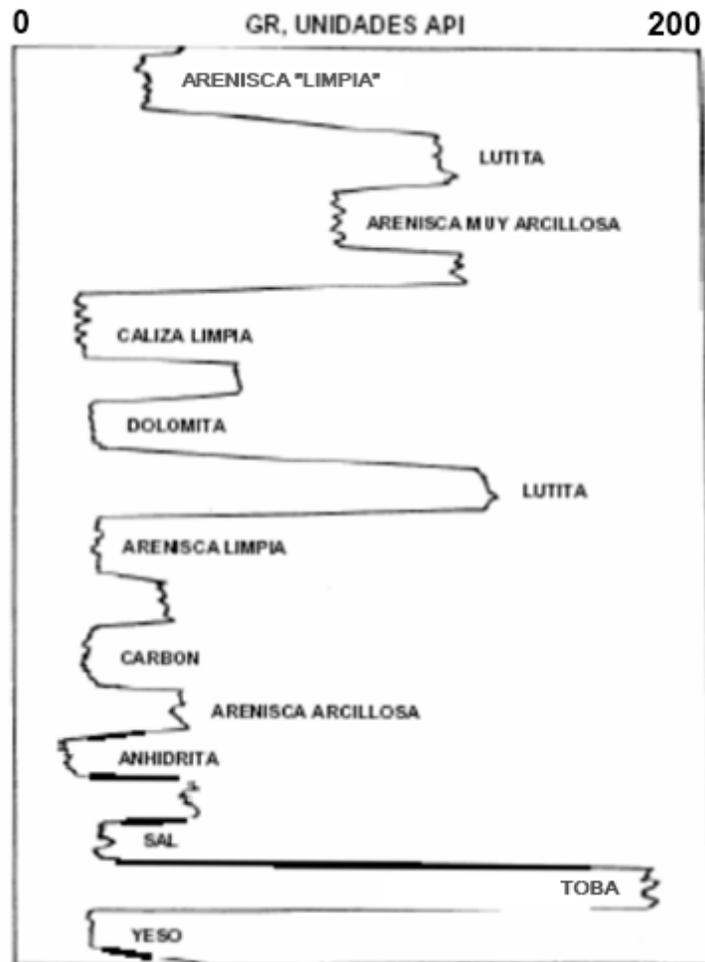


Figura 11: Registro de GR ideal para distintas litologías.

Perfil de rayos gamma espectral (NGT): En el perfil de rayos gamma espectral (NGT) se divide el espectro de energía en ventanas que indican que elemento origino esa emisión de energía, de esta manera se discrimina entre ^{40}K , ^{238}U y ^{232}Th . En el perfil, los contenidos se presentan en partes por millón (ppm).

Los principales usos y aplicaciones del perfil de NGT son:

- Identificar el tipo de arcilla utilizando las cantidades de K y Th presentes. (Fig.12)
- Identificar de niveles generadores a través del conocimiento del contenido de U.
- Utilizar como indicador de arcillosidad al restarse la contribución del U a la curva de GR.

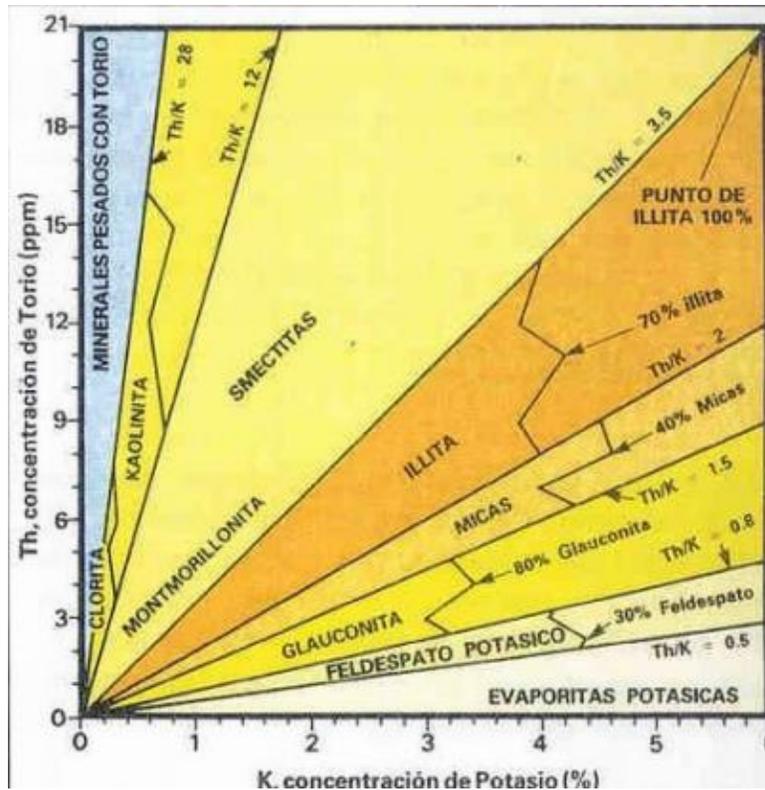


Figura 12: Gráfico de la relación Th/K para determinar tipos de arcilla. (Secretaría de Energía de la República Argentina)

Potencial espontáneo (SP)

La curva del potencial espontáneo (SP) es un registro de la diferencia de voltaje de un electrodo móvil en el pozo y un voltaje fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Registra el potencial eléctrico producido por la interacción entre el agua de formación, el fluido de perforación (conductivo) y lutitas, este voltaje es resultado de una corriente continua que se genera en dichos contactos por la diferencia de salinidad (Fig.13).

El valor de la curva del de SP es proporcional a la intensidad de corriente del SP en el lodo del pozo a ese nivel, dichas intensidades de corriente están al máximo en los límites de las formaciones permeables.

Los principales usos y aplicaciones del perfil de SP son:

- Identificación de capas permeables.
- Determinar valores de resistividad de agua de formación.
- Identificar espesores arcillosos.
- Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.

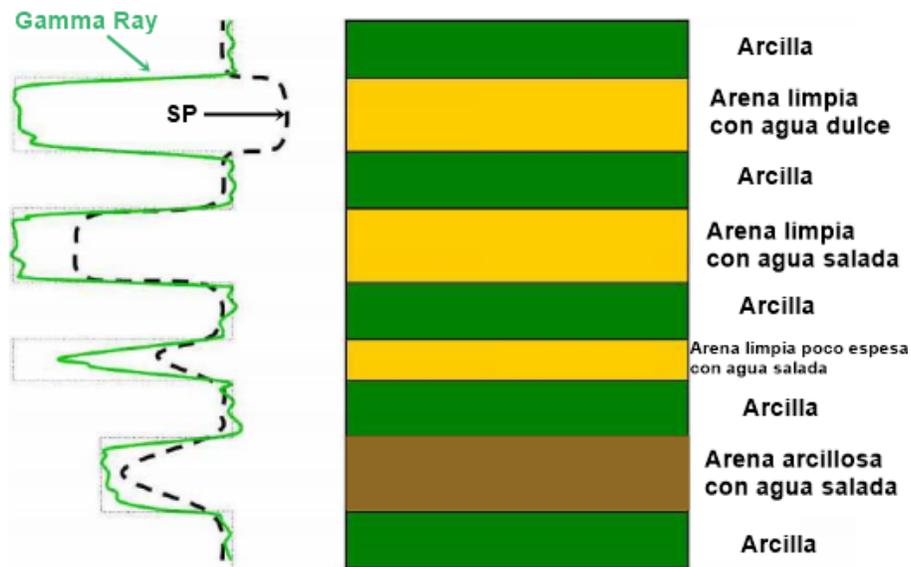


Figura 13: Diferenciación entre rocas reservorio y no reservorio utilizando el perfil de SP. (Casadío y Montagna 2015)

Registros de porosidad

Perfil de densidad: El registro de densidad mide la densidad de la formación. Una fuente radioactiva es aplicada contra la pared del pozo emitiendo radiación gamma hacia la formación, la cual interacciona con los electrones de la misma según el efecto Compton generando una radiación secundaria que es detectada como una medida de la densidad de la formación. De esta manera, el conteo de rayos gamma depende de la densidad electrónica (número de átomos), la cual está relacionada a la densidad de la roca que depende de su porosidad, de los sólidos minerales presentes y de la densidad de fluidos que llenan sus poros. La densidad electrónica corresponde a la suma de la densidad de la roca o Bulk Density que depende de la densidad de los minerales de la matriz y de la porosidad y densidad de los fluidos que ocupan los poros. La tabla 1 muestra valores de densidad electrónica para litologías puras.

Considerando una formación limpia con poros llenos de fluido, la densidad de la muestra completa es (Halliburton, 1997):

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f$$

Donde:

- ρ_{ma} es la densidad de la matriz.
- ρ_b es la densidad total de la formación.
- ρ_f es la densidad del fluido.
- ϕ es la porosidad.

Los principales usos y aplicaciones del perfil de densidad son:

- Medir de la densidad de la roca.
- Determinar la porosidad.
- Detectar gas cuando se lo combina con el perfil neutrónico.
- Identificar mineralogía.
- Identificar fluidos.

Perfil sónico: El perfil sónico consiste en una fuente emisora de ondas acústicas y receptores, que registran el tiempo de propagación de las ondas de sonido en la formación. El tiempo entre el envío del pulso y el primer arribo del pulso en los receptores es procesado y genera la curva de tiempo compresional (DTCO) que es utilizada para calcular porosidad.

Los perfiles sónicos proporcionan datos para el cálculo de la porosidad de las rocas y de su velocidad a través de las siguientes fórmulas:

$$v = \frac{1}{\Delta t}$$

Donde:

- v es velocidad [pie/ μ s].
- Δt es tiempo de tránsito [μ s/pie]

El tiempo de tránsito Δt es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación.

Ecuación de Willie (1958)

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Donde:

- Δt_{ma} es tiempo de tránsito de la matriz.
- Δt es tiempo de tránsito de la formación.
- Δt_f es tiempo de tránsito del fluido saturante.

El registro sónico de onda completa ha adquirido mayor relevancia últimamente debido a que estos son importantes en la caracterización geomecánica para los reservorios no convencionales. El principio de medición es el mismo pero difiere en el arreglo de múltiples transmisores y receptores, donde es posible variar las frecuencias. Al registrar la onda completa se pueden obtener, aparte del tiempo compresional, el tiempo de la onda de

cizalla (DTSM Delta T Shear) y el tiempo de la onda de cizalla de dipolo (XX Dipole Flexural Share).

A continuación, en la tabla 1 se muestran los valores de densidad electrónica y tiempos de tránsito para distintas litologías puras.

Mineral	Densidad [gr/cm ³]	Tiempo de Tránsito [us/ft]
Cuarzo	2.65	55.5
Calcita	2.71	49
Dolomita	2.87	43
Feldespatos Potásicos	2.52	69
Feldespatos Calcosódicos	2.59 - 2.74	49 - 45
Pirita	5	39
Anhidrita	2.96	50
Yeso	2.35	2.62
Sal	2.1	67
Carbón	1.2 - 1.5	120 - 160
Caolinita	2.41	-
Clorita	2.76	-
Illita	2.52	-
Montmorillonita	2.12	-

Tabla 1: Valores de densidad electrónica y tiempos de tránsito característicos para las distintas litologías puras existentes, considerando una porosidad de 0%. (Casadío y Montagna 2015)

Perfil de resistividad profunda

El principio de funcionamiento consiste en un transmisor, por el cual fluye corriente alterna, que provoca un campo magnético en la formación. El campo magnético induce corriente alterna la cual es proporcional a la conductividad (de la cual se deriva la resistividad) de la formación y al área afectada por el transmisor.

Los registros de inducción, pueden enfocarse con el propósito de minimizar la influencia del pozo, las formaciones adyacentes y la zona invadida. Efectos del pozo pueden ser grandes cuando la resistividad de la formación es mayor que 100 ohm-m, o si la perforación es grande o el lodo es muy conductor. La herramienta de inducción funciona en lodos no conductores o en pozos llenos de aire. El registro de inducción es más eficaz en lodos dulces y formaciones con resistividades bajas. Debido a que el registro de inducción realmente mide la conductividad de la formación (1/R), los efectos de la precisión disminuyen en resistividades altas. La respuesta de la medición del registro de inducción estándar se convierte en no viable con resistividades de formación de más de 500 ohm.m.

Caliper (CALI) y Bit size (BT)

El perfil del *caliper* es uno de los métodos más antiguos, simples y cualitativos, y permite relacionar la presencia de arcillitas con desmoronamientos o cavernas debido al mayor o menor grado de hidratación que muchos de los minerales arcillosos presentan frente a soluciones acuosas. La herramienta consiste en dos, tres u ocho brazos y realiza

mediciones continuas del diámetro y la deformación de la perforación en una o varias direcciones ortogonales del pozo a través del movimiento de los brazos. El perfil del *caliper* se grafica en el mismo *track* que la línea de diámetro ideal del pozo la cual es llamada bit size la cual es función del diámetro del trépano utilizado. El *caliper* y el *bit size* se relacionan de la siguiente manera: en caso de revoque el calibre medirá ligeramente menos que el *bit size* (es un efecto de reducción del diámetro del pozo en relación al diámetro del trépano, debido al fenómeno de invasión), mientras que en la presencia de zonas de mal *caliper*, el perfil de calibre medirá significativamente más.

Impedancia acústica (Z)

La impedancia acústica (Z) de una roca es el producto de su densidad (ρ) y de su velocidad de las ondas compresivas (V_p), entonces:

$$Z = \rho \cdot V_p$$

3.2 Datos geoquímicos

Carbono orgánico total (COT%): Es la concentración de material orgánico en una roca generadora representado por peso en porcentaje (wt%) de carbono orgánico. La medición del COT% evalúa tres componentes, a explicar.

1. El Carbono extraído de la materia orgánica (EOM) es derivado mayoritariamente del craqueo termal del querógeno el cual es encontrado en el petróleo y gas que la roca ha generado pero que todavía no ha expulsado.
2. El Carbono residual, el cual conforma la parte del querógeno que no tiene potencial de generación de petróleo o gas porque su estructura química altamente condensada contiene muy poco hidrógeno.
3. El Carbono convertible contenido en el querógeno representa el remanente de potencial generador de una roca. La capacidad de generar petróleo depende esencialmente de la composición química de esta fracción de carbono convertible.

Los análisis de COT% expresan de una manera semicuantitativa la capacidad de generación de petróleo (Tabla 2). El COT% indica cantidad, pero no calidad de la materia orgánica.

Evaluación de la roca por el método de pirólisis: Si el análisis de COT% arroja un resultado positivo, la roca tendría que ser sometida a pruebas adicionales para determinar la calidad y madurez de la materia orgánica.

Durante la pirólisis, las muestras son calentadas dentro de una atmósfera de helio o nitrógeno. Un detector de ionización de llama (FID) detecta componentes orgánicos emitidos durante cada estado de calentamiento. Detectores sensibles de Infrarrojo (IR) miden el CO y el CO₂ durante la pirólisis y la oxidación. La temperatura también es monitoreada simultáneamente junto con los dos detectores recientemente explicados. Todos los datos son presentados en un pirograma (Fig.14).

Las muestras de roca son calentadas en etapas, en la primera se mantiene la temperatura a 300°C por varios minutos, seguido por un calentamiento programado de 25°C por minuto hasta alcanzar un pico de temperatura cercano a los 850°C. Durante la primera etapa el gas y petróleo libre que se haya generado previamente es destilado y liberado de la roca. Durante la siguiente etapa, a través del craqueo termal del querógeno insoluble, se generan compuestos hidrocarbúricos. A medida que la temperatura crece, el querógeno libera CO₂ además de hidrocarburos. El programa controlado de calentamiento está ilustrado en la figura 14.

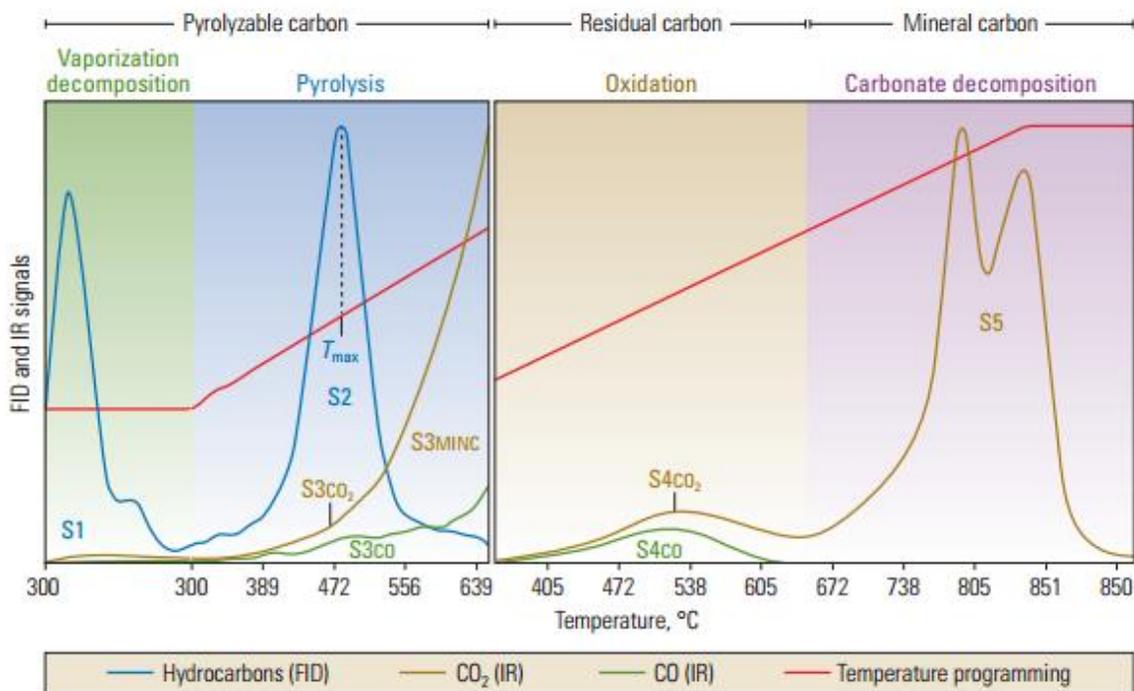


Figura 14: Resultados de una pirólisis programada. (Schlumberger, 2011)

El primer pico, S1, corresponde al petróleo y gas libre que evoluciona desde la muestra de roca sin craqueo termal del querógeno durante la primera etapa de calentamiento a 300°C. S1 representa cuantos miligramos de hidrocarburos libres pueden ser termalmente destilados de un gramo de muestra.

El segundo pico, S2, corresponden a los hidrocarburos que evolucionaron desde la muestra durante la segunda etapa de calentamiento. Estos hidrocarburos resultan del craqueo de hidrocarburos pesados y de la ruptura termal del querógeno. S2 representa los miligramos de hidrocarburo residual en un gramo de roca, indicando la cantidad potencial de hidrocarburos que esta roca podría producir si la maduración termal continúa (Tabla 2).

El pico S3 corresponde al CO₂ que es obtenido a través del craqueo termal del querógeno durante la pirólisis, expresado en miligramos por gramo de roca. Continuando la pirólisis, el carbono orgánico residual es oxidado en un horno separado para producir el pico S4. La medida del S4 puede ser separado entre el CO y el CO₂ para poder obtener el

S4CO y el S4CO₂. El pico S5, indica la cantidad de CO₂ derivado de la descomposición de los minerales carbonatos en una muestra.

El pico T_{max} corresponde a la temperatura de máxima generación de hidrocarburos y es alcanzada durante la segunda etapa de calentamiento, cuando el craqueo del querógeno y de hidrocarburos pesados produce el pico S2 (Tabla 2).

Source rock quality	TOC, %	Pyrolysis S2, mg hydrocarbons/g rock	EOM weight, %	Hydrocarbons, ppm
None	< 0.5	< 2	< 0.05	< 200
Poor	0.5 to 1	2 to 3	0.05 to 0.1	200 to 500
Fair	1 to 2	3 to 5	0.1 to 0.2	500 to 800
Good	2 to 5	5 to 10	> 0.2	> 1,200
Very good	> 5	> 10		

Product type	Hydrogen index
Gas	50 to 200
Gas and oil	200 to 300
Oil	> 300

Stage	T _{max}
Onset of oil	
Type I kerogen	~445°C
Type II kerogen	~435°C
Type III kerogen	~440°C
Onset of gas	~460°C

Tabla 2: Criterio de evaluación de rocas generadoras en donde se tienen en cuenta varios factores (Schlumberger, 2011).

Índices relevantes

El índice de hidrógeno, HI, es derivado del cociente del hidrógeno y el COT% y queda dado por la siguiente fórmula:

$$HI = \frac{S2}{COT\%} * 100$$

Valores altos de HI indican mejores potenciales generadores de petróleo. El tipo de querógeno puede ser inferido a través de este índice.

El índice de oxígeno, OI, deriva del cociente entre el CO₂ y el COT% y queda dado por la siguiente fórmula:

$$OI = \frac{S3}{COT\%} * 100$$

El OI está relacionado con la cantidad de oxígeno contenido en el querógeno y puede ser útil para determinar el tipo de maduración del querógeno.

Utilizando como parámetros al HI y OI a través de un diagrama de Van Krevelen se puede observar la evolución de la maduración del querógeno. A medida que los procesos de maduración avanzan el querógeno pierde oxígeno ya que libera CO₂ y H₂O, en primera instancia. Luego comienza a perder más hidrógeno (Fig. 15).

El índice de producción, PI, deriva de la relación entre los hidrocarburos generados durante la primera y segunda etapa de la pirólisis. Queda determinada por la siguiente fórmula:

$$PI = S1/(S1 + S2)$$

Esta relación es utilizada para caracterizar la evolución de la materia orgánica ya que PI tiende a crecer gradualmente con la profundidad para las rocas de grano fino. También tiende a crecer con la maduración de las rocas madres previo a la expulsión de los hidrocarburos.

El potencial de petróleo representa la máxima cantidad de hidrocarburos que una roca madre suficientemente madura puede generar y está definida por la suma de S1 y S2. De esta manera el potencial de petróleo tiene en cuenta la cantidad de hidrocarburos que ya han sido generados (S1) y aquellos que podrían generarse la si la maduración continuara (S2). Se expresa en kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

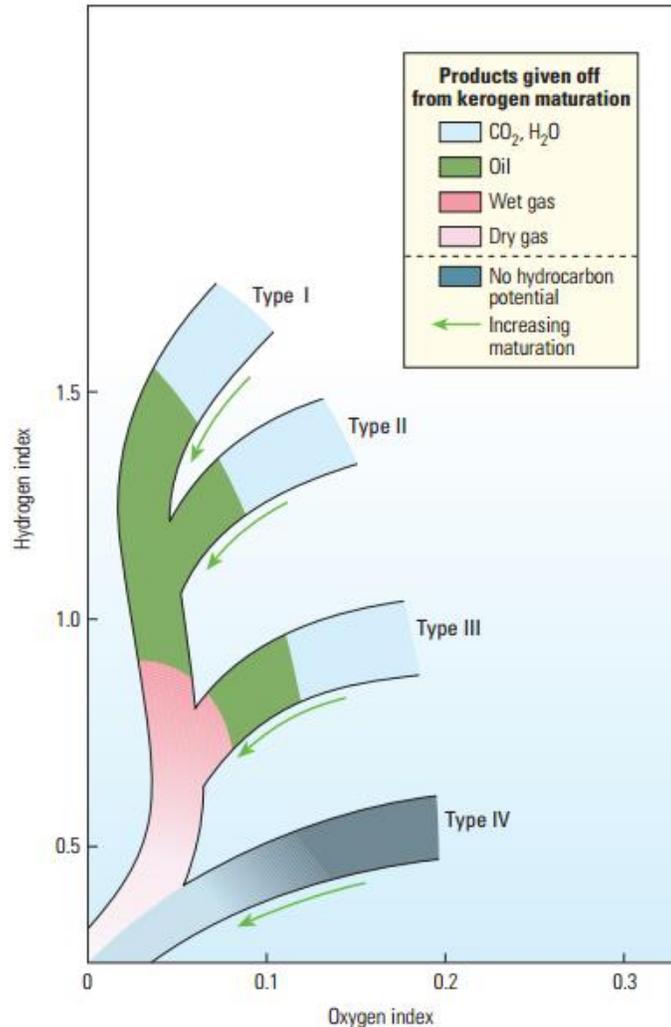


Figura 15: Diagrama de Van Krevelen modificado que muestra los productos entregados a partir de la maduración del querógeno. (Schlumberger, 2011)

Reflectancia de la vitrinita: La reflectancia de la vitrinita es un diagnóstico muy importante para la evaluación de madurez. La vitrinita es un maceral formado a través de la alteración termal de la lignina y la celulosa. A medida que la temperatura aumenta, la vitrinita atraviesa procesos complejos e irreversibles que resultan en un aumento de su reflectancia. Las mediciones de reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada sobre la luz dirigida en petróleo, llamado R_o .

Los valores de R_o para altos niveles de maduración los cuales indican una generación de gas seco son aquellos que verifican que $R_o > 1,5\%$. Valores intermedios de maduración como los del intervalo $[1,1\% < R_o > 1,5\%]$ indican la presencia de gas con una tendencia a la generación de petróleo hacia el extremo menor del intervalo. El gas húmedo se encuentra en intervalos menores de R_o como lo es $[0,8\% < R_o > 1,1\%]$. Valores más bajos de reflectancia como los del intervalo $[0,6\% < R_o > 0,8\%]$ indican la presencia predominante de petróleo mientras que valores de $R_o < 0,6\%$ corresponde a querógeno inmaduro.

3.3 Cálculo de volumen de arcillas (V_{sh}) utilizando el perfil de GR

Los isótopos radioactivos son asociados a la presencia de los minerales de arcilla en la roca, por lo tanto, el volumen de estos puede ser determinado por la deflexión de la curva del GR.

En primera instancia es importante escalar a la curva de GR de tal manera que el valor mínimo y el valor máximo de esta correspondan al 0% y al 100% de volumen de arcilla, respectivamente.

Luego se calcula el índice de rayos gamma o IGR a partir de la siguiente fórmula:

$$IGR = \frac{GR_{leído} - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}}$$

Donde:

- IGR = índice de rayos gamma.
- $GR_{máx}$ = gamma ray leído en la zona de arcilla.
- GR_{min} = gamma ray leído en la zona de arena.
- $GR_{leído}$ = gamma ray puntual del registro.

Se puede aplicar la relación lineal en donde $IGR = V_{sh}$ y así obtener el volumen de arcillas, sin embargo, esta sería una aproximación muy optimista.

Distintos autores han desarrollado relaciones empíricas para poder calcular V_{sh} a partir del IGR, las cuales se presentan a continuación en la tabla 3:

Autor	Ecuación
Clavier (1971)	$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (IGR - 0.7)^2]^{1/2}$
Steiber (1970)	$V_{sh} = \frac{IGR}{3 - 2 * IGR}$
Larionov (1969) for older rocks	$V_{sh} = 0.33(2^{2*IGR} - 1)$
Larionov (1969) for Terciary rocks	$V_{sh} = 0.083(2^{3.7*IGR} - 1)$

Tabla 3: Relaciones empíricas para obtener V_{sh} ordenadas por autor.

A continuación, en la figura 16 se muestran las relaciones empíricas de la tabla 3 representadas en un gráfico de IGR vs V_{sh} .

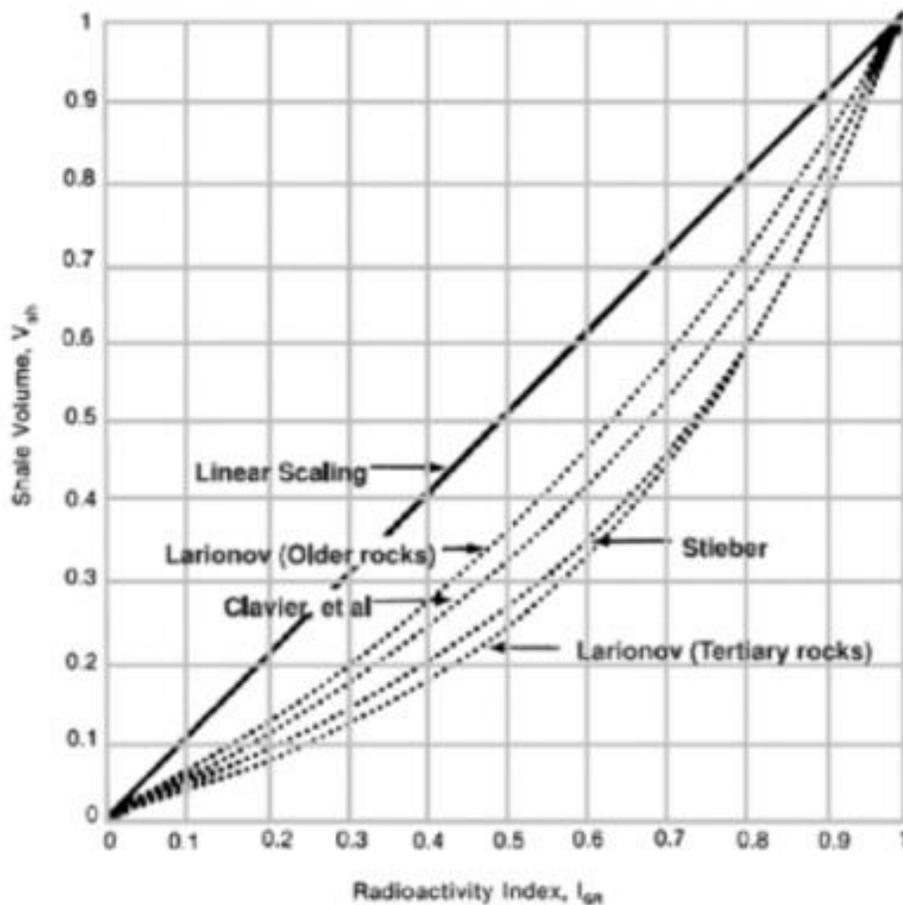


Figura 16: Gráfico índice de gamma ray vs volumen de arcillas en donde se aprecian las curvas que obedecen a las ecuaciones de los distintos autores. (Recuperado de <http://myslide.es/documents/ejercicio-calculo-de-arcilloidad.html>)

3.4 Índice de fragilidad y fragilidad promedio

El índice de fragilidad (BI – *Brittleness Index*) es una medida relativa que depende del campo de estudio y del objetivo de la investigación (Altindag y Guney, 2010). Jarvie *et al.* (2007) y Wang y Gale (2009) propusieron una definición del BI basada en la composición mineralógica de las rocas, dividiendo los minerales más frágiles en la suma de los constituyentes minerales de la misma muestra considerando al cuarzo y a la dolomita - en el caso de Wang y Gale (2009) - como los minerales más frágiles.

Las ecuaciones para el cálculo de BI de Jarvie *et al.* (2007) y de Wang y Gale (2009) se presentan a continuación:

$$BI_{\text{Jarvie (2007)}} = \frac{Qz}{Qz+Ca+Cly}$$

$$BI_{\text{Wang (2009)}} = \frac{Qz+Dol}{Qz+Dol+Ca+Cly+COT\%}$$

Donde:

- Qz es cuarzo en % de peso.
- Dol es dolomita en % de peso.
- Ca es calcita en % de peso.
- Cly es arcilla en % de peso.
- COT% es carbono orgánico total en % de peso.

A continuación, en la tabla 4 se muestra la clasificación de las rocas según su BI y los colores con los que se asocian los distintos intervalos de fragilidad (Perez y Marfurt 2014).

BI	Clasificación
BI > 0.48	Frágil
0.32 < BI < 0.48	Menos Frágil
0.16 < BI < 0.32	Menos Dúctil
BI < 0.16	Dúctil

Tabla 4: Clasificación de las rocas según el valor del BI. (Perez y Marfurt 2014)

La fragilidad promedio (BA) es propuesta por Grieser y Bray (2007) como una relación empírica entre el radio de Poisson (PR) y el módulo de Young (YM) para diferenciar entre rocas dúctiles y frágiles. Para estos autores la hipótesis de que las rocas que exhiben un bajo YM y PR alto tienen comportamiento dúctil, mientras que las rocas frágiles exhiben YM moderados a alto y PR bajo.

Grieser y Bray (2007) normalizan al YM y al PR a través de las siguientes fórmulas:

$$YM_{brittleness} = \frac{YM - YM_{min}}{YM_{max} - YM_{min}}$$

$$PR_{brittleness} = \frac{PR - PR_{max}}{PR_{min} - PR_{max}}$$

$$BA = \frac{YM_{brittleness} - PR_{brittleness}}{2}$$

El YM y el PR son calculados a través de las ecuaciones presentadas en la sección 4.2.2 Cálculo de índice de fragilidad (BI) y fragilidad promedio (BA) de Metodología utilizando los perfiles de densidad, sónico compresional y sónico de cizalla.

3.5 Método de Passey et al. (1990) (utilizando los perfiles sísmicos y de resistividad)

El método de “ $\Delta \log R$ ” de Passey *et al.* (1990) propone que la presencia de materia orgánica queda evidenciada por la respuesta de los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad. Los autores sostienen que para aplicar éste método es necesario tener en cuenta un modelo petrofísico el cual está constituido por: la matriz de roca, la materia orgánica sólida y los fluidos contenidos en el espacio poral. Esto deja como resultado tres modelos petrofísicos a tener en cuenta (Fig.17).

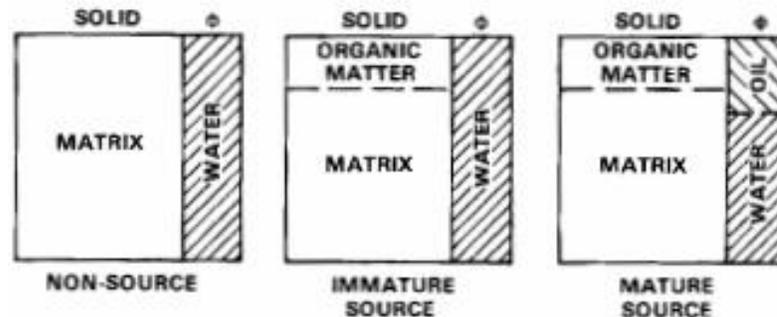


Figura 17: Modelos petrofísicos para rocas no generadoras, generadoras inmaduras y generadoras maduras. (Passey *et al.* 1990)

El método utiliza la superposición de los perfiles escalados de manera que cuando la sección de interés no contenga materia orgánica, ambas curvas se superponen y acompañan respondiendo a las variaciones de porosidad (Fig.18). En cambio, ante la presencia de materia orgánica en rocas reservorio con hidrocarburos o rocas no reservorio pero con contenido de materia orgánica, los registros se separan en consecuencias de las diferentes respuestas de los perfiles: el registro de porosidad detecta la presencia de querógeno de baja

densidad y velocidad así como el registro de resistividad responde a los fluidos de la formación (Stinco, 2001).

Una vez que el par de curvas se encuentran convenientemente escaladas se define la línea de base o “baseline” de concordancia entre ambas curvas pertenecientes a intervalos no generadores de rocas de grano fino. En estos intervalos se puede observar cómo estas dos curvas tienen comportamientos similares y hasta de superposición de unas con otras. Ya definido el nivel de base, quedan en evidencia los niveles ricos en materia orgánica y se puede establecer la separación entre las curvas ($\Delta \log R$) a través de la ecuación que se escribe a continuación:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline})$$

Donde:

- $\Delta \log R$ = separación de los registros medida en ciclos logarítmicos
- R = lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm.m)
- $R_{baseline}$ = resistividad de la base (ohm.m)
- Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- $\Delta t_{baseline}$ = tiempo de tránsito de la base ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- 0.02 constante dada por la relación -50 μ/pie por ciclo de resistividad

Existe una relación lineal entre el COT% y “ $\Delta \log R$ ” en función de la madurez de la materia orgánica en unidades de nivel de metamorfismo orgánico (LOM). La ecuación se presenta a continuación:

$$COT\% = (\Delta \log R) 10^{(2.297 - (0.1688 * LOM))}$$

- COT% = medido en % en peso
- LOM = nivel de metamorfismo orgánico

En la figura 18 puede contemplarse la curva de COT% que se obtiene al aplicar las dos ecuaciones anteriores y su comparación con los valores de COT% obtenidos de las coronas.

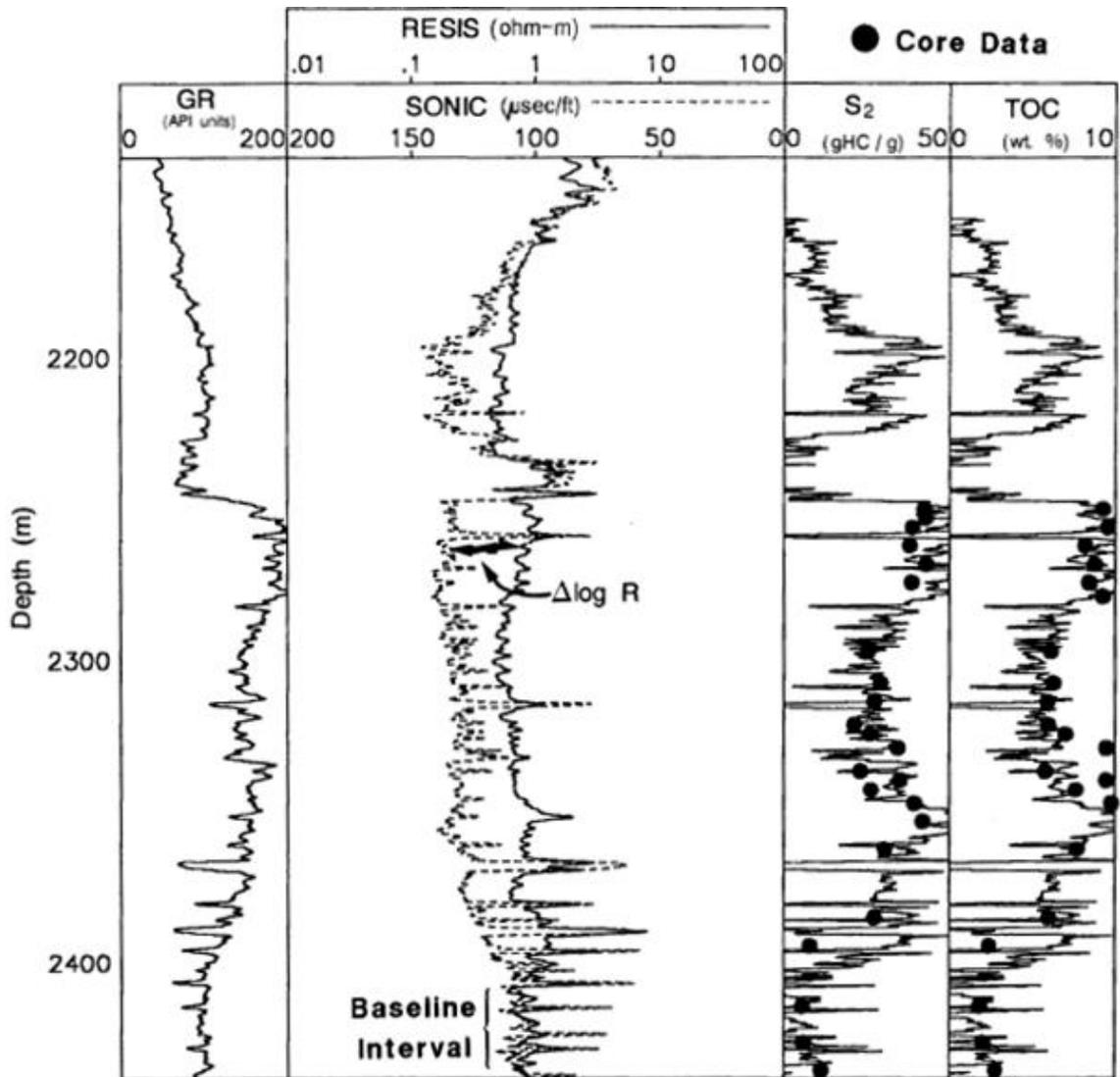


Figura 18: Curvas de resistividad y del sónico compresional apropiadamente escaladas para visualizar el $\Delta \log R$. Representación de la curva de COT% generada a partir de las ecuaciones utilizadas en el mismo *track* que los datos de COT% de corona.

4. METODOLOGÍA

4.1 Obtención de datos

A través de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén (SSEMH) se pudo obtener información de la mineralogía, geoquímica, datos de perfiles de pozo y descripciones petrográficas a partir de testigos corona y *cutting* de 6 pozos situados en el centro de la cuenca Neuquina los cuales por cuestiones de confidencialidad serán denominados en el presente trabajo como: P001, P002, P003, P004, P005 y P006, en la figura 19 se muestra su localización en el ámbito de la cuenca Neuquina.

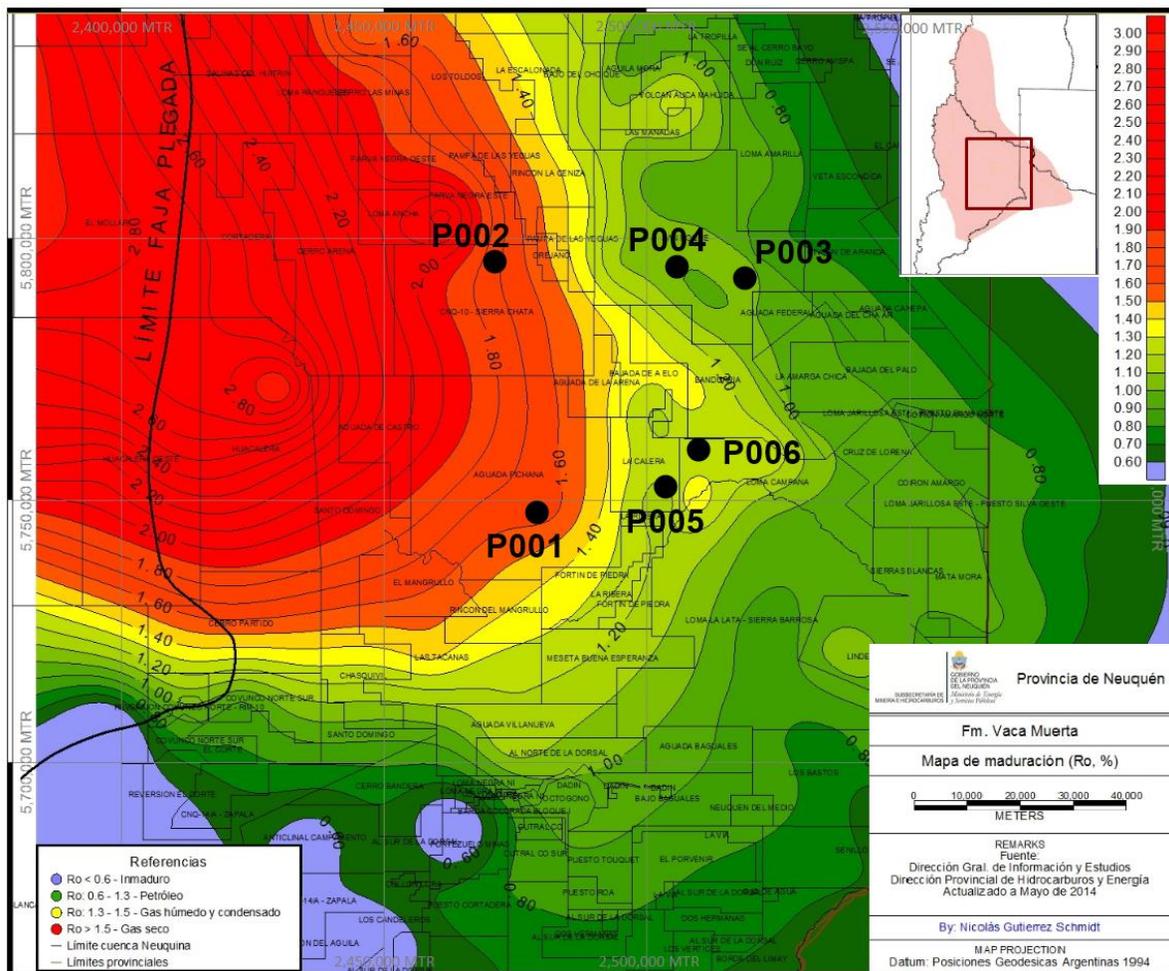


Figura 19: Ubicación de los pozos en el ámbito de la cuenca Neuquina (Modificado Dirección Provincial de Hidrocarburos, 2014).

4.2 Procesamiento de datos

En esta sección se explicará la caracterización de los datos obtenidos anteriormente, la evolución que ha tenido el tratamiento de los mismos a través del programa utilizado y los nuevos datos que han surgido a partir de dicho proceso.

Los datos fueron procesados con un programa específico que permite el manejo, visualización e integración de datos geológicos y geofísicos. El usuario puede visualizar dichos datos a través de tablas, mapeos georreferenciados y *cross-sections* los cuales deben ser cargados al programa a través de tablas de hoja de cálculo en formato .csv en el caso de la mineralogía y COT% o en archivo de tipo .las para los datos de perfiles de pozos. El programa también permite el cálculo de curvas nuevas, como se hizo con las curvas de COT% a través del método de Passey *et al.* (1990), por ejemplo.

4.2.1 Caracterización de datos utilizados

4.2.1.1 Datos de pozo

Este conjunto de datos comprende todos aquellos que identifican al pozo en el programa y en el marco de la cuenca Neuquina.

UWI: El UWI o *unique well identifier* es un conjunto de letras y números que se utiliza en el programa para identificar a un pozo en particular y que también se utilizó en este trabajo para referirnos a los mismos pozos.

Nombre del pozo: Nombre oficial del pozo que es utilizado en el programa pero no es revelado en este trabajo por cuestiones de confidencialidad.

Etiqueta del pozo: Etiqueta oficial del pozo que es utilizado en el programa pero no es revelado en este trabajo por cuestiones de confidencialidad.

Bloque: Bloque en donde se encuentra el pozo dentro de la cuenca Neuquina.

Datum: Elevación de la boca de pozo.

Localización: Coordenadas del pozo en Gauss Krüger.

Topes formacionales: Profundidad de los topes de las formaciones atravesadas de las que se tenga conocimiento expresados en metros bajo boca de pozo (mbbp) (Tabla 5).

Unidades	P001 (Prof. mbbp)	P002 (Prof. mbbp)	P003 (Prof. mbbp)	P004 (Prof. mbbp)	P005 (Prof. mbbp)	P006 (Prof. mbbp)
Gr.Neuquén	-	-	-	0	-	-
Fm. Candeleros	-	132	-	-	-	-
Fm.Rayoso/Gr.Neuquén	-	-	-	-	0	-
Fm.Rayoso	-	254	-	176	-	-
Fm.Centenario	-	-	-	520	1034	1805
Fm.Huitrín-Mb.Toncoso Superior	-	959	-	-	-	-
Fm.Agrio-Mb.Superior	-	973	-	-	-	-
Fm.Agrio-Mb.Avilé	1152	1341	-	-	-	-
Fm.Agrio-Mb.Inferior	-	1352	-	-	-	-
Fm.Mulichinco	1580	1809	-	1566	-	-
Fm.Quintuco	1705	2002	-	1704	-	2045
Fm.Quintuco/Vaca Muerta	-	-	-	-	2024	-
Fm.Vaca Muerta	2468	2280	2320	2026	-	2758
Base Fm.Vaca Muerta	2788	2923	2750	2595	3026	3018
Fm.Tordillo	2788	-	-	2595	3026	3018
Fm.Auquilco	-	-	-	2876	3298	3261
Fm.Barda Negra	-	-	-	3137	3497	-
Fm.Lotena	-	-	-	3164	3535	-
Gr.Cuyo	-	-	3300	-	-	-

Tabla 5: Topes formacionales en mbbp de las formaciones atravesadas por los pozos.

4.2.1.2 Datos mineralógicos

En esta sección se explica brevemente el origen de los datos mineralógicos y como se los ha ido utilizando y modificando de acuerdo a las necesidades que se presentaron a lo largo de este trabajo. En primer lugar se utilizó la función para construir gráficos del programa de hojas de cálculo para la representación de estos datos pero luego se optó por utilizar el programa de procesamiento de datos. Es importante mencionar que estos datos varían en abundancia dependiendo del pozo que se esté analizando en el momento (Tabla 6).

Pozo	Mineralogía [Intervalo en mbbp]	Geoquímica [Intervalo en mbbp]	Litología [Intervalo en mbbp]
P001	[2651.52 - 2788]	[2617 - 2788]	[2490 - 2688]
P002	[2308 - 2740]	[2715.02 - 2725.05]	[2309 - 2920]
P003	[2320 - 2750]	[2320 - 2750]	-
P004	[2464-2488] [2542-2560] [2581-2590]	[2386 - 2605]	[2026 - 2595]
P005	[2753 - 3026]	[2766.5 - 3029]	[2921 - 3020]
P006	[2830-2850] [2930-2950] [3000-3010]	[2820 - 3015]	[2758 - 3018]

Tabla 6: Intervalos de información mineralógica, geoquímica y de descripción petrográfica en la Fm. Vaca Muerta.

4.2.1.2.1 Mineralogía de muestra total (Whole Rock)

Partiendo de los datos de mineralogía otorgados por la SSMEH se procedió a transcribir los mismos a hojas de cálculo en formato .csv para luego ser cargados al programa. Los datos mineralógicos de los 6 pozos fueron obtenidos a través de DRX (Difracción de rayos X). En el caso del pozo P001 se poseían datos de dos fuentes distintas, de la empresa operadora y de un informe inédito de laboratorio. Los datos mineralógicos obtenidos del laboratorio fueron descartados debido a que una auditoría que se le hizo concluyó en que éste no se encontraba en condiciones operatorias de realizar medidas cuantitativas de minerales. Sin embargo, el laboratorio intentó un método basado solamente en un tratamiento de ajustes de patrón de difracción de rayos X. Este método es considerado

como semi-cuantitativo y no puede proveer el nivel de precisión que requiere un análisis de cuantificación mineral para *shales*.

4.2.1.2.2 Mineralogía recalculada

Una vez obtenidas las tablas de mineralogía muestra total, se comenzó a modificarlas dependiendo de las necesidades que se presentaron. A continuación se enumeran y explica el propósito de las distintas tablas que fueron realizadas:

- Mineralogía recalculada I: En esta tabla fueron incluidos la suma del cuarzo, feldespato y mica de la mineralogía de muestra total, los carbonatos totales (suma de todos los carbonatos de la mineralogía de muestra total) y las arcillas totales (suma de todas las arcillas de la mineralogía muestra total) los cuales fueron recalculados al 100% por medio de la regla de tres simple. Fue utilizada para construir los diagramas ternarios de clasificación de fangolitas orgánicas (Schlumberger 2012).
- Mineralogía recalculada II: En esta tabla fueron incluidos la suma del cuarzo y feldespato, carbonatos totales, arcillas totales, pirita, apatita y anatasa los cuales fueron recalculados al 100% por medio de la regla de tres simple. Fue utilizada para la representación mineralógica en las columnas de los pozos en el modo corte-sección, de todas maneras esta tabla fue descartada.
- Mineralogía recalculada III: En esta tabla fueron incluidos la suma del cuarzo y feldespato, carbonatos totales, arcillas totales y pirita los cuales fueron recalculados al 100% por medio de la regla de tres simple. Fue utilizada para la representación mineralógica en las columnas de los pozos en el modo corte-sección y esta tabla fue la utilizada de manera definitiva.

4.2.1.2.3 Arcillas discriminadas

En esta tabla fueron incluidos los minerales arcillosos: illita/esmectita, illita y/o mica, clorita, illita, caolinita, esmectita y clorita/esmectita, estos fueron recalculados al 100% a partir de la mineralogía de muestra total. En la tabla 7 se muestra el intervalo de muestreo para las arcillas discriminadas para los seis pozos.

Pozo	Arcillas Discriminadas [Intervalo en mbbp]
P001	[2651.52 - 2788]
P002	[2308 - 2740]
P003	[2320 - 2750]
P004	-
P005	[2921 - 3020]
P006	-

Tabla 7: Intervalos de información mineralógica de arcillas discriminadas dentro de la Fm. Vaca Muerta.

4.2.1.2.4 Mineralogía en datos puntuales

Estas tablas fueron armadas para todos los pozos y son muy similares a las tablas de mineralogía recalculada III con la diferencia que en estas se realiza un promedio entre los valores de tope y base de los datos mineralógicos y se estipula que este valor obtenido sea la profundidad asignada a los valores mineralógicos correspondientes a dichos tope y base. Esto se realizó debido a que en los pozos los datos mineralógicos están separados hasta por decenas de metros de manera que resultaba dificultoso correlacionar los datos de % de arcillas con las curvas de rayos gamma. Estas tablas fueron utilizadas para realizar los cálculos de % de arcillas a partir de los rayos gamma, lo cual será explicado con más detalle en la sección de cálculo de volumen de arcillas (V_{sh}) utilizando rayos gamma.

4.2.1.3 Datos geoquímicos de laboratorio: COT% y pirólisis

En primer lugar se utilizó la función para construir gráficos del programa de hojas de cálculo para la representación de estos valores pero luego se optó por utilizar el programa de procesamiento de datos. Es importante mencionar que estos datos varían en abundancia dependiendo del pozo que se esté analizando en el momento (Tabla 6). En el caso del sondeo P001, el cual contaba con varias fuentes de datos de geoquímica se priorizó en utilizar el método que abarcaba un intervalo de mayor representatividad dentro de la Fm. Vaca Muerta y el que contaba con un mejor método de muestreo. El intervalo elegido abarcó desde los 2617 mbbp hasta los 2785 mbbp y el muestreo fue del tipo SWC (Corona de pared lateral).

4.2.1.4 Descripción petrográfica de coronas y cutting

Para su representación se optó por utilizar el programa de procesamiento de datos. Es importante mencionar que varían en abundancia dependiendo del pozo que se esté analizando en el momento (Tabla 6). En el caso de este conjunto de datos surgió el problema de que la clasificación utilizada para caracterizar las distintas litologías variaba en los distintos pozos ya que estos eran realizados por distintas empresas y esto resultaba muy engorroso a la hora de visualizar este conjunto de datos en gráficos. Por dicha razón, se procedió a utilizar un criterio para agrupar las distintas litologías reconocidas en las descripciones petrográficas en litologías más generales (Tabla 8).

Específico	General
Marga	Marga (M)
Mudstone	Caliza (C)
Wackestone	
Packstone	
Grainstone	
Limolita Arenosa	Limolita Arenosa (LA)
Fangolita Silícea	Fangolita Silícea (FS)
Fangolita Carbonática	Fangolita Carbonática (FC)
Fangolita Arcillosa	Fangolita Arcillosa (FA)

Tabla 8: Simplificación de la litología para la descripción petrográfica.

4.2.1.5 Perfiles de pozo

Estos datos fueron cargados al programa de procesamientos de datos.

A continuación, en la tabla 9, se muestra la disponibilidad de los distintos perfiles de pozos utilizados en este trabajo y los intervalos en los que estos poseen datos.

Pozo	DT/DTC/DTCO	DTSM/DTSXX	GR	GR Espectral	GR EDTC
P001	[2468 - 2788]	[2468 - 2595] [2597 - 2788]	[2468 - 2788]	[2468 - 2788]	[2468 - 2530] [2580 - 2788]
P002	[2349.3 - 2916.9]	[2343.8 - 2740]	[2349.3 - 2903.3]	[2280 - 2349.3]	-
P003	[2320 - 2750]	[2320 - 2750]	[2320 - 2750]	-	[2320 - 2750]
P004	[2026 - 2595]	-	[2364 - 2595]	-	-
P005	[2024 - 3026]	-	[2096 - 3026]	-	-
P006	[2758 - 3018]	-	[2758 - 3018]	-	-
Pozo	Densidad	Resistividad Profunda	SP	Caliper	Bit Size
P001	[2468 - 2788]	[2468 - 2788]	[2468 - 2788]	[2468 - 2788]	[2468 - 2788]
P002	-	[2343.8 - 2923]	[2280 - 2923]	[2350 - 2923]	[2350 - 2923]
P003	[2320 - 2750]	[2320 - 2750]	-	-	-
P004	[2364 - 2595]	[2026 - 2595]	[2026 - 2595]	[2026 - 2595]	-
P005	[2024 - 3026]	[2024 - 3026]	[2024 - 3026]	[2024 - 3026]	[2024 - 3026]
P006	[2758 - 3018]	[2758 - 3018]	[2758 - 3018]	[2758 - 3018]	[2758 - 3018]

Tabla 9: Disponibilidad de perfiles. Donde: DT, DTC y DTCO son *delta-T compresional*; DTSM es *delta T shear*; DTSXX es *XX dipole flexural shear*; GR es *gamma ray*; GR EDTC es *gamma ray con corrección ambiental*; densidad es *bulk density*; y SP es potencial espontáneo.

Se realizaron las modificaciones que se detallan a continuación:

- En el pozo P001 se le restó la cantidad de uranio en ppm al GR EDTC mediante la siguiente ecuación:

$$CGR = GR\ EDTC - (8 * Uranio)$$

Esto se realizó con el objetivo de poder visualizar al GR sin la influencia del uranio y poder obtener una mejor correlación con el porcentaje de arcillas presentes.

- En el pozo P002 la curva del SP es resultado de la unión de dos curvas las cuales tienen una superposición de 12.7 m.

4.2.2 Cálculo de índice de fragilidad (BI) y fragilidad promedio (BA)

Para el cálculo de índice de fragilidad se utilizaron tres métodos distintos los cuales se van a explicar detalladamente a continuación. La razón por la cual se utilizaron tres métodos distintos para calcular la fragilidad de las rocas es que dos de estos son muy similares y en consecuencia también lo son los resultados que estos arrojan, en cambio el tercer método tiene un enfoque distinto y los resultados no son similares. Por estas razones, se procede a integrar los valores obtenidos en los tres métodos para la identificación de los intervalos frágiles.

4.2.2.1 Cálculo utilizando la mineralogía y la geoquímica

Para realizar el cálculo de índice de fragilidad (BI) a partir de datos mineralógicos y geoquímicos se pueden utilizar tanto la fórmula de Jarvie (2007) como la de Wang y Gale (2009).

$$BI_{\text{Jarvie (2007)}} = \frac{Qz}{Qz+Ca+Cly}$$

$$BI_{\text{Wang (2009)}} = \frac{Qz+Dol}{Qz+Dol+Ca+Cly+COT\%}$$

Donde:

- Qz es cuarzo en % de peso.
- Dol es dolomita en % de peso.
- Ca es calcita en % de peso.
- Cly es arcilla en % de peso.
- COT% es carbono total orgánico en % de peso.

Se realizó una tabla en el programa de hoja de cálculo abarcando todos estos datos en donde estaban disponibles y se realizaron gráficos de BI vs Profundidad para todos los pozos. Los intervalos que carecían de datos de COT% obtenidos a través de análisis geoquímicos fueron completados con datos puntuales de COT% obtenidos a través del método Passey *et al.* (1990). En el pozo P002 en donde los datos de mineralogía y geoquímica no coincidían en cuanto a su profundidad se realizaron intervalos de valores de COT% y se promediaron estos para obtener un valor representativo de dicho intervalo y que a la vez coincidan con los intervalos de datos mineralógicos.

Para el cálculo de BI mediante estos dos métodos se utilizó tanto el programa de hoja de cálculo como el programa de procesamientos de datos ya que ambos fueron útiles para la construcción de distintos gráficos.

4.2.2.2 Cálculo utilizando perfiles de pozos (densidad, sísmico compresional y sísmico shear)

Éste cálculo se basa en la premisa de que a partir de los perfiles de densidad, sísmico compresional (DT, DTC y DTCO) y sísmico shear (DTSM y DTSXX) se pueden obtener los módulos de Young (YM) y coeficiente de Poisson (PR) los cuales son claves para obtener valores de fragilidad promedio (BA) de las rocas analizadas.

Este cálculo fue realizado solamente en los pozos P001 y P003 debido a la ausencia de los perfiles sísmicos shear en el resto de los mismos. Para el cálculo del índice de fragilidad se utilizó la función de calculadora de curvas del programa de procesamiento de datos y se utilizaron las siguientes fórmulas:

R: Relación DTS/DTC. Sin dimensión.

$$R = \frac{DTS}{DTC}$$

VSS: Velocidad shear [Km/s]

$$VSS = \frac{1000}{DTS * 3.28084}$$

G: Módulo de shear [GPa]

$$G = Densidad * VSS^2$$

PR: Coeficiente de Poisson. Sin dimensión.

$$PR = \frac{0.5 * R^2 - 1}{R^2 - 1}$$

YM: Módulo de Young [Mpsi]

$$YM = (2 * G * (1 + PR)) * 0.14503773773$$

El término brittleness average (BA) o fragilidad promedio traducido al español, fue propuesto por Grieser y Bray (2007) como una relación empírica entre el coeficiente de Poisson y el módulo de Young para diferenciar entre rocas dúctiles y frágiles. La hipótesis es que las rocas dúctiles exhiben módulo de Young bajo y alto coeficiente de Poisson, mientras que las rocas frágiles exhiben módulo de Young de moderado a alto y coeficiente de Poisson bajo. Grieser y Bray (2007) normalizan al módulo de Young y al coeficiente de Poisson a través de las siguientes fórmulas:

$$YM_{brittleness} = \frac{YM - YM_{min}}{YM_{max} - YM_{min}}$$

$$PR_{brittleness} = \frac{PR - PR_{max}}{PR_{min} - PR_{max}}$$

$$BA = \frac{|YM_{brittleness} - PR_{brittleness}|}{2}$$

Utilizando los datos de YM y PR se tomaron dos caminos. El primero consistió en utilizar las fórmulas de Grieser y Bray (2007) utilizando el criterio de clasificación usado por Fernández Rojas *et al.* (2016) en donde un valor igual o mayor al 40% implica que la roca es apropiada para ser sometida a un proceso de fractura hidráulica. El segundo consistió en representar los datos de YM y PR en un gráfico propuesto por Perez y Marfurt (2014) quien clasifica a la roca de acuerdo a los dos parámetros nombrados en dúctiles, menos dúctiles, menos frágiles y frágiles. En la siguiente tabla se muestran los valores

máximos para el PR para la clasificación de las rocas en el gráfico de Perez y Marfurt (2014) (Tabla 10).

Comportamiento Mecánico	Valor PR Máximo
Frágil	0.27
Menos Frágil	0.3
Menos Dúctil	0.33
Dúctil	> 0.33

Tabla 10: Valores máximos de PR para la zonación de las propiedades mecánicas según Perez y Marfurt (2014).

La expresión gráfica de estos parámetros puede verse en la figura 20, como otra forma de mostrar las zonaciones de fragilidad/ductilidad, diseño de forma triangular que es similar al descrito por Perez y Marfurt (op.cit) para su caso de estudio -Barnett Shale-. Esta formación ha sido extensamente investigada y el autor antes mencionado propone como una clasificación mejorada a la expresada en las zonaciones, esta nueva representación gráfica que permite clasificar las calizas y shale en términos de los parámetros mecánicos de YM y PR (Fig.20). Por lo tanto los valores determinados para el P001 quedan expresados en la figura 22, allí las shale se encuentran en un rango de 20 - 50 GPa para el YM y para PR de 0,14 - 0.36; las calizas se hallan en valores de YM entre 50 y 80 GPa y RP de 0.22 y 0.34. En la figura 21 se representan estos parámetros donde se contempla la nube de datos distribuidos en las zonaciones de fragilidad/ductilidad.

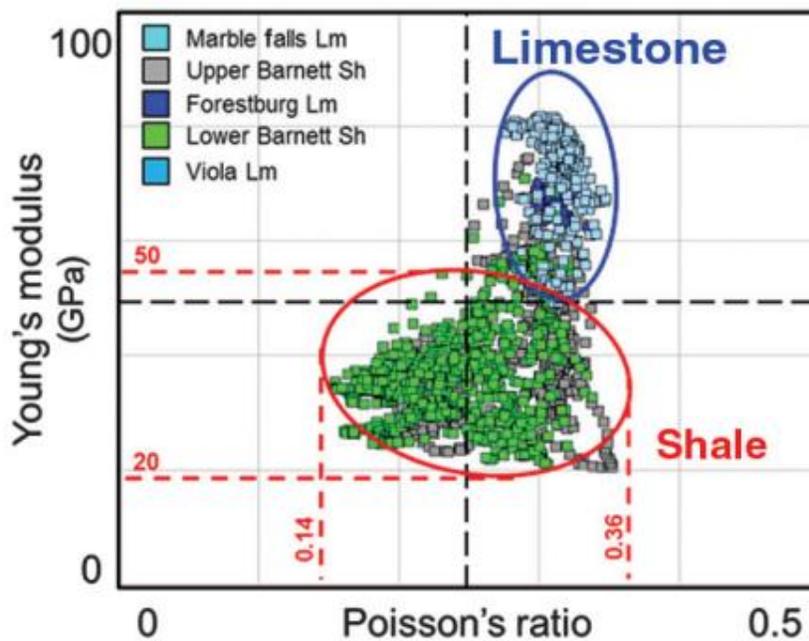


Figura 20: Gráfico que muestra la posición que tomarían los shales y calizas reconocidas mundialmente teniendo en cuenta el YM y el PR (Perez y Marfurt 2014).

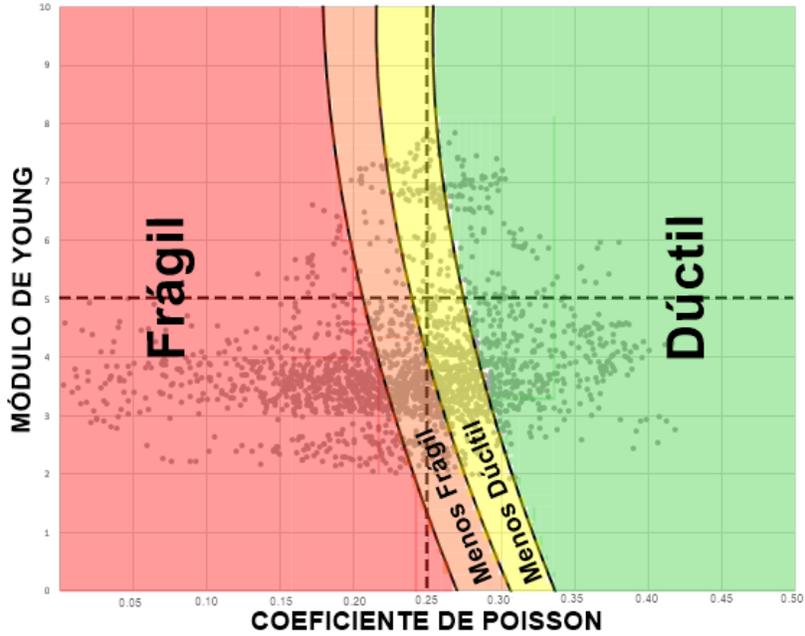


Figura 21: Gráfico PR vs YM que muestra el comportamiento mecánico de las rocas según los parámetros nombrados. (Extraído de Perez y Marfurt (2014))

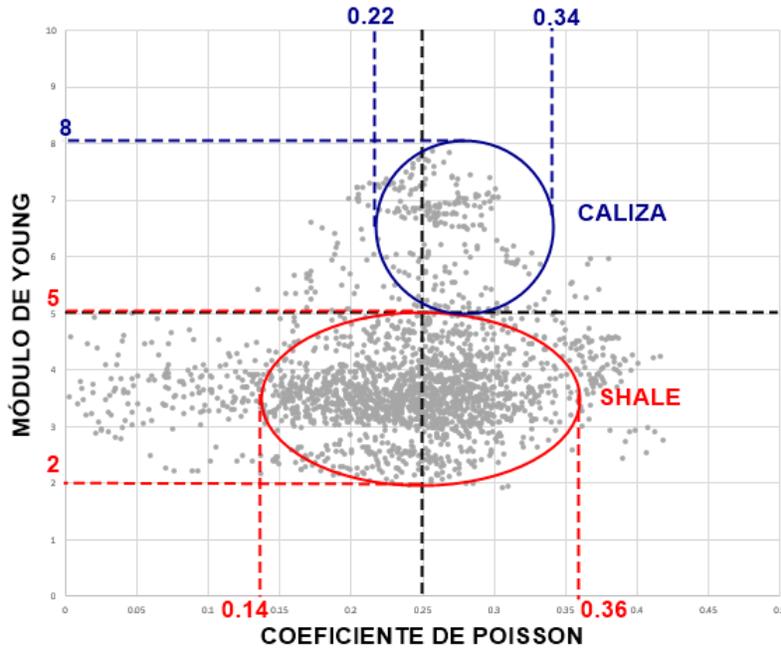


Figura 22: Gráfico de YM vs PR utilizando datos obtenidos en la Fm. Vaca Muerta en el P001 (Modificado de Perez y Marfurt 2014).

En este pozo fue posible, al igual que en el P001, representar estos parámetros en la figura 23 donde se contempla una nube de datos distribuidos en las zonaciones de fragilidad/ductilidad. De la misma manera se clasificaron las litologías con YM y PR (Fig.

24) allí las shale se encuentran en un rango de 2.3 y 5 GPa para el YM y para PR de 0.12 y 0.37; las calizas se hallan en valores de YM entre 5 y 9.5 GPa y RP de 0.25 y 0.35.

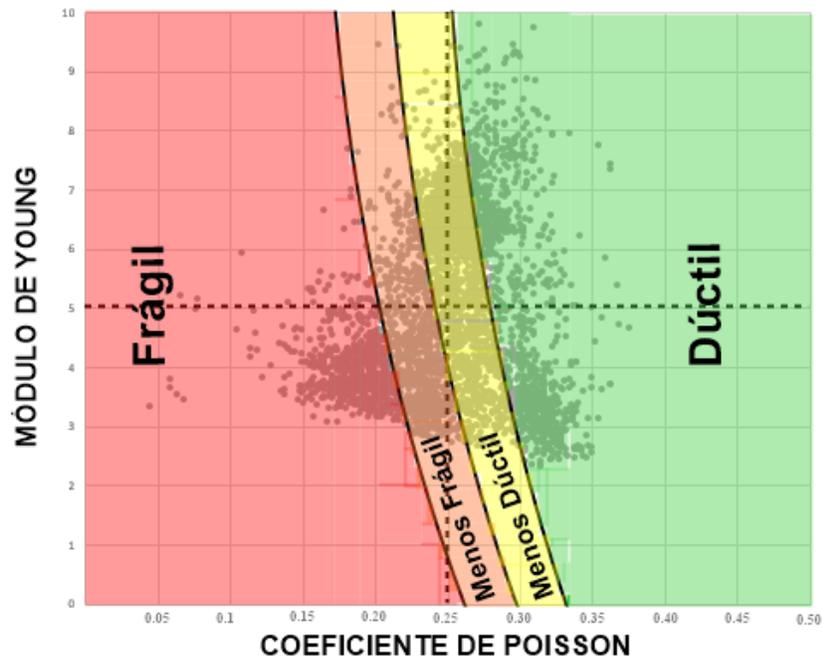


Figura 23: Gráfico PR vs YM que muestra el comportamiento mecánico de las rocas según los parámetros nombrados. (Extraído de Perez y Marfurt (2014))

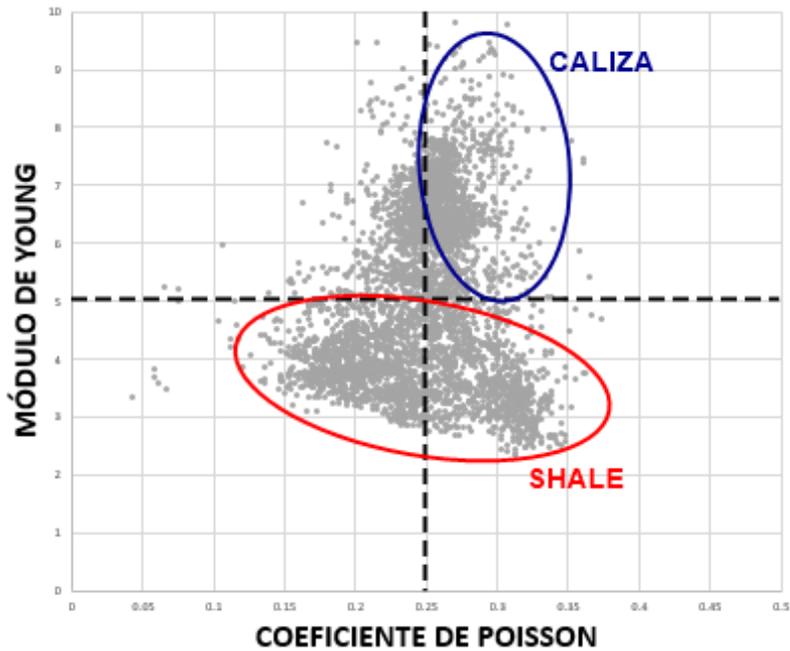


Figura 24: Gráfico de YM vs PR utilizando datos obtenidos en la Fm. Vaca Muerta en el P003 (Modificado de Perez y Marfurt 2014).

4.2.3 Cálculo de COT% a partir de los perfiles sónicos y de resistividad: método de “ $\Delta \log R$ ” de Passey *et al.* (1990)

Ya que los datos geoquímicos otorgados, en este caso se analizan los de COT%, no están presentes en toda la profundidad de la Fm. Vaca Muerta se hizo necesario aplicar un método que permitiera obtener esta información.

En consecuencia, se procedió a aplicar el método de $\Delta \log R$ de Passey *et al.* (1990) quien propone que la presencia de materia orgánica queda evidenciada por la respuesta de los registros de tiempo de tránsito compresional y resistividad. El método está explicado detalladamente en la sección de fundamentos teóricos.

Una vez que el par de curvas se encuentran convenientemente escaladas se define la línea de base de concordancia entre ambas curvas pertenecientes a intervalos no generadores de rocas de grano fino. Ya definido el nivel de base, quedan en evidencia los niveles ricos en materia orgánica y se puede establecer la separación entre las curvas ($\Delta \log R$) a través de la siguiente ecuación:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline})$$

Donde:

- $\Delta \log R$ = separación de los registros medida en ciclos logarítmicos
- R = lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm.m)
- $R_{baseline}$ = resistividad de la base (ohm.m)
- Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- $\Delta t_{baseline}$ = tiempo de tránsito de la base ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)
- 0.02 constante dada por la relación $-50 \mu/\text{pie}$ por ciclo de resistividad

Una vez calculado el $\Delta \log R$, se procede a utilizar la siguiente ecuación lineal para obtener el valor del COT%. La ecuación se presenta a continuación:

$$COT\% = (\Delta \log R) 10^{(2.297 - (0.1688 * LOM))}$$

- COT% = medido en % en peso
- LOM = nivel de metamorfismo orgánico

Para este trabajo se recurrió a aplicar esta última ecuación utilizando dos valores de LOM (9 y 10) obteniendo, lógicamente, resultados diferentes los cuales fueron analizados a través de variables estadísticas como el promedio de la diferencia y la varianza de la diferencia entre los valores de COT% de laboratorio y los valores de COT% obtenidos a través de este método. Sobre esto se profundizará en la sección número 5, resultados.

Los valores utilizados para los distintos pozos son expuestos a continuación (Tabla 11):

Pozo	R Nivel de Base [ohm.m]	Δt Nivel de Base [$\mu\text{seg}/\text{pie}$]
P001	4.8176	78.9777
P002	5.7215	84.0382
P003	5.0545	86.9972
P004	11.0085	67.3931
P005	4.7059	67.3931
P006	7.7979	82.2046

Tabla 11: Datos utilizados para aplicar el método.

Para realizar los cálculos necesarios para aplicar este método y para graficar los resultados obtenidos se utilizó la herramienta de calculadora del programa de procesamiento de datos.

Para cinco de los seis pozos analizados en este trabajo se compararon los valores de COT%, obtenidos a partir de la utilización de la técnica de $\Delta \log R$, con los datos de COT% obtenidos en laboratorio (ver anexo figuras 55 – 59). A continuación, en la tabla 12, se muestran los valores de LOM utilizados en los pozos, el desvío estándar (σ) de la diferencia entre los valores de COT% obtenidos por el método de Passey *et al.*, 1990 y los valores de laboratorio expresado en valor absoluto, la media (μ) de los mismos valores y el número de muestras (N). La μ representa el valor promedio de todas las muestras analizadas, por lo tanto nos indica cual es el promedio de la diferencia entre los valores de COT% obtenidos por el método y los valores de laboratorio expresado en valor absoluto, mientras que el σ representa el grado de dispersión de los datos con respecto a la media, en otras palabras es la variación esperada con respecto a la μ .

En el caso del pozo P002 no se realizó la comparación entre los datos de laboratorio y los resultados obtenidos a través del método de Passey *et al.* 1990 debido a que el espesor de la Fm. Vaca Muerta que abarcan los datos de laboratorio representa solamente el 1,55% del espesor total de la formación; motivo por el que no se justificó la aplicación del método de Passey *et al.* 1990.

POZO	P001	P002	P003	P004	P005	P006
LOM	9	10	10	10	10	10
μ de la diferencia (% peso)	1.42	-	1.06	1.59	1	1.63
σ de la diferencia (% peso)	± 1.24	-	± 0.89	± 0.9	± 0.82	± 0.77
N	37	-	38	12	25	12

Tabla 12: Tabla que muestra el LOM seleccionado en los cálculos, desvío estándar de la diferencia y número de muestras utilizadas.

En todos los casos se pudo advertir una buena correlación entre los datos de laboratorio y los resultados obtenidos a través del método de Passey *et al.* 1990.

En la tabla 13 se puede observar los valores extremos de los intervalos dentro de los cuales se encuentran los valores obtenidos a través de la diferencia entre el COT% de laboratorio y el COT% obtenido a través del método de Passey *et al.* 1990 con porcentajes de confianza asociados.

POZO	Rango	Valor Mínimo	Valor Máximo	Confianza
P001	$\mu \pm \sigma$	0.18	2.66	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-1.06	3.9	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-2.3	5.14	99.70%
P002	$\mu \pm \sigma$	-	-	-
	$\mu \pm 2\sigma$	-	-	-
	$\mu \pm 3\sigma$	-	-	-
P003	$\mu \pm \sigma$	0.17	1.95	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-0.72	2.84	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-1.61	3.73	99.70%
P004	$\mu \pm \sigma$	0.69	2.49	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-0.21	3.39	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-1.11	4.29	99.70%
P005	$\mu \pm \sigma$	0.18	1.82	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-0.64	2.64	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-1.46	3.46	99.70%
P006	$\mu \pm \sigma$	0.88	2.42	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	0.11	3.19	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-0.66	3.96	99.70%

Tabla 13: Agrupados por pozos, se muestran los valores de los intervalos con porcentajes de confianza asociados.

Los valores de la tabla 13 fueron interpretados tal como se mostrará a continuación utilizando los resultados del pozo P005 en donde $\mu= 1\%$ y $\sigma= \pm 0.82\%$. Se referirá a la diferencia entre los valores de COT% de laboratorio y de COT% obtenidos por el método de Passey *et al.* 1990 con el término observaciones.

- Aproximadamente el 68.3% de las observaciones se encuentran dentro del intervalo entre 0.18% y 1.82%.
- Aproximadamente el 95.40% de las observaciones se encuentran dentro del intervalo entre -0.64% y 2.64%.
- Aproximadamente el 99.70% de las observaciones se encuentra dentro del intervalo entre -1.46% y 2.42%.

De manera análoga se pueden interpretar los resultados para los restantes pozos.

Otra manera de analizar los resultados que resulta útil es a través de gráficos de intervalo de error (% de peso) vs. N en donde puede advertir la cantidad de muestras que corresponden a cada intervalo de error. Estos gráficos ayudan a visualizar con qué

frecuencia la diferencia entre el COT% de laboratorio y el COT% obtenido a través de Passey *et al.* (1990) se encuentran dentro de valores aceptables [0, 1.5].

Para el pozo P001 el 70.23% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

Para el pozo P003 el 76.31% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

Para el pozo P004 el 50% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

Para el pozo P005 el 80% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

Para el pozo P006 el 50% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

La figura 25 muestra un gráfico de número de muestras vs Intervalo de error (% en peso) que resume para todos los pozos la cantidad de muestras que se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable y cuáles no. En promedio, un 70,16% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

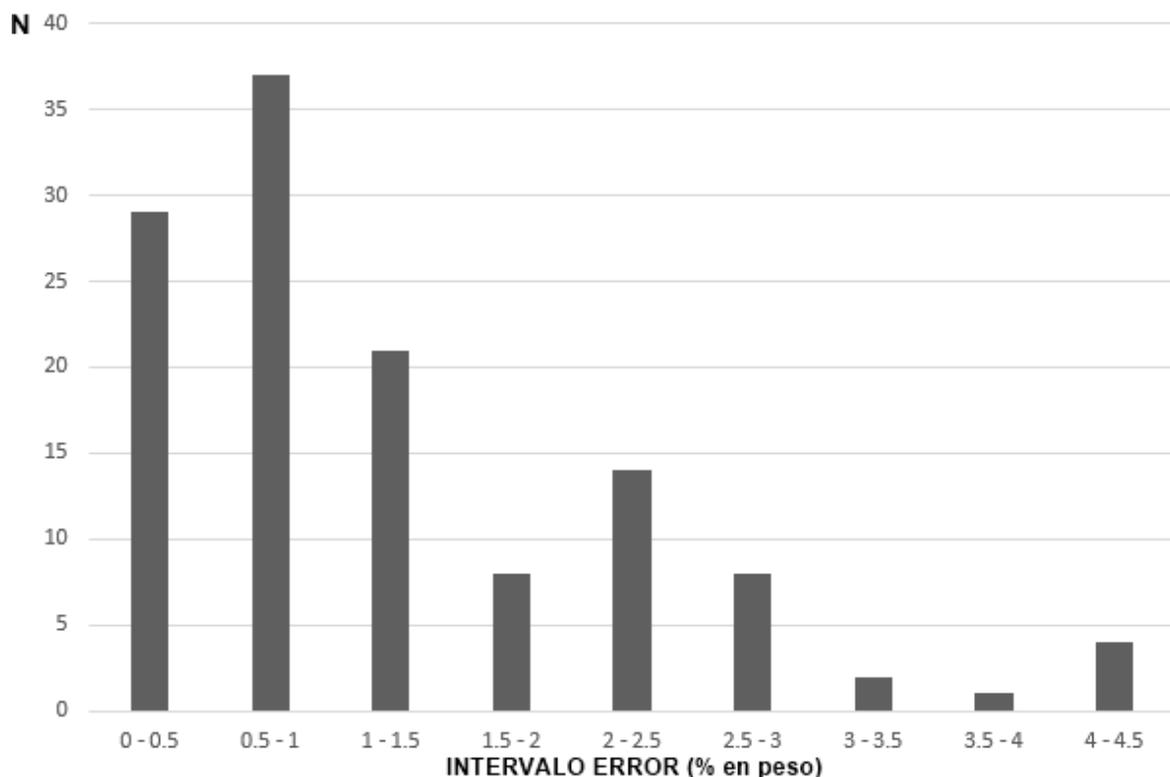


Figura 25: Gráfico de N vs Intervalo error (% en peso) para todos los pozos.

4.2.4 Cálculo de volumen de arcillas (V_{sh}) utilizando rayos gamma

Al contemplar las tablas 6 y 7 se puede deducir que los datos mineralógicos no cubren toda la profundidad de la Fm. Vaca Muerta en todos los pozos por lo que resulta necesario aplicar métodos que nos permitan complementar esta incógnita.

De esta manera, se procedió a utilizar la fórmula de IGR (índice de *gamma ray*). El primer paso es definir el valor de línea base de las arenas y de las arcillas. Luego, en relación a los valores leídos de GR se obtiene el IGR, cuya fórmula se muestra a continuación:

$$IGR = \frac{GR_{leído} - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}}$$

Donde:

- IGR = índice de rayos gamma.
- GR_{máx} = rayo gamma leído en la zona de arcilla.
- GR_{min} = rayo gamma leído en la zona de arena.
- GR_{leído} = rayo gamma puntual del registro.

A partir de los resultados obtenidos se utilizó la fórmula de Larionov (1969) para el cálculo del V_{sh} , la cual se muestra a continuación:

$$V_{sh} = 0.33(2^{(2 \cdot IGR)} - 1)$$

Es importante aclarar que la aplicación de este método de cálculo de volumen de arcillas no fue igual en todos los pozos, esto dependía casi exclusivamente de como el contenido de materia orgánica distorsionaba a los registros de *rayo gamma* debido a su relación con el contenido de uranio. Básicamente, se modificaban los valores de escala de representación de la curva de GR, que en estos casos son coincidentes con los valores de zona de arcilla y de zona de arenas para que los valores del GR sean correlacionables con los % de arcillas de datos puntuales y de esta manera nos otorgue valores más confiables en aquel sector del pozo en donde no hubiera ningún dato.

En el caso del pozo P001 se obtuvo el CGR el cual es la curva del GR sin la influencia del uranio (Sección 4.2.1.5). De esta manera se utilizaron los mismos valores de zona de arcillas y zonas de arenas en toda la columna.

En el caso del pozo P002 es necesario establecer distintos valores de zona de arcillas y zonas de arenas en el intervalo de [2370 – 2430 mbbp] con respecto al resto del pozo ya que el alto contenido de materia orgánica en ese intervalo distorsiona las lecturas del GR.

En el pozo P003 resulta innecesario aplicar el método ya que todo el pozo posee valores de % de arcillas obtenidas en laboratorio.

Tanto en los pozos P004, P005 y P006 fue necesario establecer distintos valores de zona de arcillas y zonas de arenas en la base de estos con respecto a la base del pozo ya que el alto contenido de materia orgánica en ese intervalo distorsiona las lecturas del GR. En el pozo P004 se realizó en el intervalo [2560 – 2590 mbbp], en el pozo P005 en el intervalo [2950 – 3026 mbbp] y en el pozo P006 en el intervalo [2950 – 3018 mbbp].

Es importante conocer el volumen de arcilla pues aporta información sobre el comportamiento mecánico de la roca. El anexo contiene gráficos de los resultados de la aplicación del método explicado en esta sección. (ver anexo figuras 50 – 54)

A continuación, en la Tabla 14 se muestra la media (μ) de la diferencia entre los valores de arcillas DRX de datos puntuales y los obtenidos utilizando la fórmula de IGR y Larionov (1969), el desvío estándar (σ) de los mismos valores y el número de muestras.

La μ representa el valor promedio de todas las muestras analizadas, por lo tanto nos indica cual es el promedio de la diferencia entre los valores obtenidos utilizando la fórmula de IGR y Larionov (1969), mientras que el σ representa el grado de dispersión de los datos con respecto a la media, en otras palabras es la variación esperada con respecto a la μ .

POZO	P001	P002	P003	P004	P005	P006
μ de la diferencia (% Vsh)	4.23	7.94	-	2.52	4.18	3.56
σ de la diferencia (% Vsh)	±4.3	±6.93	-	±2.8	±3.7	±5.63
N	52	24	-	3	25	3

Tabla 14: Tabla que muestra el promedio de la diferencia, el desvío estándar de la misma y el número de muestras.

Como se puede advertir en la tabla 14, hay valores de σ que son mayores que los de μ . Esto se debe básicamente a la presencia de valores extremos los cuales afectan al σ el cual es susceptible a este tipo de valores. Por valores extremos se refiere a valores que se encuentran alejados de la μ y generan distorsión en el resultado final de la σ .

En la tabla 15 se puede contemplar los valores extremos de los intervalos dentro de los cuales se encuentran los valores obtenidos a través de la diferencia entre el contenido de arcillas totales de DRX y el Vsh% obtenido a través de las ecuaciones de Larionov (1969) con porcentajes de confianza asociados.

POZO	Rango	Valor Mínimo	Valor Máximo	Confianza
P001	$\mu \pm \sigma$	-0.07	8.54	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-4.37	12.84	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-8.67	17.14	99.70%
P002	$\mu \pm \sigma$	1.01	14.88	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-5.92	21.81	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-12.85	28.74	99.70%
P003	$\mu \pm \sigma$	-	-	-
	$\mu \pm 2\sigma$	-	-	-
	$\mu \pm 3\sigma$	-	-	-
P004	$\mu \pm \sigma$	-0.28	5.32	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-3.09	8.13	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-5.89	10.93	99.70%
P005	$\mu \pm \sigma$	0.48	7.89	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-3.23	11.6	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-6.93	15.3	99.70%
P006	$\mu \pm \sigma$	-2.07	9.19	68.30%
	$\mu \pm 2\sigma$	-7.7	14.82	95.40%
	$\mu \pm 3\sigma$	-13.33	20.45	99.70%

Tabla 15: Agrupados por pozos, se muestran los valores de los intervalos con porcentajes de confianza asociados.

Los valores de la tabla 15 fueron interpretados tal como se mostrará a continuación utilizando los resultados del pozo P005 en donde $\mu = 4.18\%$ y $\sigma = \pm 3.71\%$. Se referirá a la diferencia entre los valores de arcillas totales de DRX y de VSH% obtenidos a través de la ecuación de Larionov (1969) con el término observaciones.

- Aproximadamente el 68.3% de las observaciones se encuentran dentro del intervalo entre 0.48% y 7.89%.
- Aproximadamente el 95.40% de las observaciones se encuentran dentro del intervalo entre -3.23% y 11.6%.
- Aproximadamente el 99.70% de las observaciones se encuentra dentro del intervalo entre -6.93% y 15.3%.

De manera análoga se pueden interpretar los resultados para los restantes pozos.

Otra manera de analizar los resultados que resulta útil es a través de gráficos de intervalo de error (% de peso) vs. N en donde se puede contemplar la cantidad de muestras que corresponden a cada intervalo de error. Este gráfico ayuda a visualizar con qué frecuencia la diferencia entre los valores de arcillas totales de DRX y de Vsh% obtenidos a través de la ecuación de Larionov (1969) se encuentran dentro de valores aceptables [0, 10].

La figura 26 muestra un gráfico de número de muestras vs intervalo de error (% en peso) que resume para todos los pozos la cantidad de muestras que se encuentran dentro de un

intervalo de error aceptable y cuáles no. En promedio, un 90,38% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable.

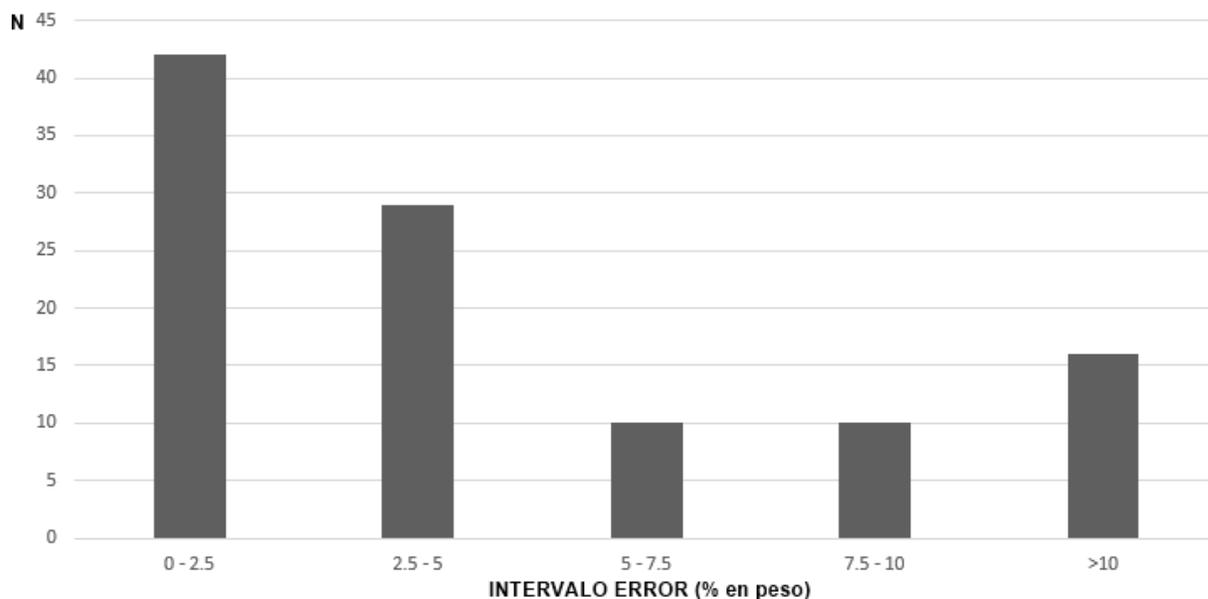


Figura 26: Gráfico de N vs Intervalo error (% en peso) para todos los pozos.

A continuación, en la tabla 16, se muestra los porcentajes de muestras dentro del intervalo de error aceptable para todos los pozos.

Pozo	% de muestras dentro del intervalo de error
P001	90,38%
P003	70,83%
P004	100%
P005	88%
P006	66%

Tabla 16: Porcentajes de muestras dentro del intervalo de confianza para todos los pozos.

4.2.5 Análisis estratigráfico

La heterogeneidad de las rocas de la Fm. Vaca Muerta tiene relación directa con las variaciones del nivel de base, que quedan determinadas en el desarrollo de las litofacies, propiedades geoquímicas y en consecuencia en los registros eléctricos.

A través de perfiles de GR, Z y COT% calculado a través del método Passey *et al.* (1990) se reconocieron ciclos transgresivos regresivos de alta frecuencia (GRP's) para los pozos P001, P003, P004, P005 y P006 siguiendo la propuesta de Slatt y Rodriguez (2012). Es importante mencionar que Z fue calculado utilizando los perfiles sísmicos y de densidad siempre y cuando estuvieran disponibles. Las ecuaciones para obtener a Z son las siguientes:

$$Vp = 304810/\Delta t$$

Donde:

- Vp = Velocidad de las ondas compresionales [m/s].
- Δt = Tiempo de tránsito medido por el perfil sónico DT o DTCO [μ s/pie].

$$Z = Vp * \rho$$

- ρ = Densidad de la roca medido con el perfil de densidad [g/cm³]

El cortejo transgresivo o “transgressive system track” (TST) por lo general está asociado a un enriquecimiento de materia orgánica (COT% > 3%) y con respuesta en perfil de valores altos de GR y bajo Z. Seguido por un cortejo de mar alto/ regresivo o “regressive system track” (RTS), con empobrecimiento de materia orgánica, que se refleja con lecturas medias a bajas de GR y media a alta Z.

4.2.6 Análisis de COT% utilizando los resultados de Passey *et al.* (1990) y correlación de niveles ricos en materia orgánica

Este análisis se realizó teniendo en cuenta los resultados obtenidos a través del método de Passey *et al.* (1990) en donde en cada pozo se obtuvieron distintos intervalos de riqueza orgánica (COT > 3%). Cada intervalo de riqueza orgánica fue asociado a un GRP en el cual el ciclo transgresivo era coincidente en profundidad. De esta manera, salvo los dos intervalos superiores del pozo P002, cada intervalo tenía un GRP asociado y de esta manera se pudo realizar la correlación (ver resultados Fig. 43).

4.3 Litofacies observadas en los informes otorgados

La información de las litofacies de los pozos en estudio fue analizada y sintetizada de la siguiente forma:

P001

Con el objetivo de realizar una comparación sintética entre las microfacies carbonosas, las cuales poseen > 3% de COT, con las que poseen < 3% de COT% (no carbonosas), se presenta a continuación la Tabla 17 en donde se agrupan todas las microfacies no carbonosas y las carbonosas. Esta tabla agrupa a las microfacies y las describe de manera resumida a partir de composición mineralógica (DRX), COT% de perfil (obtenido mediante el método Passey *et al.* (1990) y la respuesta de los perfiles de GR y de U. Los intervalos que corresponden a microfacies carbonosas son aquellas que presentan valores de GR > 130°API y valores de U > 8 ppm, en cambio, todas aquellas microfacies que tengan valores de GR < 130°API y valores de U < 8ppm.

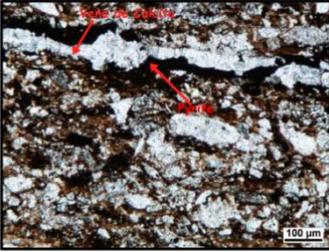
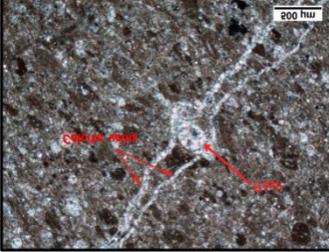
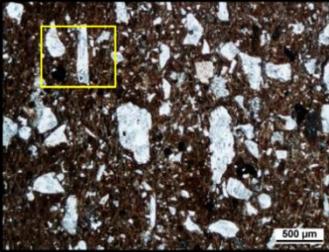
Facies	Corte Petrográfico	DRX	COT% Perfil Promedio	Respuesta de Perfiles
Fangolitas Silíceas no Carbonosas		40% < QFM > 60% 5% < Carb. > 35% 10% < M.A > 35%	2.55	GR < 130 °API U < 8 ppm
Fangolitas Silíceas Carbonosas		40% < QFM > 60% 5% < Carb. > 35% 10% < M.A > 35%	3.18	GR > 130 °API U > 8 ppm
Fangolitas Carbonáticas no Carbonosas		10% < QFM > 40% 45% < Carb. > 95% 5% < M.A > 20%	2.83	GR < 130 °API U < 8 ppm
Fangolitas Carbonáticas Carbonosas		10% < QFM > 40% 45% < Carb. > 95% 5% < M.A > 20%	3.73	GR > 130 °API U > 8 ppm
Fangolitas Arcillosas no Carbonosas		25% < QFM > 40% 0% < Carb. > 10% 55% < M.A > 70%	2.18	GR < 130 °API U < 8 ppm

Tabla 17: Síntesis de las características de las litofacies de fangolitas para el pozo P001. (Imágenes obtenidas del informe de Total Austral S.A., 2012).

Facies	Características Generales	DRX	COT% Perfil Promedio	Respuesta de Perfiles
Limolita Arenosa	Color marrón grisáceo, moderadamente compacto y masivo. Pocas inclusiones líticas.	SD% < QFM > SD% SD% < Carb. > SD% SD% < M.A > SD%	1.66	GR < 130 °API U < 8 ppm
Marga	Color marrón oscuro, moderadamente compacta y masiva. Fractura irregular y escasas inclusiones de mica.	SD% < QFM > SD% SD% < Carb. > SD% SD% < M.A > SD%	2.43	GR < 130 °API U > 8 ppm

Tabla 18: Síntesis de las características de las litofacies de limoarcilita arenosa y marga para el pozo P001.

P002

Facies	Características Generales	DRX	COT% Perfil Promedio Y Respuesta del GR
Fangolitas Carbonáticas	Color gris castaño, masiva, fractura irregular y en bloque, inclusiones de arenisca muy fina, poco compacta.	37% < QFM > 41% 5% < Carb. > 10% 46% < M.A > 56%	COT% = 0% GR < 100°API
Fangolitas Arcillosas	Color negro grisáceo, masiva, fractura irregular subplanar, moderada reacción calcárea, compacta.	33% < QFM > 37% 5% < Carb. > 7% 55% < M.A > 59%	0% < COT% < 1% GR < 90°API
Margas	Color negro grisáceo, negro castaño, masiva con fractura irregular y en bloque, aisladas inclusiones arenosas muy finas. Posee características que cambian conforme la profundidad*.	23% < QFM > 57% 17% < Carb. > 39% 26% < M.A > 50%	0.1% < COT% < 9.5% 50°API < GR < 150°API
Caliza	Gris claro, masiva, fractura irregular, líticos cuarzosos, poco compacta	QFM = 57% Carb. = 17% M.A = 26%	0.1% < COT% < 2.1% GR < 90°API

Tabla 19: Síntesis de las características de las litofacies para el pozo P002.

Margas*:

- Desde los 2309 mbbp hasta los 2320 mbbp aparecen, fisuras rellenas con calcita en diente de perro.
- Desde los 2349 mbbp hasta los 2439 mbbp presenta laminación incipiente y aspecto bituminoso.
- Desde los 2540 mbbp muestran leve dolomitización.
- Desde los 2565 mbbp muestra venas de relleno de calcita. (Fig. 27)
- Desde los 2703 mbbp muestra micropirita y aislados restos bituminosos.
- Desde los 2892 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta (2920 mbbp) se aprecia pirita diseminada. En esta secuencia se presentan dos intervalos carbonosos con altos valores de GR > 130°API los cuales se extienden desde 2895.1 mbbp hasta 2896.1 mbbp y desde 2898 mbbp hasta 2899 mbbp con valores promedio de COT% de perfil de 2.97% y 3.95%, respectivamente.

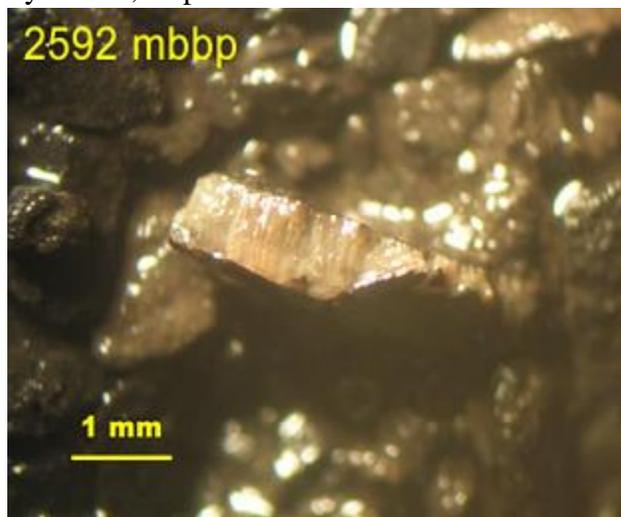


Figura 27: Calcita de relleno de fisura (diente de perro) en marga a 2592 mbbp. (Imagen obtenida del informe de Well Log).

P004:

Facies	Características Generales	DRX	COT% Perfil Promedio Y Respuesta del GR
Fangolitas Arcillosas	Color gris oscura, micácea y compacta.	SD% < QFM > SD% SD% < Carb. > SD% SD% < M.A > SD%	0% < COT% < 1,56% GR < SD
Margas	Color gris oscura, arenosa, muy plástica y compacta.*	35% < QFM > 37% 18% < Carb. > 21% 36% < M.A > 40%	0.1% < COT% < 5.6% 103°API < GR < 235°API
Caliza	Color gris blanquecina y plástica	QFM = SD Carb. = SD M.A = SD	0.1% < COT% < 2.1% GR < SD

Tabla 20: Síntesis de las características de las litofacies para el pozo P004.

Margas*:

- Desde los 2147 mbbp se observan láminas de mica.
- El intervalo que se encuentra entre los 2257 mbbp y 2599 mbbp se trata de una potente secuencia de margas gris oscura, las cuales son muy bituminosas desde los 2392 mbbp hasta 2599 mbbp, presentan fósiles desde los 2257 mbbp hasta los 2353 mbbp y presenta láminas de mica en los intervalos que están entre 2383 mbbp y 2404 mbbp y entre 2506 mbbp y 2554 mbbp. El intervalo que se encuentra entre 2561.9 mbbp y 2584.8 mbbp está caracterizado por un valor promedio de GR = 200 °API y de COT de perfil = 3.98% y es considerado como un intervalo carbonoso. En este pozo se utiliza como valor límite a 200 °API dado que el perfil de GR posee una sobrevaloración de la radioactividad natural de la formación.

P005

Facies	Características Generales	DRX	COT% Perfil Promedio Y Respuesta del GR
Fangolitas Arcillosas	Color gris oscura, micácea y compacta.	SD% < QFM > SD% SD% < Carb. > SD% SD% < M.A > SD%	0% < COT% < 3.6% GR < 100° API
Margas	Color gris oscura, arenosa, muy plástica y compacta.*	24% < QFM > 37% 21% < Carb. > 39% 28% < M.A > 44%	0.1% < COT% < 6.7% 75° API < GR < 190° API
Caliza	Castañas grisáceas, masiva y compacta.	QFM = SD Carb. = SD M.A = SD	0.1% < COT% < 2.1% GR < 100° API

Tabla 21: Síntesis de las características de las litofacies para el pozo P005.

Margas*:

- A partir de los 2713 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta se encuentra una capa potente de margas gris oscura, con presencia de motas y relleno de calcita en microfisuras y aspecto bituminoso.
- El intervalo que se encuentra entre los 2911.7 mbbp y 2913.2 mbbp está caracterizado por un valor promedio de GR de 133.29 °API y 3.38% de COT% por lo que es interpretado como un intervalo carbonoso al igual que el intervalo que se encuentra entre los 2919.4 mbbp y los 2920.7 mbbp el cual presenta valores promedios de GR de 133.29 °API y 3.27% de COT%.

El intervalo que se extiende desde los 2921 hasta los 3020 mbbp fue caracterizada con mayor detalle utilizando las descripciones petrográficas y cortes delgados del “Estudio litológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de microscopía electrónica”.

Fangolitas Bioclásticas: Poseen un 63% de matriz compuesta de calcimicrítica, arcillas recristalizadas y materia orgánica, 20% de clastos, 14% de cemento y 3% de porosidad. Los clastos son de tamaño limo hasta arena muy fina y corresponden a bioclastos (radiolarios y fragmentos de moluscos muy escasos y restos de bioclastos indeterminados) angulares a subangulares, cuarzo frecuente y presencia de feldespatos (mayormente plagioclasas). La calcita aparece como reemplazo en los bioclastos y como relleno de microfisuras. La presencia de pirita es frecuente en la materia orgánica (Figuras 28 y 29). Esta facies se extiende desde los 2921 mbbp hasta los 2957 mbbp.

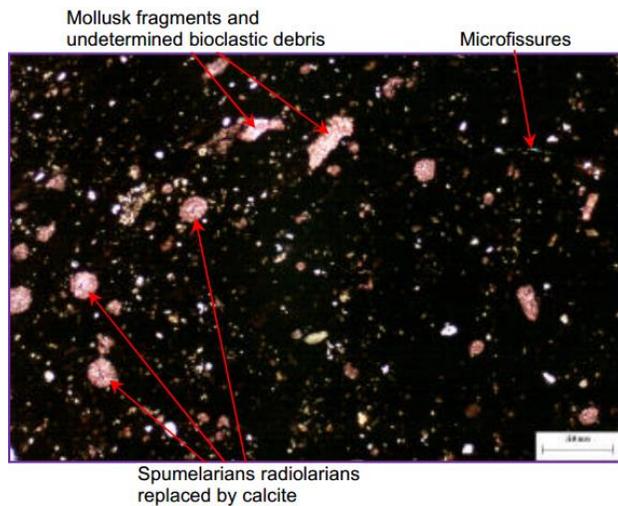


Figura 28: Corte delgado de la fangolita bioclástica. nicoles paralelos a 2921 mbbp. (Imagen obtenida del informe de Apache Energía Argentina).

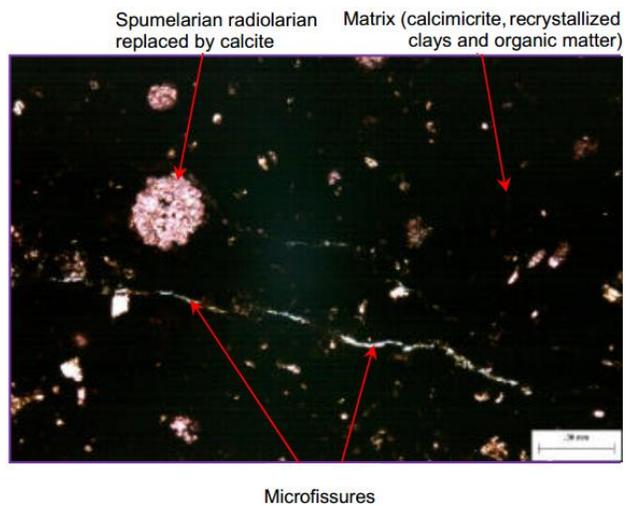


Figura 29: Corte delgado de la fangolita bioclástica. nicoles paralelos a 2921 mbbp. (Imagen obtenida del informe de Apache Energía Argentina).

Mudstones bioclásticos con limolitas subordinadas: Están compuestos por 48 - 67% de matriz (calcimicrita, arcillas recrystalizadas y materia orgánica), 25 - 26% de clastos, 6 - 24% de cemento/reemplazo y 2 - 4% de porosidad. Los clastos son de tamaño limo a arena muy fina, angulosos a subangulosos, representados por dominantes bioclastos (radiolarios y muy escasos a subordinados fragmentos de moluscos y restos de bioclastos no determinados), frecuente cuarzo y presencia de feldespatos (plagioclasas y muy escasos feldespatos potásicos). Calcita y en una muestra muy escasa dolomita como reemplazo de bioclastos. Presencia de microfisuras rellenas con calcita (Figuras 28 y 29). Frecuente a abundante materia orgánica y presencia de pirita. Esta facies se extiende desde los 2957 mbbp hasta los 3020 mbbp.

El intervalo que se encuentra entre los 2990.2 mbbp y los 3023.3 mbbp poseen valores promedios de GR de 152.1 °API y 3.18% de COT% por lo que es interpretado como un intervalo carbonoso.

P006

Facies	Características Generales	DRX	COT% Perfil Promedio Y Respuesta del GR
Fangolitas Arcillosas	Color gris oscura consolidadas	SD% < QFM > SD% SD% < Carb. > SD% SD% < M.A > SD%	1.8% < COT% < 2.3% GR < 100°API
Margas	Color gris oscuras, poco consolidadas y bituminosa.*	32% < QFM > 38% 16% < Carb. > 23% 35% < M.A > 49%	0.1% < COT% < 5.6% 90°API < GR < 160°API

Tabla 22: Síntesis de las características de las litofacies para el pozo P006.

Margas*:

- El intervalo que se encuentra entre 2987.7 mbbp hasta los 2991.8 mbbp se caracteriza por poseer valores promedio de GR de 130 °API y 3.64% de COT% por lo que se lo considera como un intervalo carbonoso.
- Desde los 3005.36 mbbp hasta los 3012.21 mbbp se caracteriza por poseer valores promedio de GR de 136 °API y 3.46% de COT% por lo que este intervalo es considerado como carbonoso.

Las profundidades de los intervalos en donde se encuentra cada litofacies deben ser consultadas en la sección resultados y litofacies.

5 RESULTADOS

5.1 Litofacies

A continuación se muestran para los cinco pozos que tienen información de litología disponible las distintas litofacies que fueron interpretadas.

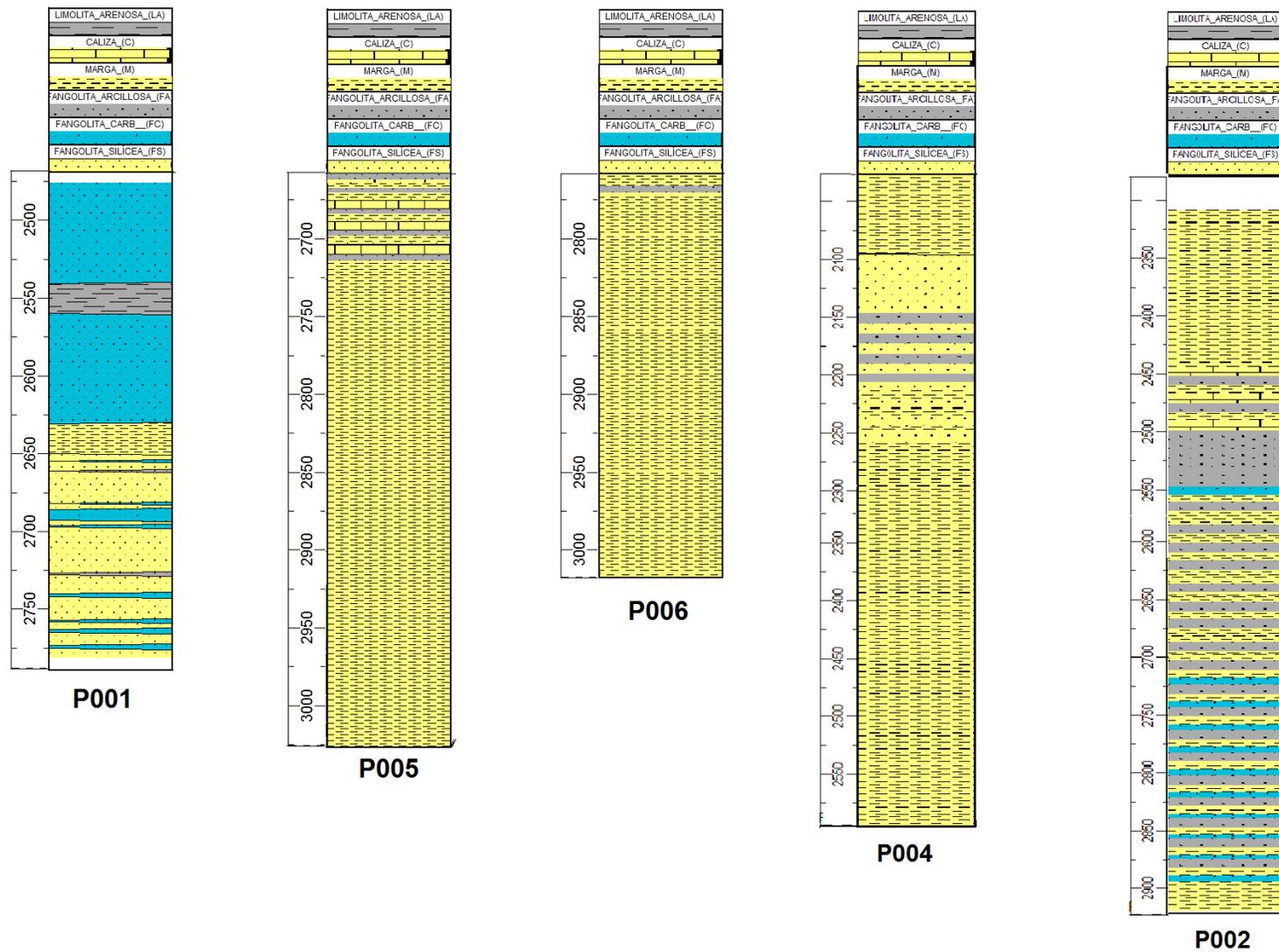


Figura 30: Litofacies para los pozos P001, P005, P006, P004 y P002.

Pozo P001: En la sección inferior predominan las fangolitas silíceas con intercalaciones de delgados niveles de FC y FA, y en la superior las litofacies de fangolitas carbonáticas (FC) intercaladas con facies de fangolitas arcillosas (FA) y margas (M).

Pozo P002: Desde base hasta los 2900 mbbp se presenta la litofacies M. Desde los 2900 mbbp hasta los 2725 mbbp una intercalación entre niveles de FA, M y FC. Le sigue un intervalo con intercalaciones de litofacies M y FA que va desde los 2725 mbbp hasta los 2550 mbbp. Luego, un intervalo de FA de 50 m de espesor y otro intervalo de 50 m de espesor con intercalaciones de niveles de C, M y FA. Culmina hacia el techo del intervalo analizado con una potente litofacies de M.

Pozo P004: Desde la base hasta los 2250 mbbp la formación está caracterizada por la presencia predominante de litofacies M. Desde los 2250 mbbp hasta los 2100 mbbp está conformada por intercalaciones de litofacies FS, M y FA. Luego hasta el techo de la formación se encuentra un intervalo en donde predomina la litofacie de M.

Pozo P005: Desde la base hasta los 2715 mbbp predominan las litofacies de M. Hacia el tope de la formación hay una intercalación de litofacies C, FA y M.

Pozo P006: se desarrolla una intercalación de litofacies M y FA en donde la primera predomina con claridad.

La interpretación de las litofacies en la sección basal de los pozos P004, P005 y P006 no permitió realizar una discriminación que permita mostrar la verdadera ciclicidad de las litologías en dichas secciones.

5.2 Cálculo de Vsh a través de las formulas de IGR y Larionov (1969)

El cálculo del Vsh es una metodología factible de ser aplicada ya que el tratamiento estadístico de los datos indica que entre el 70 y el 90% de las muestras se encuentran dentro de un intervalo de error aceptable. Por lo tanto, comparado con los datos obtenidos por DRX es una metodología que se justifica de ser utilizada con el fin de profundizar en el conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas (ver anexo figuras 50 – 54).

5.3 Mineralogía

La composición mineralógica total y fracción arcilla fueron representados en columnas en función de la profundidad (ver en análisis integral figuras 44 - 49). Por otra parte, se graficaron en un diagrama ternario (Gamero Díaz, 2012) las composiciones sobre muestra total con el fin de ajustar la denominación de las litofacies (Fig. 31).

Pozo P001: La composición mineralógica sobre muestra total - arcillas totales, carbonatos totales y cuarzo + feldespatos - permitieron diferenciar intervalos que se correlacionan con la litología.

Se observó un predominio de contenido de cuarzo + feldespatos (9 – 58%) y subordinados carbonatos y arcillas. Esta relación se vio modificada por la intercalación de delgados niveles donde predomina el carbonato (70% promedio) coincidente con la

litología. La pirita no muestra variación con la profundidad y presenta un valor promedio del 3%.

El mineral arcilloso predominante en todo el tramo analizado es la illita (70% promedio), subordinado un IE I/S (10% promedio) y que solo aumenta hasta un 80% coincidente con la presencia de los delgados niveles de fangolitas carbonáticas. La presencia de clorita no mostró una tendencia determinada con la profundidad y se halló en valores promedio del 10%, no pudiéndose asociar a una litología en particular.

Según la clasificación de Gamero Díaz (2012) la litología correspondiente a fangolitas silíceas –fangolitas silíceas mixtas - predomina en la parte superior e inferior del pozo. Esta relación de los componentes minerales se vio modificada por la intercalación poco frecuente de delgados niveles de fangolita arcillosa y limolita arcillosa -fangolitas mixtas- y fangolitas carbonáticas que se clasifican como fangolitas silíceo-carbonáticas y fangolitas carbonáticas ricas en sílice (Fig. 31).

Pozo P002: La composición mineralógica sobre muestra total -arcillas totales, carbonatos totales y cuarzo + feldespatos- permitieron diferenciar tres intervalos que se correlacionan con la litología.

- 2300 – 2400 mbbp arcilla (35 - 50%) – carbonato (23 - 39%) – cuarzo + feldespatos (23 – 37%) – pirita (1%). Asociado a la litofacies marga.
- 2400 – 2460 mbbp cuarzo + feldespatos (42 – 57%) – arcilla (26 – 47%) – carbonato (10 – 17%) - pirita (1%). En este caso continúa la litofacies representada por margas y los últimos 20m se encuentran las fangolitas carbonáticas.
- 2460 – 2750 mbbp arcilla (41 - 68%) – cuarzo + feldespatos. (28 – 46%) – carbonato (2 – 23%) – pirita (1%). Esta asociación mineral está relacionada a las litofacies de marga como predominante, fangolita carbonática y fangolita arcillosa.

Así mismo los minerales arcillosos no mostraron zonaciones a lo largo del tramo estudiado. Se observó como principal mineral arcilloso illita (hasta 66%), caolinita (hasta 47%), I/S que disminuye con la profundidad y en menor proporción la presencia de clorita (6% de promedio).

Según la clasificación de Gamero Díaz (2012) en la parte superior e inferior las margas se clasifican como fangolitas mixtas, el sector medio donde alternan las fangolitas carbonáticas con rocas carbonáticas se incluyeron en el grupo de fangolitas silíceas arcillosas, fangolitas arcillosas mixtas, fangolitas arcillosas ricas en sílice (Fig. 31).

Pozo P003: Se pudieron diferenciar dos intervalos.

- 2320 – 2400 mbbp cuarzo + feldespatos (46 - 60%) – carbonato (33 – 47%) – arcilla (4 – 7%) – pirita (0%)
- 2400 – Base carbonatos (87 -33%) – cuarzo + feldespatos (8 – 64%) – arcilla (1 – 12%) – pirita (0%)

Los minerales arcillosos mostraron zonaciones a lo largo del tramo estudiado. Se observó que la illita aumenta su presencia a costa de la reducción del porcentaje de la esmectita. Se puede ver que la esmectita presenta porcentajes de hasta 48% hacia el tope de la Fm. Vaca Muerta y hacia la base alcanza el 8%. Por el contrario, la illita presenta los porcentajes más bajos hacia el tope alcanzando el 11% y los porcentajes más altos cercanos a la base alcanzando el 59%. La caolinita disminuye con el aumento de la profundidad mostrando porcentajes de hasta 22% en el tope de la Fm. Vaca Muerta y de hasta 2% en la base. El IE I/S no muestra zonación a lo largo del tramo estudiado y presenta porcentajes que van desde 11 a 45%.

Según la clasificación de Gamero Díaz (2012) hay un predominio de carbonatos representado por fangolita carbonática ricas en sílice, fangolitas carbonato - silíceas, fangolitas silíceo - carbonáticas y calizas según la clasificación de Gamero Díaz (2012) (Fig. 31).

Pozo P004: Hay pocos datos, no se muestran zonaciones en la mineralogía, y la única litofacies presente es la marga.

- Desde los 2464 hasta los 2590 mbbp los porcentajes promedios son los siguientes.
Arcillas (38%) – cuarzo + feldespatos (36%) – carbonatos (20%) – pirita (6%)

Las margas se clasificaron como fangolitas mixtas (Gamero Díaz, 2012) (Fig.31).

Pozo P005: La composición mineralógica sobre muestra total -arcillas totales, carbonatos totales y cuarzo + feldespato- permitieron diferenciar dos intervalos, en una litofacies representada por marga.

- 2753 – 2960 mbbp arcillas (44 – 28%) – carbonatos (39 – 21%) – cuarzo + feldespato (35 – 27%) – pirita (5 – 1%)
- 2960 – 3032 mbbp cuarzo + feldespato (37 – 31%) – arcillas (36 – 28%) – carbonatos (32 – 26%) – pirita (4 – 5%)

El IE I/S se presenta como el mineral con mayor predominancia en la porción de la columna que contiene datos de arcillas discriminadas con un promedio de 78%. Tanto la clorita como la illita presentan zonación en la cual el contenido de estas disminuye hacia la base de la Fm. Vaca Muerta. El IE clorita/esmectita es el mineral con menos presencia dentro de la columna.

Según la clasificación Gamero Díaz (2012) todo el tramo estudiado se definió como marga y se incluyeron en el campo de las fangolitas mixtas (Fig. 31).

Pozo P006: La composición mineralógica sobre muestra total -arcillas totales, carbonatos totales y cuarzo + feldespato- permitieron diferenciar dos intervalos, y la única litofacies presente es la marga.

- 2830 – 2930 mbbp arcillas (49%) – cuarzo + feldespato (33%) – carbonatos (16%) – pirita (2%)

- 2930 – 3000 mbbp cuarzo + feldespato (38%) – arcilla (35%) – carbonato (23%) – pirita (3%)
- 3000 – 3020 mbbp arcillas (38%) – cuarzo + feldespato (37%) – carbonato (20%) – pirita (5%)

Según la clasificación Gamero Díaz (2012) la litología está representada por una alternancia de margas y fangolitas arcillosas y se clasificó como fangolitas mixtas (Fig.31).

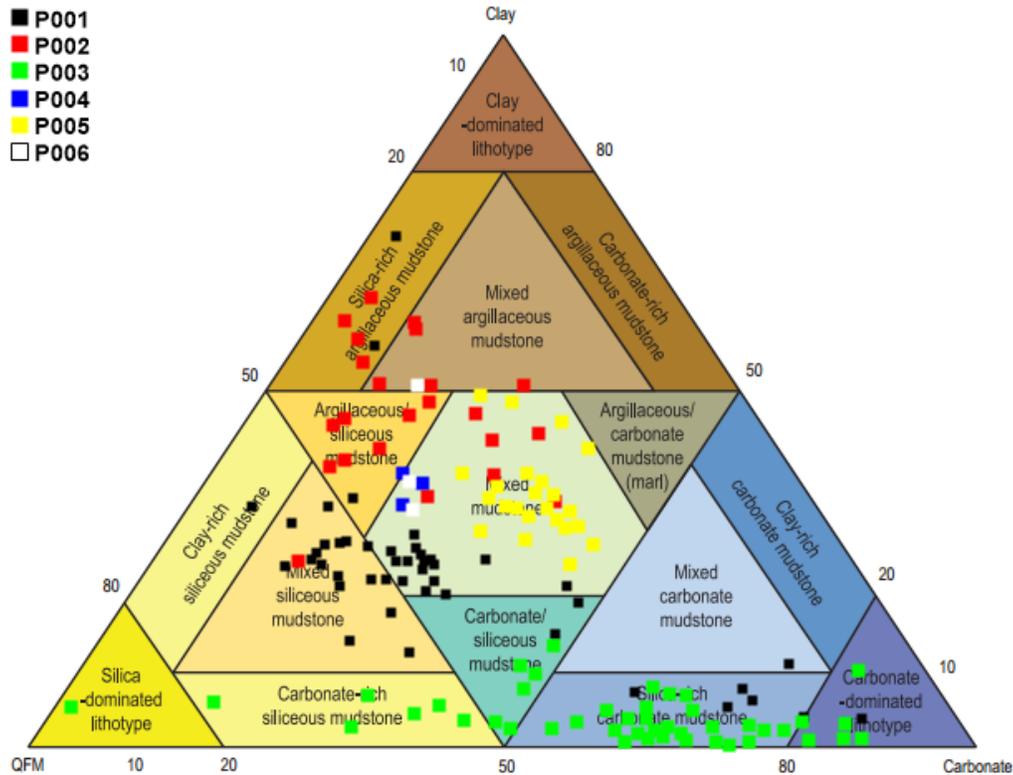


Figura 31: Diagrama triangular para todos los pozos (Gamero Díaz, 2012).

5.4 COT% calculado a través del método de Passey *et al.* (1990)

Teniendo en cuenta los datos obtenidos de la tabla 12, tabla 13 y los gráficos de Intervalo error vs. número de muestras (Fig.25) (ver en metodología) se puede concluir que son consistentes entre estos parámetros, esto quiere decir que en aquellos pozos en donde μ y σ mostraban valores favorables, también lo hacían los porcentajes de muestras dentro del intervalo de error aceptable como por ejemplo los pozos P001, P003 y P005. Además, en los pozos P004 y P006 en donde los valores de μ son relativamente más elevados los porcentajes de muestras dentro del intervalo de error aceptable es muy bajo llegando al 50%.

Sin embargo, los valores del σ en los seis pozos es menor a $\pm 1.24\%$ por lo que resultan muy favorables y comparándolos con los valores de σ obtenidos por el método de Passey *et al.* (1990) se ha logrado un mejor ajuste. Los resultados de la aplicación del método pueden observarse en las figuras 55 a 59 en el anexo.

5.5 Índice de fragilidad

P001

En el tramo que va desde los 2650 mbbp y hasta la base 2725 mbbp, se obtuvieron valores similares para BI_J y BI_W con una predominancia de intervalos menos frágiles ($0.32 < BI < 0.48$) intercalados con niveles frágiles ($BI > 0.48$) y menos dúctiles ($0.16 < BI < 0.32$). Desde los 2725 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta sigue la predominancia de intervalos menos frágiles pero con una mayor participación de niveles frágiles. En general, el BI_J y BI_W , están asociados al contenido de cuarzo y de cuarzo y dolomita, respectivamente. Presentan moderada heterogeneidad a lo largo de la formación analizada (Fig. 32).

El BA (fragilidad promedio) pudo ser calculado desde los 2468 mbbp hasta los 2585 mbbp y desde los 2597 mbbp hasta los 2788 mbbp. En el primer tramo se observaron intercalaciones entre tramos dúctiles y frágiles y a partir de los 2530 mbbp hasta los 2585 mbbp se observó una clara respuesta frágil en cuanto al comportamiento geomecánico de las rocas. El segundo tramo es predominantemente dúctil, sin embargo se advierten delgados niveles frágiles que no superan los 3 m de espesor (Fig. 32).

Utilizando la clasificación de Perez y Marfurt (2014) se obtuvieron resultados en donde puede observarse que hay intercalaciones entre tramos más y menos frágiles, más y menos dúctiles con predominancia de intervalos predominantemente frágiles a lo largo de toda la columna (Fig. 32).

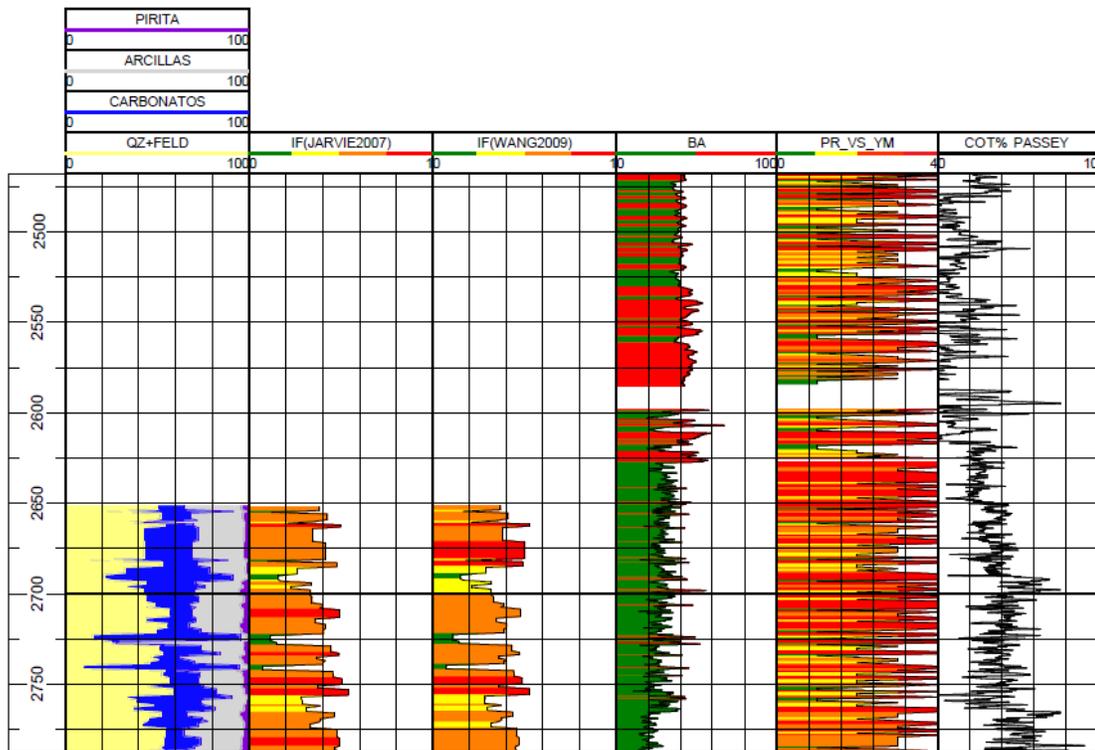


Figura 32: Índice de fragilidad para el pozo P001.

P002

En el tramo entre los 2300 - 2750 mbbp se hallaron valores similares para BI_j y BI_w . Se determinó un tramo frágil ($BI < 0.48$) entre los 2400 - 2455 mbbp, un intervalo menos frágil ($0.32 < BI < 0.48$) desde los 2455 mbbp hasta los 2520 mbbp. El resto del pozo mostró predominio de valores correspondientes a menos dúctil ($0.16 < BI < 0.32$) (Fig. 33). No se pudo determinar BA.

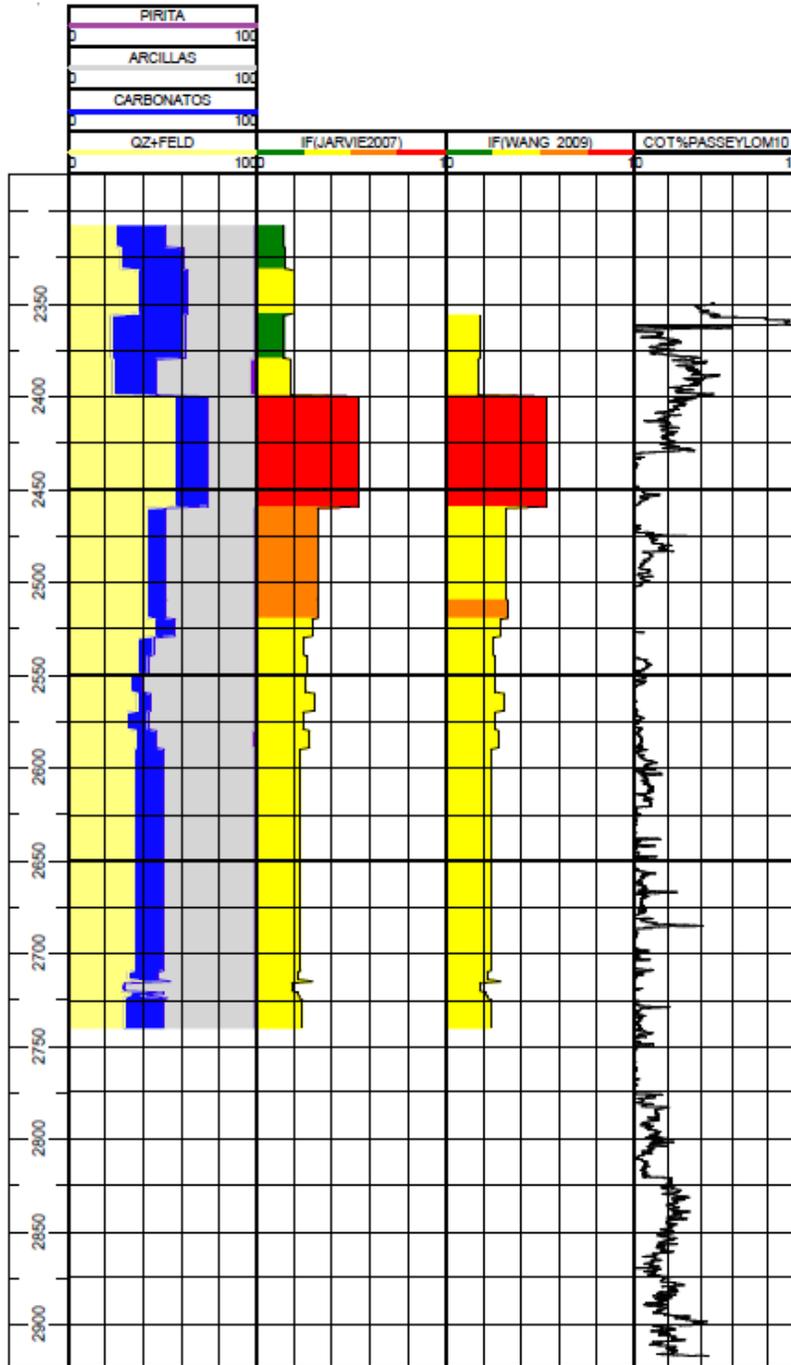


Figura 33: Índice de fragilidad para el pozo P002.

P003

Se pudieron comparar los índices en el mismo tramo y se observó que:

BI_J y BI_w son similares desde boca de pozo hasta los 2400 mbbp donde se determinó como menos frágil ($0.32 < BI < 0.48$) y en el resto de la columna una alternancia entre menos dúctil ($0.16 < BI < 0.32$) y menos frágil ($0.32 < BI < 0.48$) con predominio del primero. Entre los 2730 mbbp y los 2740 mbbp se encuentra un intervalo de valores altos de fragilidad el cual contrasta con la predominancia de intervalos menos frágiles y menos dúctiles que se da a lo largo de toda la columna (Fig.34).

El BA en el intervalo que va desde los 2325 mbbp hasta los 2475 mbbp muestra una intercalación de niveles frágiles y dúctiles mientras que en el intervalo que va desde los 2475 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta se observa una clara predominancia de un comportamiento mecánico del tipo dúctil por parte de la roca con intercalaciones delgadas de niveles frágiles (Fig.34).

Los resultados obtenidos fueron clasificados según Perez y Marfurt (2014) en donde se puede observar que hay intercalaciones entre tramos frágiles, menos frágiles, menos dúctiles desde los 2325 mbbp hasta los 2370 mbbp. Sigue un intervalo que va desde los 2370 mbbp hasta los 2520 mbbp en donde se observan intercalaciones entre niveles dúctiles y menos dúctiles. A partir de los 2520 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta predomina el comportamiento frágil con intercalaciones de niveles menos frágiles (Fig. 34).

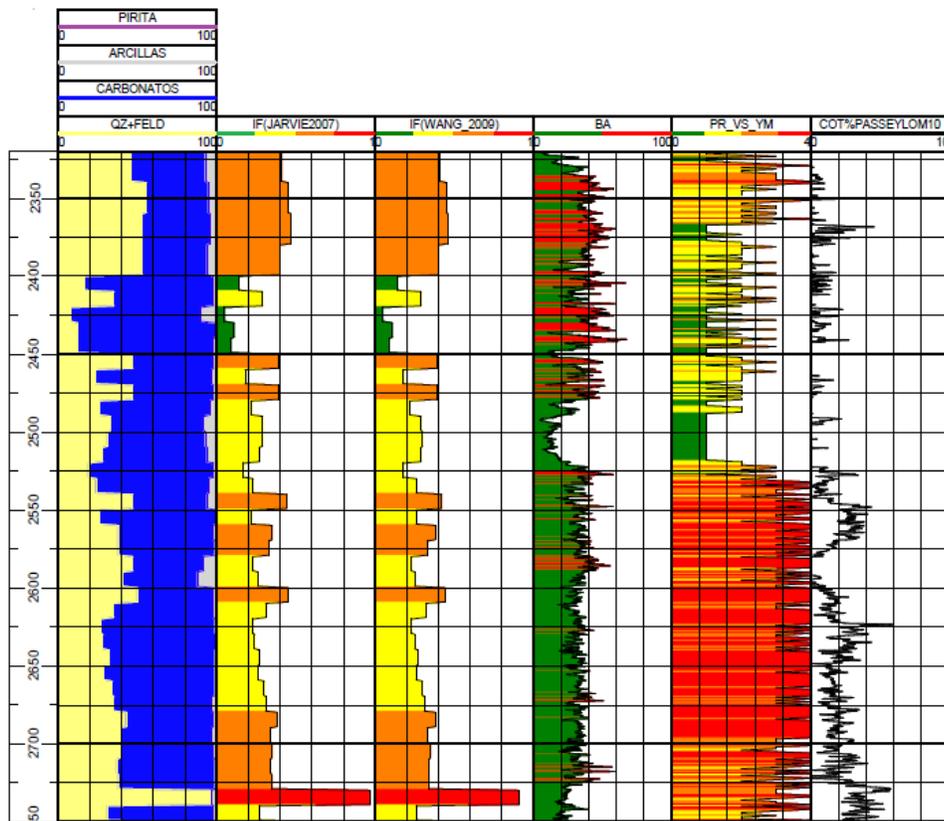


Figura 34: Índice de fragilidad para el pozo P003.

P004

Solo se pudieron determinar las propiedades geomecánicas a partir de BI_J y BI_W para tres intervalos los cuales son menos dúctiles.

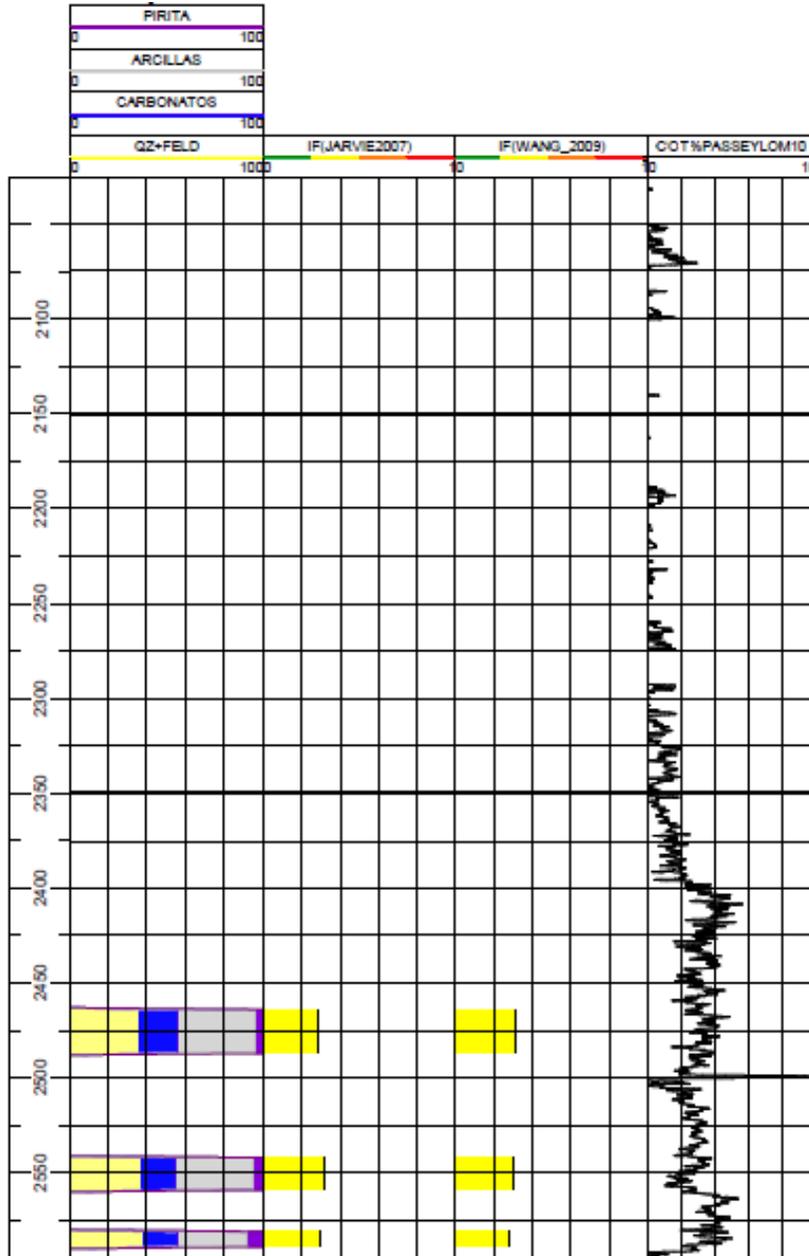


Figura 35: Índice de fragilidad para el pozo P004.

P005

Desde los 2755 y hasta los 3025 mbbp se clasificó como menos dúctil ($0.16 < BI < 0.32$) según BI_J y BI_W . Asociado a la composición mineralógica donde los tres componentes se hallan en proporciones similares (hasta 30%). No se pudo calcular BA.

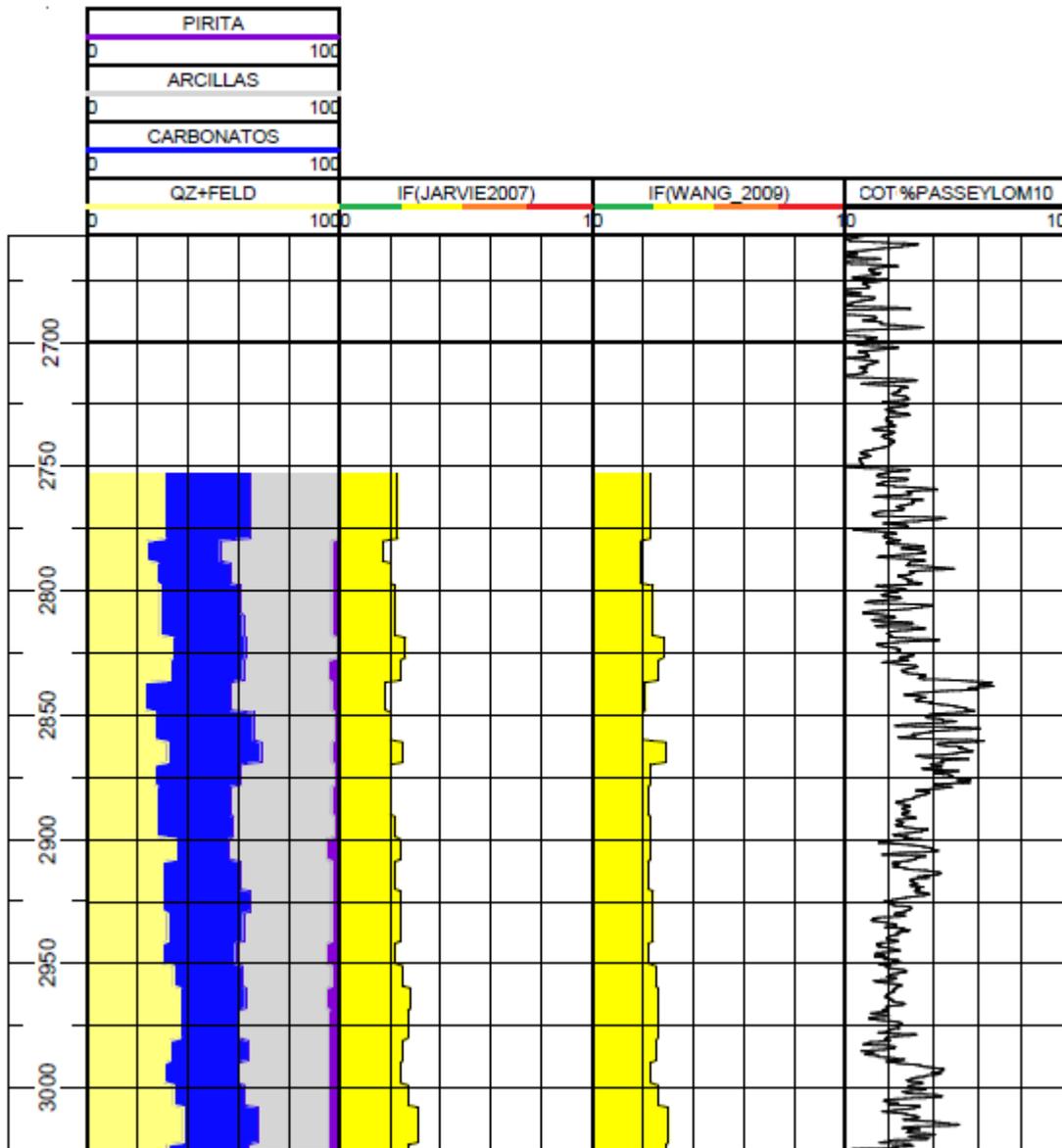


Figura 36: Índice de fragilidad para el pozo P005.

P006

Solo se pudo determinar cómo menos dúctil para BI_I y BI_w. Aquí predominan arcilla y cuarzo por sobre el carbonato. No se pudo calcular BA.

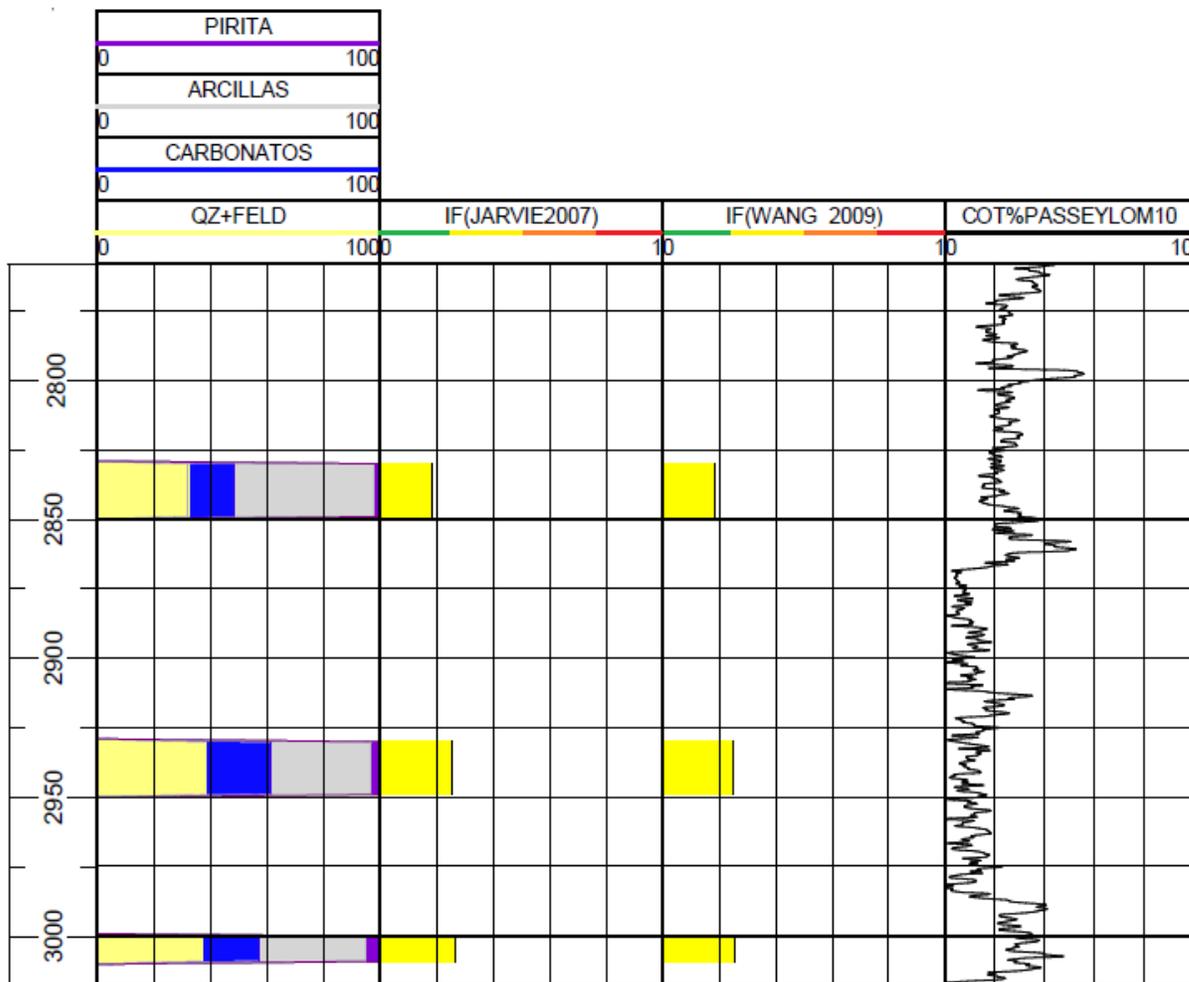


Figura 37: Índice de fragilidad para el pozo P006.

5.6 Análisis estratigráfico

Al no poseer datos para el cálculo de Z en el pozo P002 no fue posible realizar el análisis estratigráfico que se desarrolla en esta sección.

P001

Se definieron 12 GRP's que se describen desde la base al techo de la siguiente manera: En la base dominan los ciclos transgresivos con altos contenidos de materia orgánica y valores altos de GR (GRP 1 – GRP 3). Litológicamente están representadas por una alternancia de fangolitas silíceas y fangolitas carbonáticas. En el sector medio de la columna los ciclos regresivos aumentan de espesor y en frecuencia (GRP 4 – GRP 9). Hacia el techo los RST mantienen la frecuencia y espesor con valores de COT% bajos (GRP 10 - GRP 12). El techo está representado por un predominio de rocas carbonáticas (Fig. 38).

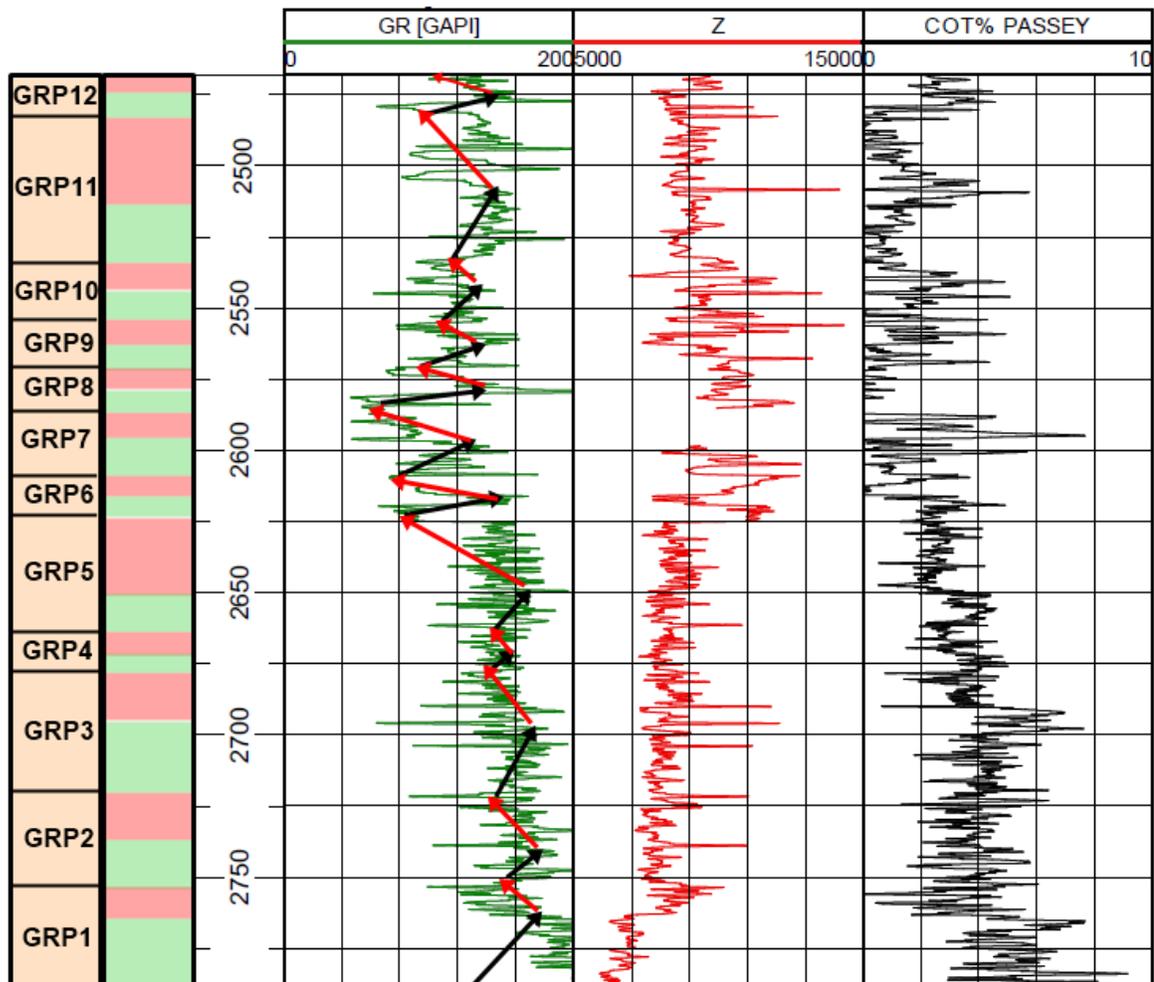


Figura 38: Ciclos transgresivos regresivos para el pozo P001. Las flechas negras y sectores verdes representan TST y las flechas rojas y sectores rojos representan RST.

P003

Se determinaron 12 GRP's que se describen de la base al techo de la siguiente manera: En la base los cortejos transgresivos presentan un gran espesor y alta frecuencia (GRP 1 – GRP 4) mientras que el escenario opuesto se da hacia el tope en donde los cortejos transgresivos pierden espesor y las regresiones ganan potencia (GRP 5 – GRP 12). Los cortejos transgresivos están representados litológicamente por fangolitas carbonáticas ricas en sílice y aquellos que presentan mayor contenido de materia orgánica son los que van desde 2750 mbbp hasta los 2725 mbbp y desde los 2650 hasta los 2630 mbbp (Fig. 39).

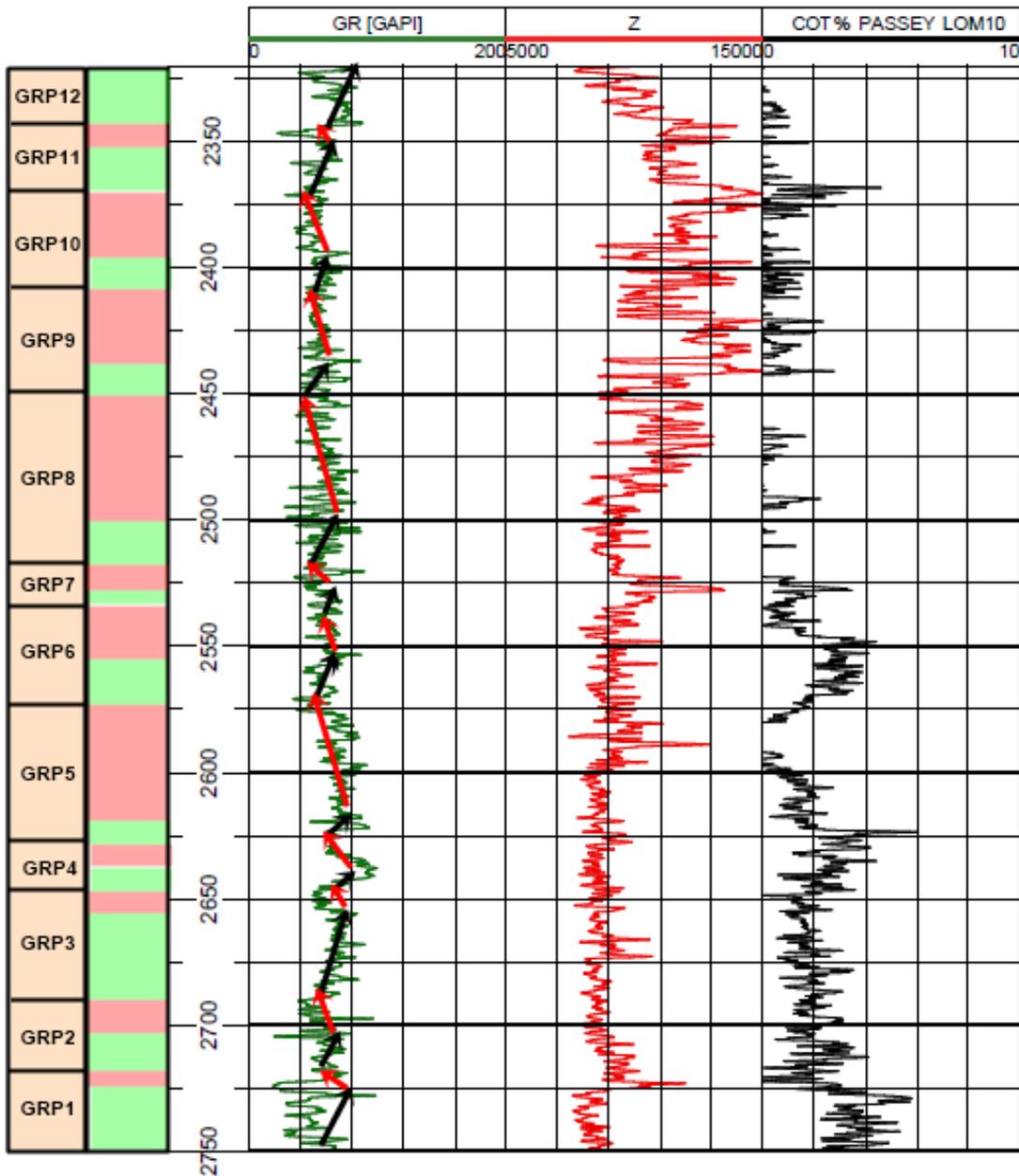


Figura 39: Ciclos transgresivos regresivos para el pozo P003. Las flechas negras y sectores verdes representan TST y las flechas rojas y sectores rojos representan RST.

P004

Se pudieron determinar 6 ciclos transgresivos regresivos de alta frecuencia (GRP's) entre los 2365 mbbp hasta los 2600 mbbp. En la base, los cortejos transgresivos están representados litológicamente por margas y estos muestran los espesores más grandes en la base. Las transgresiones que presentan mayor cantidad de materia orgánica son las que se encuentran entre los 2565 mbbp y los 2595 mbbp, entre 2470 mbbp y 2480 mbbp y entre 2410 mbbp y 2425 mbbp (Fig.40).

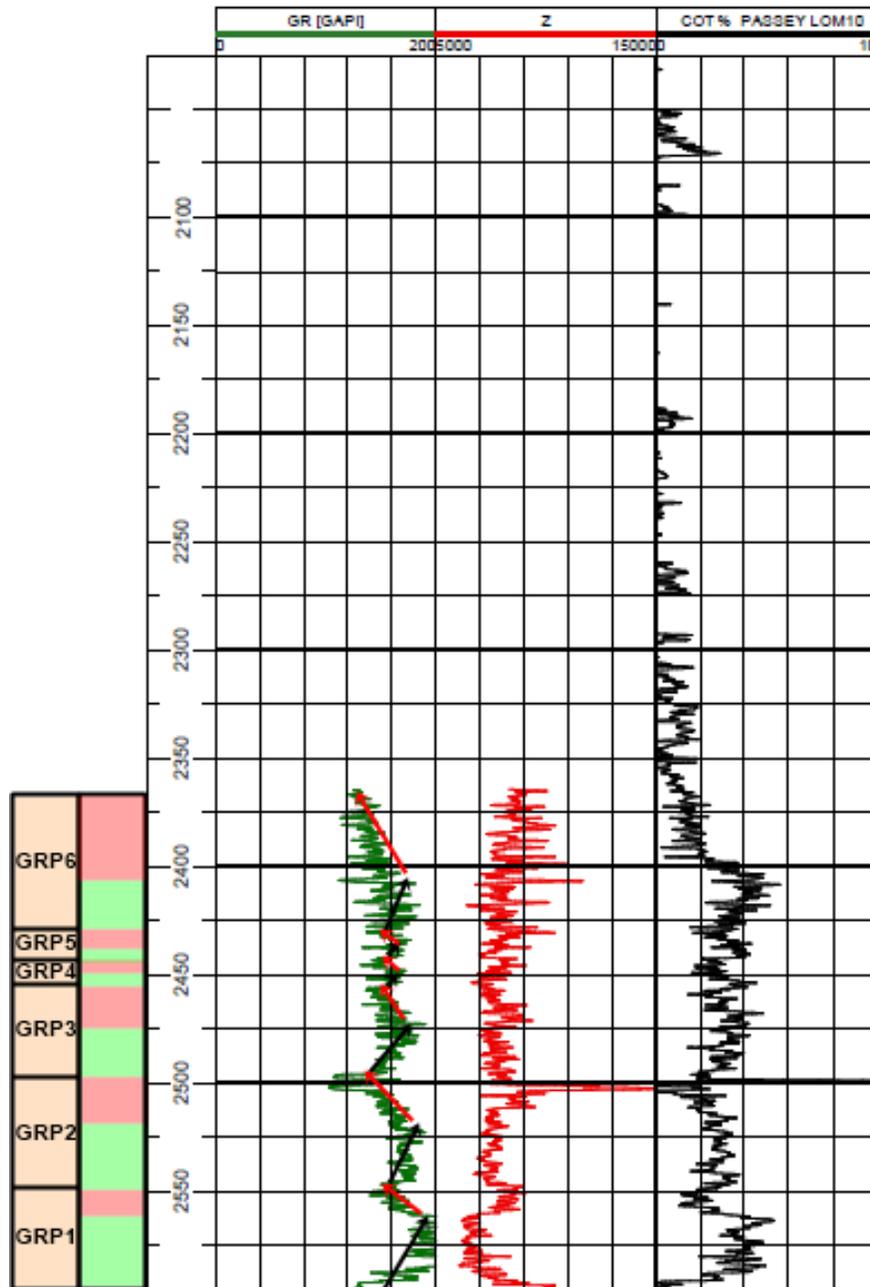


Figura 40: Ciclos transgresivos regresivos para el pozo P004. Las flechas negras y sectores verdes representan TST y las flechas rojas y sectores rojos representan RST.

P005

Se definieron 11 ciclos transgresivos regresivos que se describen de la siguiente manera: En la base predominan los ciclos transgresivos por sus grandes espesores y alta frecuencia, estos están representados litológicamente por margas (GRP 1 – GRP 5) y los TST que se encuentran entre los 3020 mbbp hasta los 2985 mbbp, tanto como los que se encuentran entre los 2880 y hasta 2835 mbbp representan cortejos con altos contenidos de materia orgánica. Predominan los cortejos regresivos del tope de la formación son representados litológicamente por calizas (GRP 6 – GRP 11) (Fig.41).

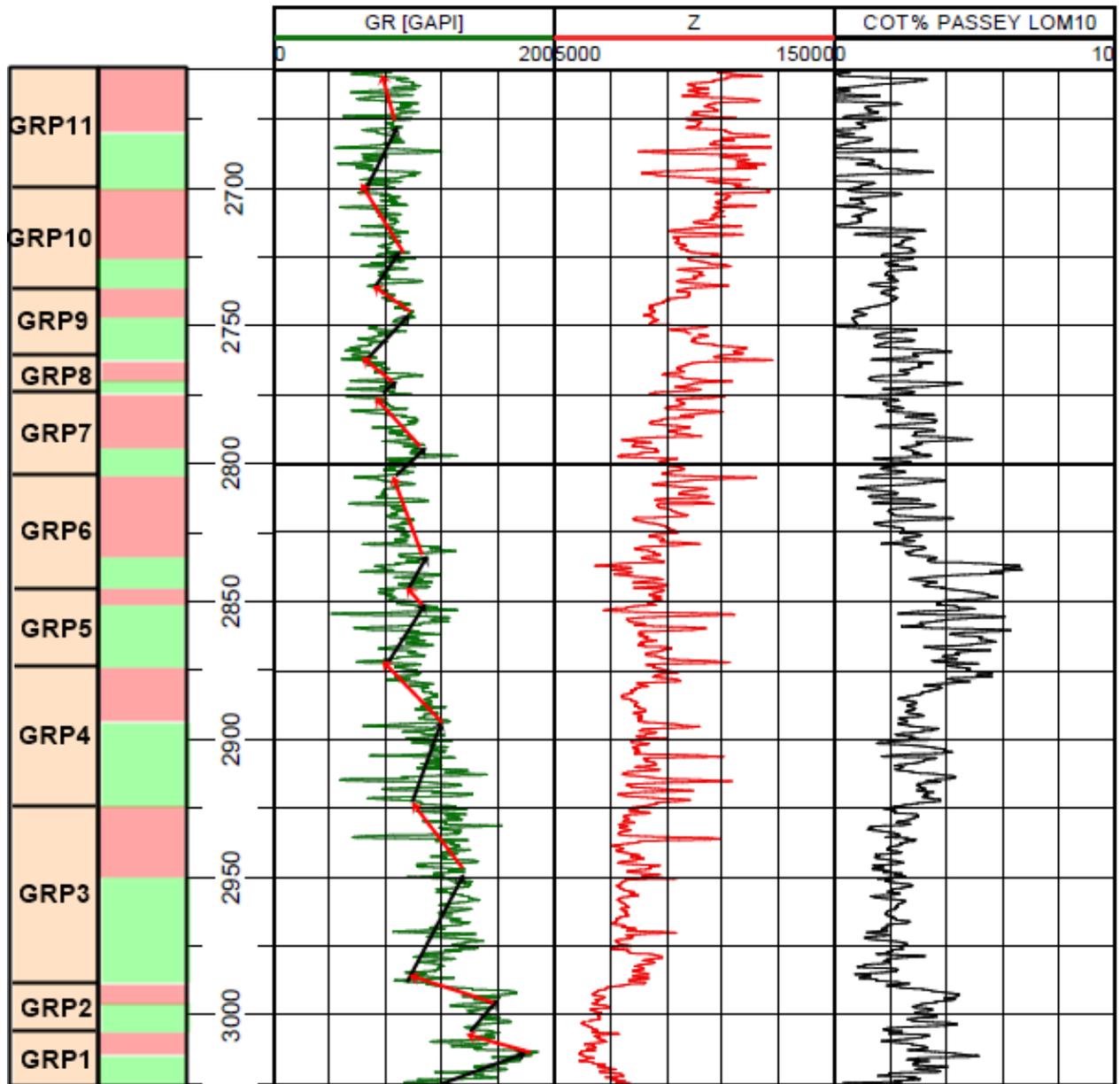


Figura 41: Ciclos transgresivos regresivos para el pozo P005. Las flechas negras y sectores verdes representan TST y las flechas rojas y segmentos rojos representan RST.

P006

Se definieron 9 ciclos transgresivos regresivos de alta frecuencia que se describen de la siguiente manera. En la base las transgresiones presentan gran espesor y frecuencia (GRP1 – GRP 4) en donde los mayores contenidos de materia orgánica van desde los 2985 mbbp hasta los 3020 mbbp, desde los 2860 mbbp hasta los 2875 mbbp y desde los 2790 hasta los 2805 mbbp. En el tope (GRP 5 – GRP 9) las regresiones son las que se presenta con mayor espesor y frecuencia. Litológicamente la columna está representada por una intercalación de margas y fangolitas arcillosas subordinadas (Fig. 42).

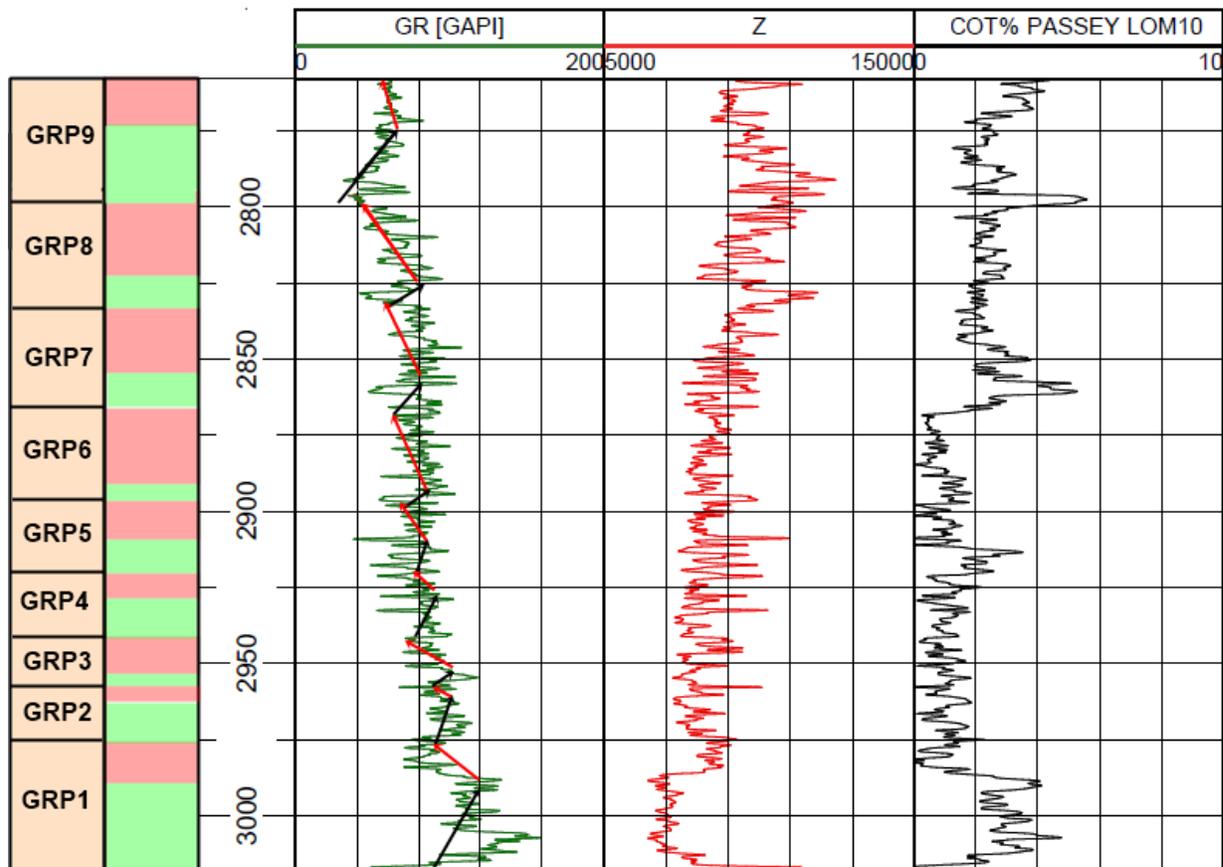


Figura 42: Ciclos transgresivos regresivos para el pozo P006. Las flechas negras y sectores verdes representan TST y las flechas rojas y sectores rojos representan RST.

5.7 Análisis de COT% utilizando los resultados del método de Passey *et al.* (1990) y correlación de niveles ricos en materia orgánica:

Hay tres intervalos de alto contenido de COT% (COT% > 3%) en el pozo P001 y se encuentran entre los 2650 hasta los 2675 mbbp, desde los 2691 mbbp hasta los 2728 mbbp y desde los 2760 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta. Estos intervalos están representados en la figura 60 presente en el anexo.

En el pozo P002 se determinaron tres zonas de alto contenido de COT%. Desde los 2360 mbbp hasta los 2365 mbbp, desde los 2378 mbbp hasta los 2402 mbbp y desde los 2895 mbbp hasta los 2901 mbbp (ver anexo figura 61).

Hay cuatro intervalos de alto contenido de COT% en el pozo P003 que van desde los 2546 mbbp hasta 2567 mbbp, desde los 2622 mbbp hasta 2630 mbbp, desde los 2707 mbbp hasta los 2715 mbbp y desde los 2726 mbbp hasta la base de la Fm. Vaca Muerta (ver anexo figura 62).

En el pozo P004 se determinan tres zonas de alto contenido de COT%. Desde los 2397 mbbp hasta los 2441 mbbp, desde los 2465 mbbp hasta 2493 mbbp y desde los 2560 mbbp hasta los 2587 mbbp (ver anexo figura 63).

En el pozo P005 hay cuatro intervalos de alto contenido de COT% en el pozo P005 que van desde los 2785 mbbp hasta los 2803 mbbp, desde los 2833 mbbp hasta los 2880 mbbp, desde los 2901 mbbp hasta los 2923 mbbp y desde los 2992 mbbp hasta los 3020 mbbp (ver anexo figura 64).

El pozo P006 hay tres intervalos de alto contenido de COT% que van desde los 2795 mbbp hasta los 2801 mbbp, desde los 2860 mbbp hasta los 2868 mbbp y desde los 2987 mbbp hasta los 3015 mbbp (ver anexo figura 65).

En la siguiente figura (Fig. 43) se puede ver la correlación de intervalos ricos en materia orgánica obtenidos a través de la interpretación de secuencias transgresivas regresivas para los seis pozos.

Es una constante que en los seis pozos hay un gran aumento de la materia orgánica en la base de la Fm. Vaca Muerta el cual está directamente relacionado a la primera transgresión que forma parte del GRP 1.

Luego, para los pozos P003, P004 y P005 son correlacionables los intervalos ricos en materia orgánica que corresponden al ciclo transgresivo regresivo GRP 4.

Para los pozos P001, P003, P004 y P005 se logran correlacionar intervalos de alto COT% correspondientes a los GRP 5 y GRP 6. Estos dos ciclos transgresivos regresivos se agrupan ya que en el caso de los pozos P004 y P005 están contenidos en un mismo intervalo de alto contenido de materia orgánica.

Por último, para los pozos P005 y P006 son correlacionables los intervalos de alto contenido de COT% comprendidos dentro del GRP 7.

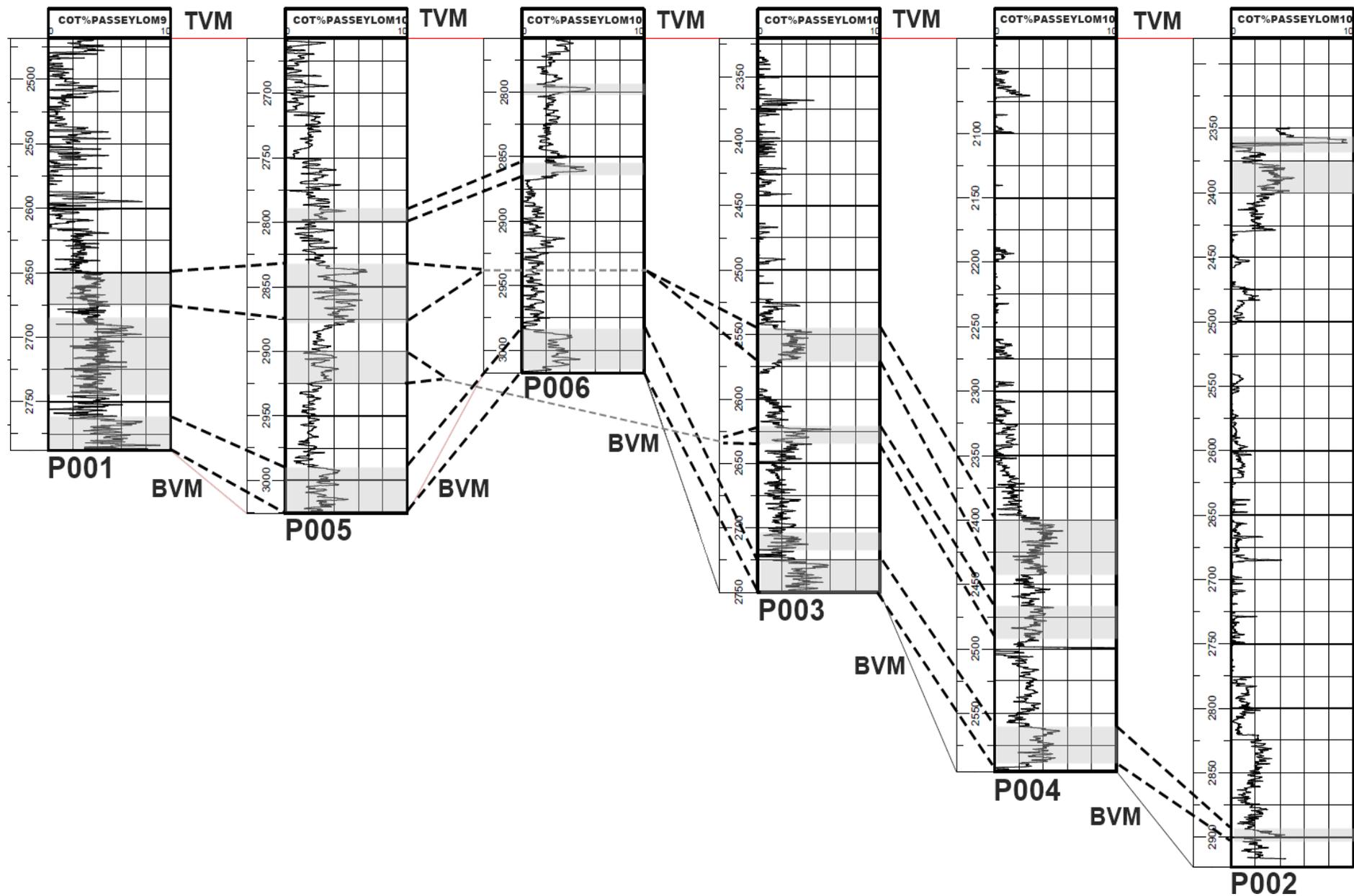


Figura 43: Correlación de intervalos ricos en COT% para los seis pozos. TVM: Topo Fm. Vaca Muerta y BVM: Base Fm. Vaca Muerta.

En la baja frecuencia, luego de la transgresión inicial en la Fm. Vaca Muerta que es correlacionable en todos los pozos, inicia un proceso regresivo con clinoforras de distinto gradiente y escasos intervalos retrogradantes. Esto implica que las secuencias de alta frecuencia las progradaciones son claramente inclinadas.

Debido a esto, las correlaciones podrían realizarse en el sentido *strike* pero no en el sentido *dip*.

5.8 Análisis integral

Los valores de COT% obtenidos son confiables en aquellos sectores de la Fm. Vaca Muerta donde no hay datos de laboratorio. A través de estos datos se pudo dividir a la Fm. Vaca Muerta en Vaca Muerta Superior (VMS) y Vaca Muerta Inferior (VMI). El límite entre estos dos intervalos queda delimitado por la presencia de una importante deflexión del GR el cual coincide con el techo del GRP 1 o GRP 2 en donde los ciclos transgresivos son más importantes en términos de contenido de materia orgánica y espesor.

Las litofacies, en general, son paquetes potentes de margas intercalados con fangolitas arcillosas o hacia el tope de la formación intercalado con litofacies carbonáticas como fangolitas carbonáticas y calizas. Las excepciones se dan en pozos como el P001 en donde el contenido de facies carbonáticas aumenta concordantemente con el aumento en espesor y frecuencia de eventos regresivos hacia el tope de la formación, mientras que en el sector de Vaca Muerta Inferior el contenido de facies de fangolitas silíceas aumenta.

La composición mineralógica y las litofacies se registran grandes variaciones laterales y verticales (heterogéneas) tal como lo exponen Desjardins y Aguirre (2016) y Vittore *et al.* (2016). En consecuencia, resulta casi imposible poder determinar correlaciones entre los pozos teniendo en cuenta estos dos parámetros. En cuanto al contenido mineralógico se advierte que en los pozos P001 y P005 el contenido de minerales carbonáticos es menor en Vaca Muerta Inferior. Sin embargo, los datos mineralógicos no muestran una forma clara de ser correlacionados.

En el análisis del comportamiento mecánico de las rocas se indicó que la heterogeneidad mineralógica que se observa en los distintos pozos puede ser caracterizada a través de los valores de índice de fragilidad. Los intervalos que muestren un comportamiento frágil son aquellos que presentan grandes cantidades de cuarzo para los índices de fragilidad de Jarvie (2007) y Wang y Gale (2009). Para el caso del pozo P001 los índices obtenidos a través de Perez y Marfurt (2014) muestran una buena correlación con respecto a los valores obtenidos con los índices de fragilidad a partir de la mineralogía. La fragilidad obtenida a partir del criterio de Fernández Rojas *et al.* (2016) no presenta una buena correlación con respecto a los métodos anteriores. Para el caso del pozo P003, tanto el criterio de Fernández Rojas *et al.* (2016) como Perez y Marfurt (2014) no presentan buenas correlaciones con respecto a los índices obtenidos a través de la mineralogía.

Analizando el pozo P001 se puede determinar que en los ciclos transgresivos regresivos GRP 1, GRP 3 y GRP 5 existen niveles de fragilidad ($BI > 0,48$), altos valores de YM y

bajos de PR) y se reconocen niveles con potencial para ser fracturados. En este pozo la materia orgánica es del tipo III (propensa a la generación de gas) y se encuentra en un estado de maduración de gas seco con valores de Ro% de 1,6%. Los punzados realizados en este pozo están graficados en el *track* 4 de la figura 44. La producción acumulada en este pozo se extiende desde Marzo de 2012 hasta Octubre de 2016 y es de 31,08 m³ de petróleo y de 26759,45 Mm³ de gas. A través de los valores de índice de fragilidad, COT% y del tipo de materia orgánica se reconocen cuatro intervalos en este pozo con potencial para ser fracturados. Estos intervalos se encuentran graficados en el *track* 4 de la figura 44.

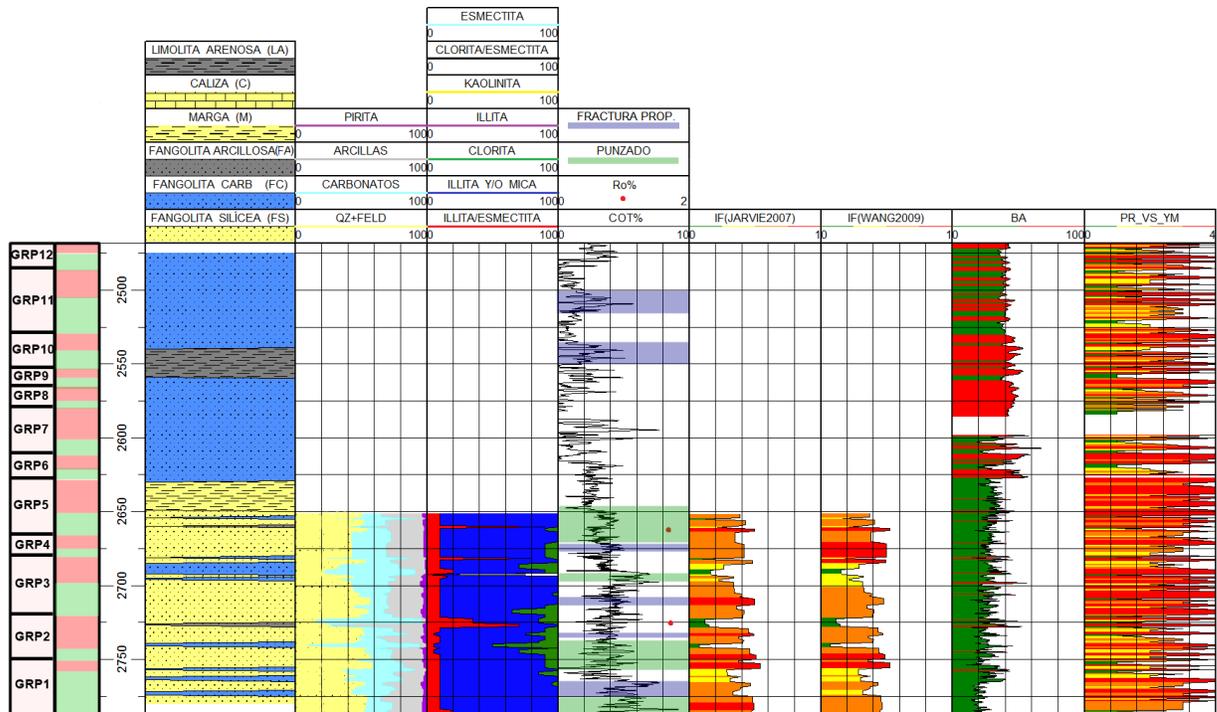


Figura 44: Información integral pozo P001. A la izquierda de la escala de profundidad el *track* A muestra los GRP's y el *track* B muestra los TST (verde) y RST (rojo). *Track* 1: Litofacies; *Track* 2 muestra mineralogía DRX mientras que el *track* 3 muestra la mineralogía fracción arcilla. *Track* 4: COT%, Ro%, intervalos punzados en verde e intervalos con potencial a ser fracturados en azul. *Tracks* 5 y 6 muestran la fragilidad de Jarvie *et al.* 2007 y Wang y Gale, 2009, respectivamente. La fragilidad promedio se muestra en el *track* 7 y la fragilidad a partir del PR y YM en el *track* 8.

Hacia el tope de la Fm. Vaca Muerta del pozo P002 se reconoce un intervalo (2400 a 2410 mbbp) de comportamiento mecánico frágil en donde también hay un enriquecimiento de materia orgánica. Los intervalos punzados se pueden observar en el *track* 4 de la figura 45. Los datos de producción disponible para este pozo posee registros que van desde el mes de Julio de 2013 hasta Octubre de 2016 en donde se obtiene una acumulada de 17406,02 Mm³ de gas y de 11,13 m³ de petróleo. Teniendo en cuenta los valores de índice de fragilidad, COT% y del tipo de materia orgánica se reconocen dos intervalos en este pozo donde las condiciones son favorables para realizar fracturas. Estos intervalos están graficados en el *track* 4 de la figura 45.

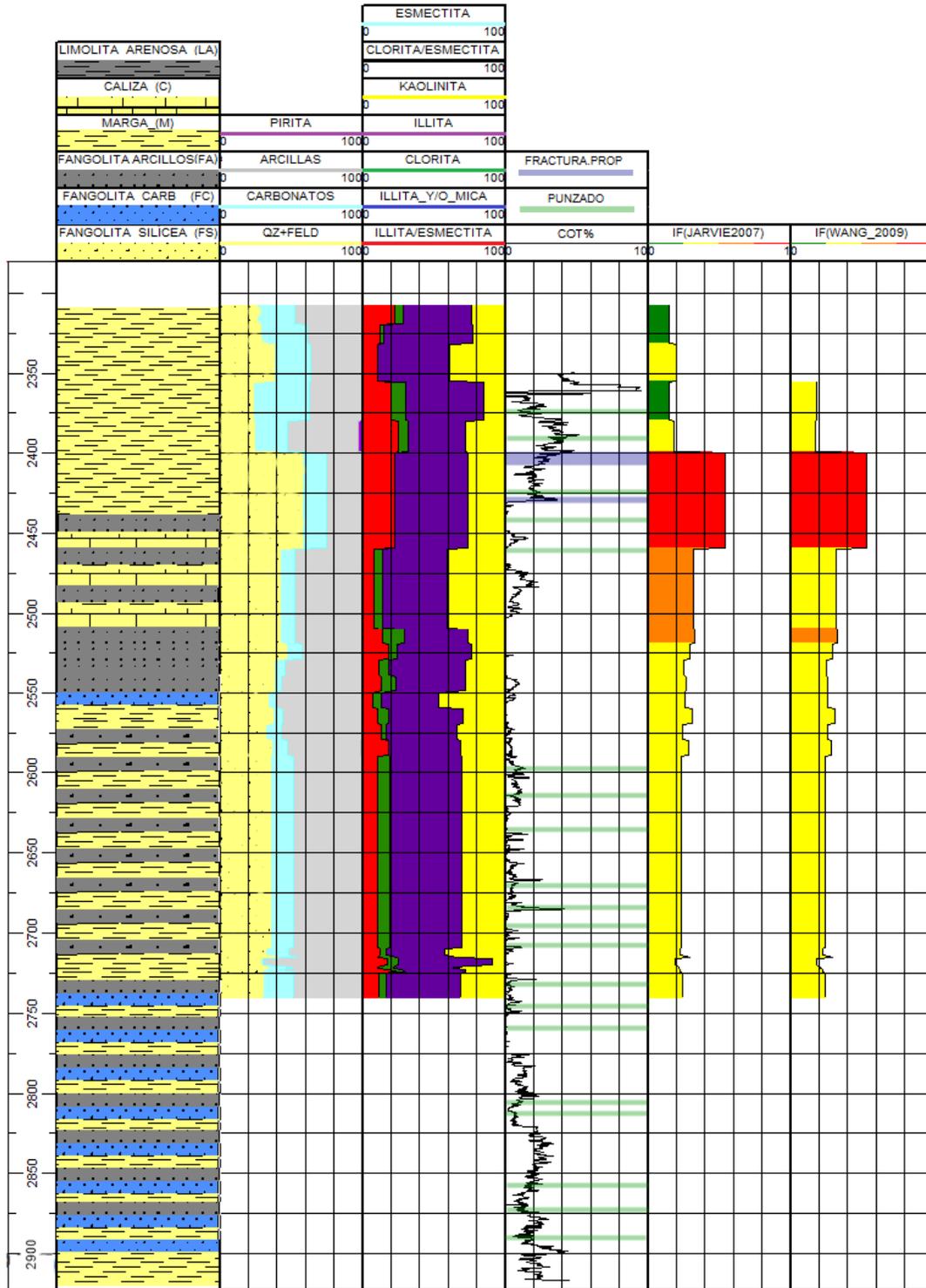


Figura 45: Información integral pozo P002. *Track 1*: Litofacies; *Track 2* muestra mineralogía DRX mientras que el *track 3* muestra la mineralogía fracción arcilla. *Track 4*: COT%, Ro%, intervalos punzados en verde e intervalos con potencial a ser fracturados en azul. *Tracks 5* y *6* muestran la fragilidad de Jarvie *et al.* 2007 y Wang y Gale, 2009, respectivamente.

En el pozo P003 se puede determinar la presencia de dos ciclos transgresivos regresivos (GRP 1 y GRP 6) en donde la riqueza de materia orgánica alcanza valores promedio mayores al 3% y el comportamiento mecánico de las rocas es favorable para realizar fracturas. El GRP 1 presenta un intervalo de 10 m de espesor dentro de Vaca Muerta Inferior con comportamiento frágil ($BI > 0,48$), altos valores de YM y bajos de PR. El GRP 6, que se encuentra dentro de Vaca Muerta Superior, presenta intervalos intermitentes de con comportamiento mecánico menos frágil ($0,32 < BI < 0,48$) pero el criterio de Perez y Marfurt (2014) nos indica que esa zona tiene un comportamiento frágil. En este pozo la materia orgánica es del tipo II/III (propensa a la generación de gas y petróleo) y se encuentra en un estado de maduración dentro de la ventana del petróleo con valores de Ro% que promedian 0,8%. A través de los valores de índice de fragilidad, COT% y del tipo de materia orgánica se proponen dos intervalos en este pozo que tienen potencial para realizar fracturas. Estos intervalos se encuentran entre 2547 mbbp hasta 2571 mbbp y desde 2726 mbbp hasta 2740 mbbp (Fig. 46).

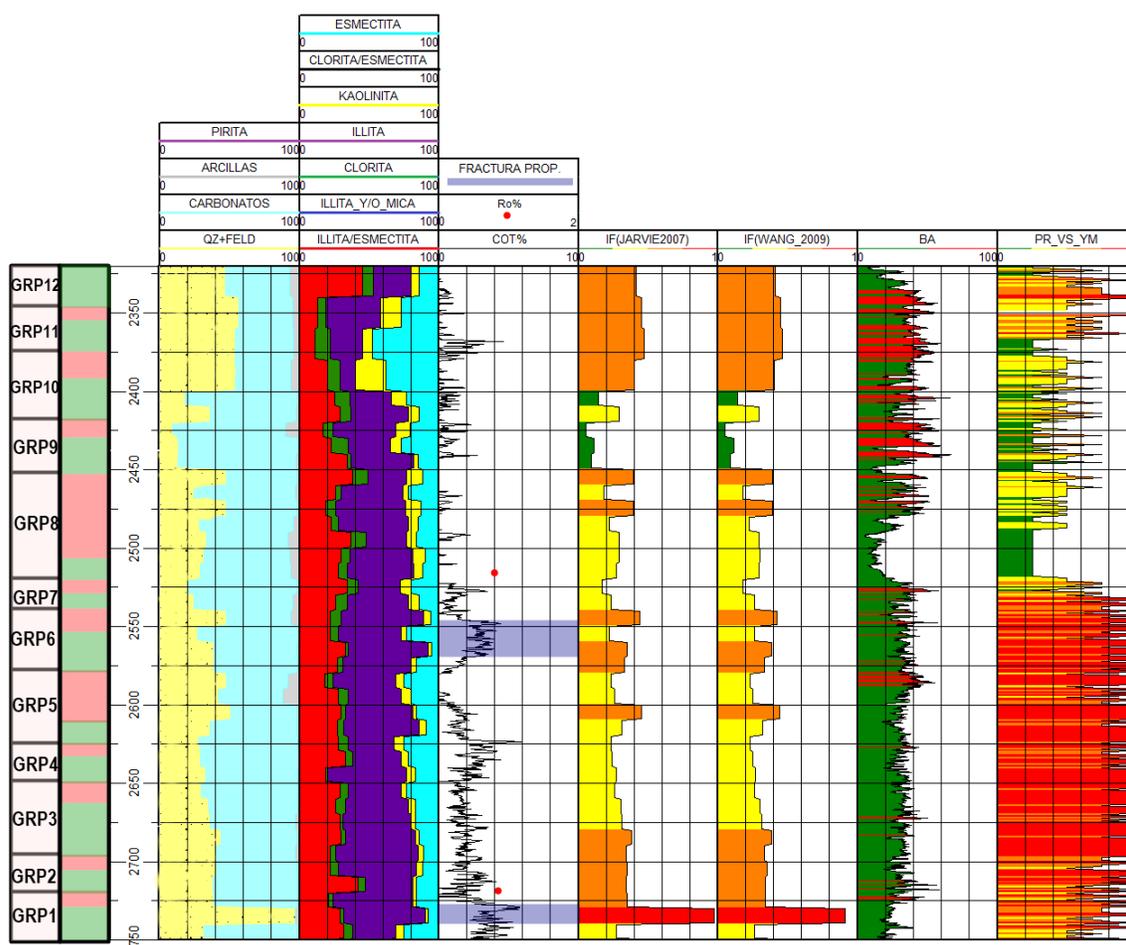


Figura 46: Información integral pozo P003. A la izquierda de la escala de profundidad el track A muestra los GRP's y el track B muestra los TST (verde) y RST (rojo). Track 1: Litofacies; Track 2 muestra mineralogía DRX mientras que el track 3 muestra la mineralogía fracción arcilla. Track 4: COT%, Ro% e intervalos con potencial a ser fracturados en azul. Tracks 5 y 6 muestran la fragilidad de Jarvie *et al.* 2007 y Wang y Gale, 2009, respectivamente. La fragilidad promedio se muestra en el track 7 y la fragilidad a partir del PR y YM en el track 8.

Analizando el pozo P004 se puede contemplar que para los ciclos transgresivos regresivos GRP 1 y GRP 3 que contienen más del 3% de materia orgánica se encuentran dentro de intervalos de fragilidad recomendables para fracturar ya que muestran valores de BI entre 0,16 y 0,32, mientras que en el GRP 6 no hay datos de fragilidad. La materia orgánica es del tipo II/III (propensa a la generación de gas y petróleo) y se encuentra dentro de la ventana del petróleo con valores promedios de Ro% de 0,8% (Fig. 47).

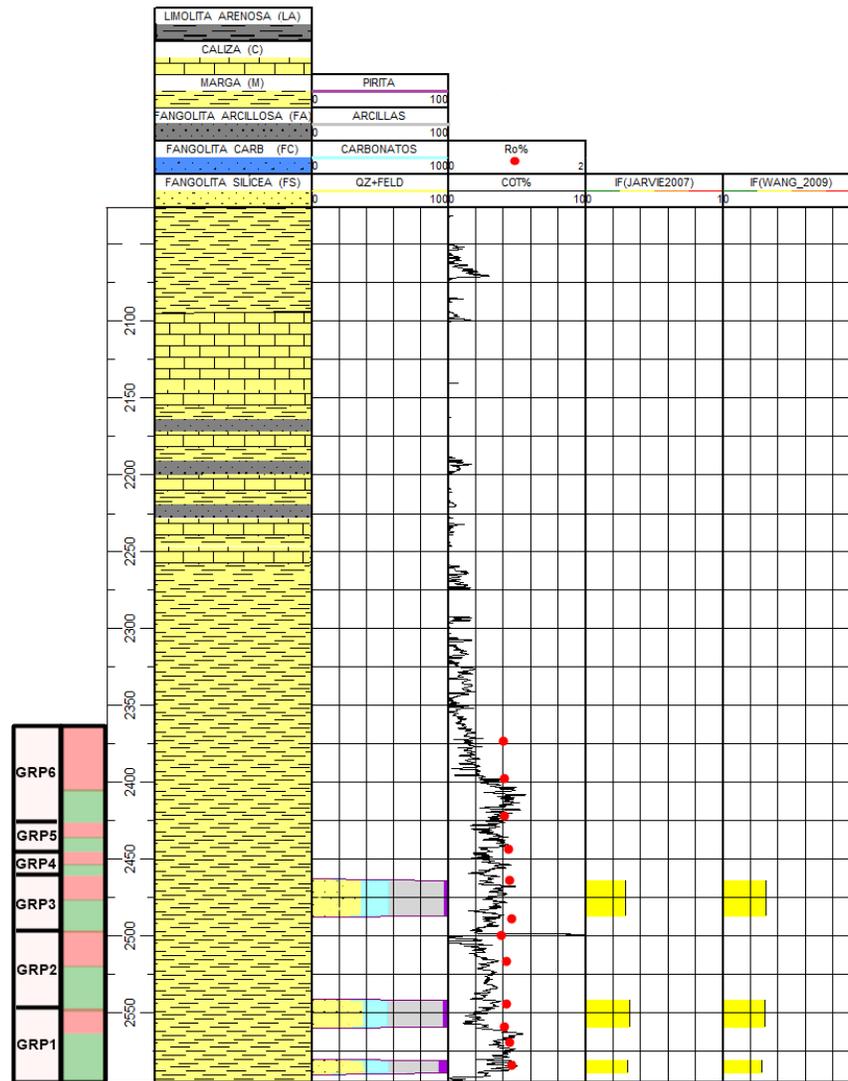


Figura 47: Información integral pozo P004. A la izquierda de la escala de profundidad el track A muestra los GRP's y el track B muestra los TST (verde) y RST (rojo). Track 1: Litofacies; Track 2 muestra mineralogía DRX. Track 3: Muestra COT% y Ro%. Tracks 4 y 5 muestran la fragilidad de Jarvie *et al.* 2007 y Wang y Gale, 2009, respectivamente.

En el caso del pozo P005 se pueden determinar intervalos ricos en materia orgánica en los ciclos transgresivos regresivos GRP 1, GRP 2, GRP 4, GRP 5, GRP 6 y GRP 7. En ninguno de estos intervalos se presentan las condiciones favorables para realizar fracturación ya que los valores de BI no superan en ningún caso a 0,32. La materia orgánica

es del tipo III (propensa a la generación de gas) y se encuentra dentro de la ventana del petróleo con valores promedios de Ro% de 0,75 (Fig.48).

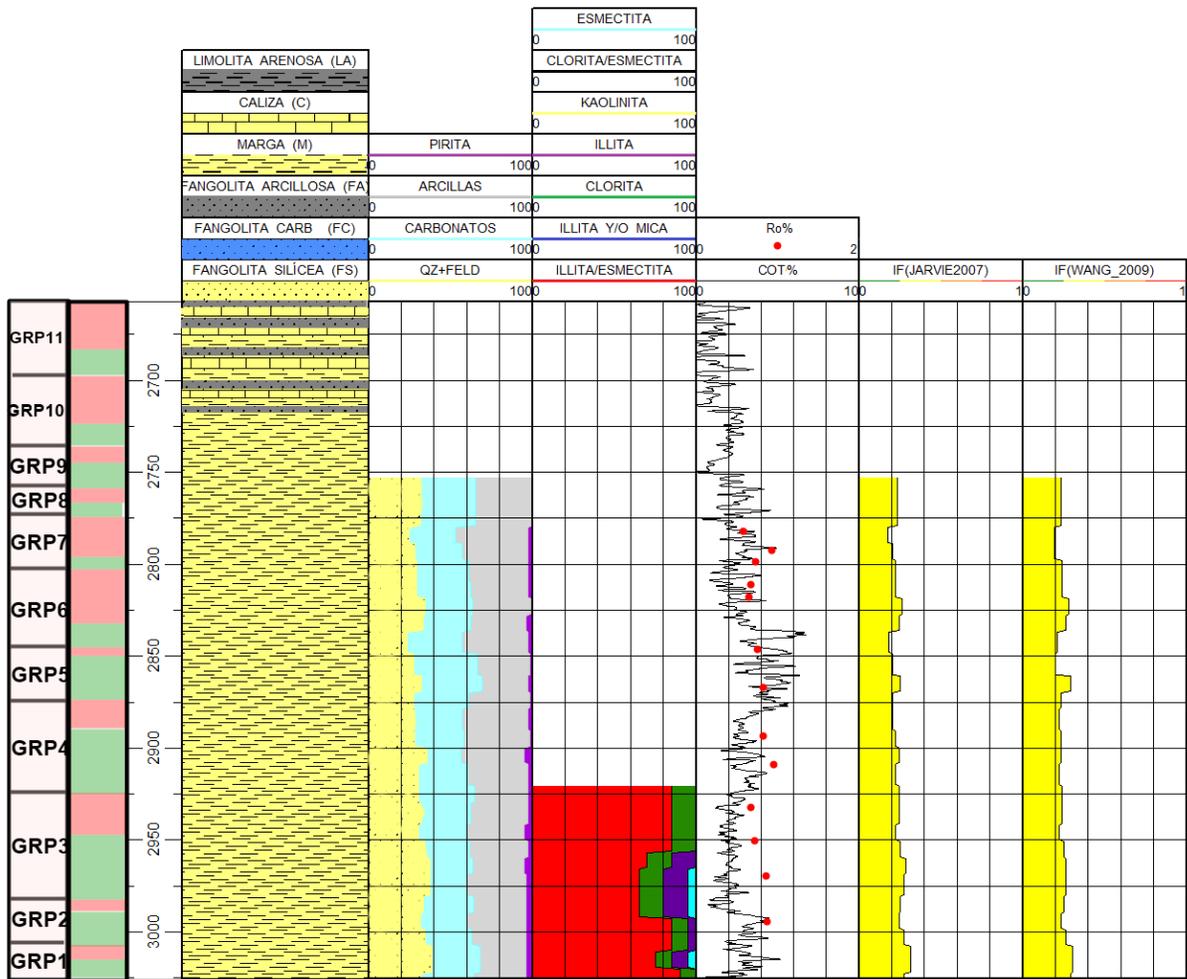


Figura 48: Información integral pozo P005. A la izquierda de la escala de profundidad el track A muestra los GRP's y el track B muestra los TST (verde) y RST (rojo). Track 1: Litofacies; Track 2 muestra mineralogía DRX mientras que el track 3 muestra la mineralogía fracción arcilla. Track 4: Muestra COT% y Ro%. Tracks 5 y 6 muestran la fragilidad de Jarvie *et al.* 2007 y Wang y Gale, 2009, respectivamente.

El pozo P006 presenta sus intervalos de riqueza de materia orgánica en los ciclos transgresivos regresivos GRP 1, GRP 7 y GRP 8. En ninguno de estos intervalos de altos valores de MO se encontraron condiciones favorables para realizar fracturas ya que en ningún caso se superaba el valor de 0,32 de BI. La materia orgánica es del tipo III (propensa a la generación de gas) y se encuentra dentro de la ventana del petróleo con valores promedios de Ro% de 0,65 (Fig. 49).

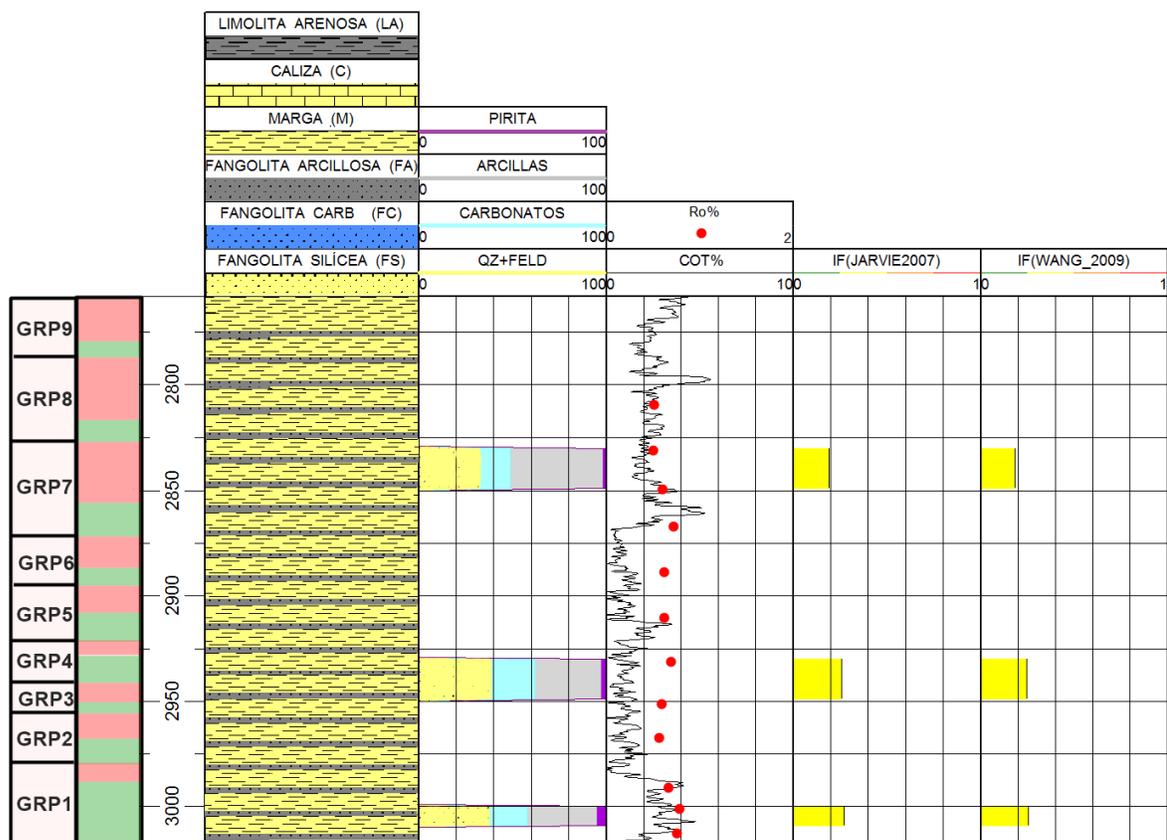


Figura 49: Información integral pozo P006. A la izquierda de la escala de profundidad el *track* A muestra los GRP's y el *track* B muestra los TST (verde) y RST (rojo). *Track 1*: Litofacies; *Track 2* muestra mineralogía DRX. *Track 3*: COT%, Ro%. *Tracks 4* y *5* muestran la fragilidad de Jarvie *et al.* 2007 y Wang y Gale, 2009, respectivamente.

6 CONCLUSIONES

En el área de estudio de este trabajo, la cual está ubicada en el centro de la cuenca Neuquina, se realizó una caracterización de la Fm. Vaca Muerta en 6 pozos en lo que respecta a: litofacies, mineralogía, COT% e índice de fragilidad. A partir del análisis de estos parámetros se obtuvieron las siguientes conclusiones.

- En cuanto a las litofacies, se verifica una heterogeneidad clara entre las litofacies encontradas en los distintos pozos. En general, las litofacies consisten en potentes paquetes de margas intercalados con fangolitas arcillosas o hacia el tope de la formación intercalado con litofacies carbonáticas como fangolitas carbonáticas y calizas. Sin embargo, en el pozo P001 se puede observar que

hacia el tope predominan las litofacies carbonáticas en concordancia con la predominancia de episodios regresivos mientras que hacia la base se ve un aumento en la presencia de cuarzo + feldespato. Hacia la base del pozo P002 se encuentra una intercalación de margas, fangolitas carbonáticas y fangolitas arcillosas que no es correlacionable con ningún otro pozo estudiado en este trabajo.

- Teniendo en cuenta los datos mineralógicos se observa que tanto en el pozo P001, P002 y P005 el contenido de minerales carbonáticos tiende a disminuir hacia la base de la formación lo cual puede ser relacionado al predominio de episodios transgresivos por encima de los regresivos en ese momento de la historia depositacional. Más allá de lo recientemente explicado, los datos entre pozo y pozo muestran una clara heterogeneidad concordando con lo expuesto en González *et al.*, (2016) y no muestran una manera clara de correlacionarlos entre ellos.
- Al igual que en la mineralogía de muestra total (whole rock), los datos disponibles sobre arcillas discriminadas no pueden ser correlacionados. Además, en la mayoría de los casos la zonación de los minerales arcillosos a lo largo de la columna de la Fm. Vaca Muerta no es concluyente. La excepción es el pozo P003 en donde la illita aumenta y disminuye la esmectita con el aumento de la profundidad, en coincidencia con el aumento de la presencia de materia orgánica en la sección inferior de la Fm. Vaca Muerta.
- Utilizando el COT% calculado a través del método de Passey *et al.* (1990) se pudo dividir a la Fm. Vaca Muerta en Vaca Muerta Superior (VMS) y Vaca Muerta Inferior (VMI). El límite entre estos dos intervalos queda delimitado por la presencia de una importante deflexión del GR el cual coincide con el techo del GRP 1 o GRP 2 en donde los ciclos transgresivos son más importantes en términos de contenido de materia orgánica y espesor. Los valores promedio de COT% para Vaca Muerta Superior es de 1,99% y para Vaca Muerta Inferior es de 3,30%. Se pudieron determinar intervalos ricos en materia orgánica donde $COT\% > 3\%$ y correlacionar aquellos intervalos que estaban contenido dentro de un mismo GRP. Por lo tanto, se puede sugerir que aquellos intervalos ricos en materia orgánica que pertenecen a un mismo GRP de otro pozo forman parte de un mismo evento de acumulación de materia orgánica.
- Teniendo en cuenta los índices de fragilidad obtenidos a través de los métodos de Jarvie (2007) y Wang y Gale (2009) se puede concluir que estos están estrictamente relacionados con el contenido mineralógico – y de materia orgánica en el caso de Wang y Gale – y por lo tanto presentan heterogeneidad de tal manera que no pueden correlacionarse los intervalos de fragilidad o ductilidad entre pozo y pozo. Para el caso del pozo P001 los índices obtenidos a través de Perez y Marfurt (2014) muestran una buena correlación con respecto a los valores obtenidos con los índices de fragilidad a partir de la mineralogía. Se reconocen zonas con potencial para realizar fracturas en sectores de la columna de la Fm. Vaca Muerta en donde los valores de índice de fragilidad

entren en la categoría de frágil. En el caso de los sectores de la columna con valores de índice de fragilidad dentro de la categoría menos frágil son considerados fracturables siempre y cuando se utilice el fluido de fractura apropiado (Fernández Rojas *et al.* 2016).

- Todos estos elementos considerados en este informe aportan más conocimientos sobre las propiedades y continuidad de la roca, potencial exploratorio y de producción de la Fm. Vaca Muerta en el centro de la cuenca Neuquina.

7 ANEXO

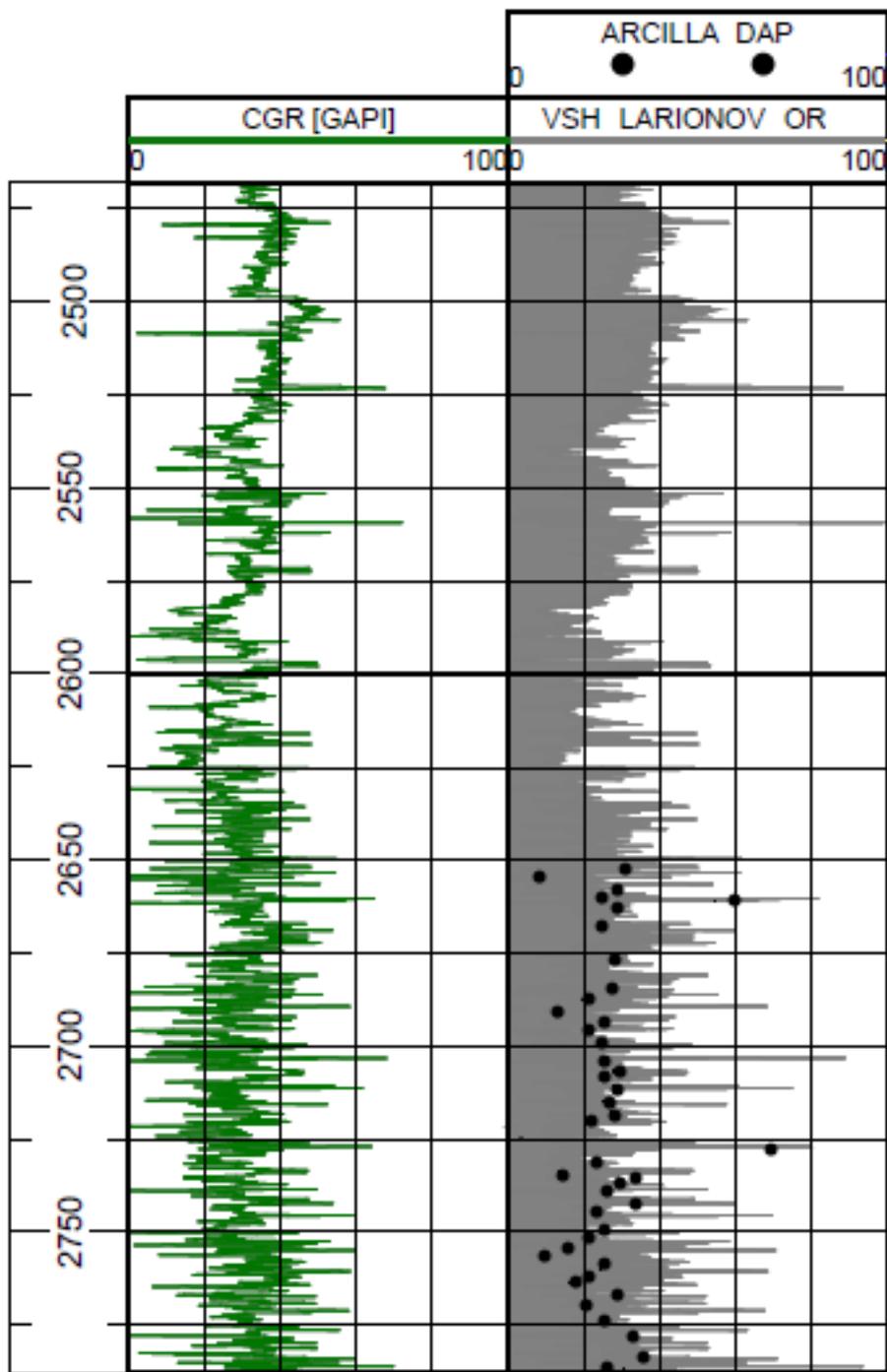


Figura 50: Perfiles de CGR, Vsh, y DRX de datos puntuales del pozo P001.

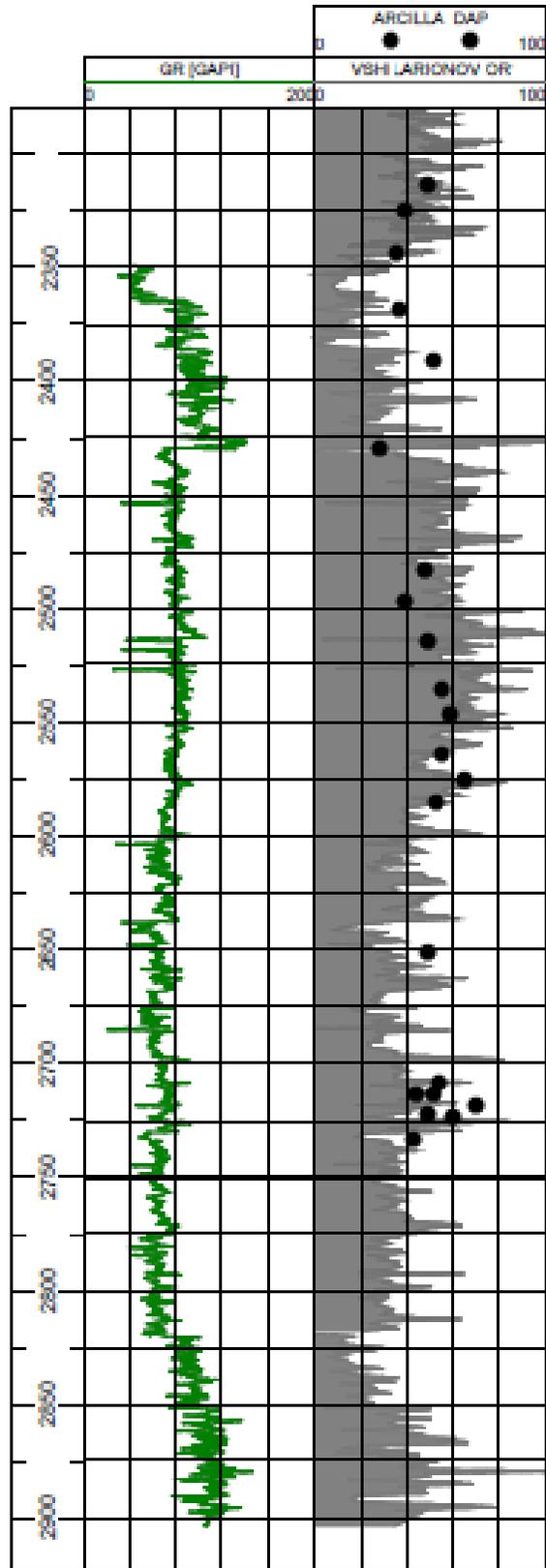


Figura 51: Perfiles de CGR, Vsh, y DRX de datos puntuales del pozo P002.

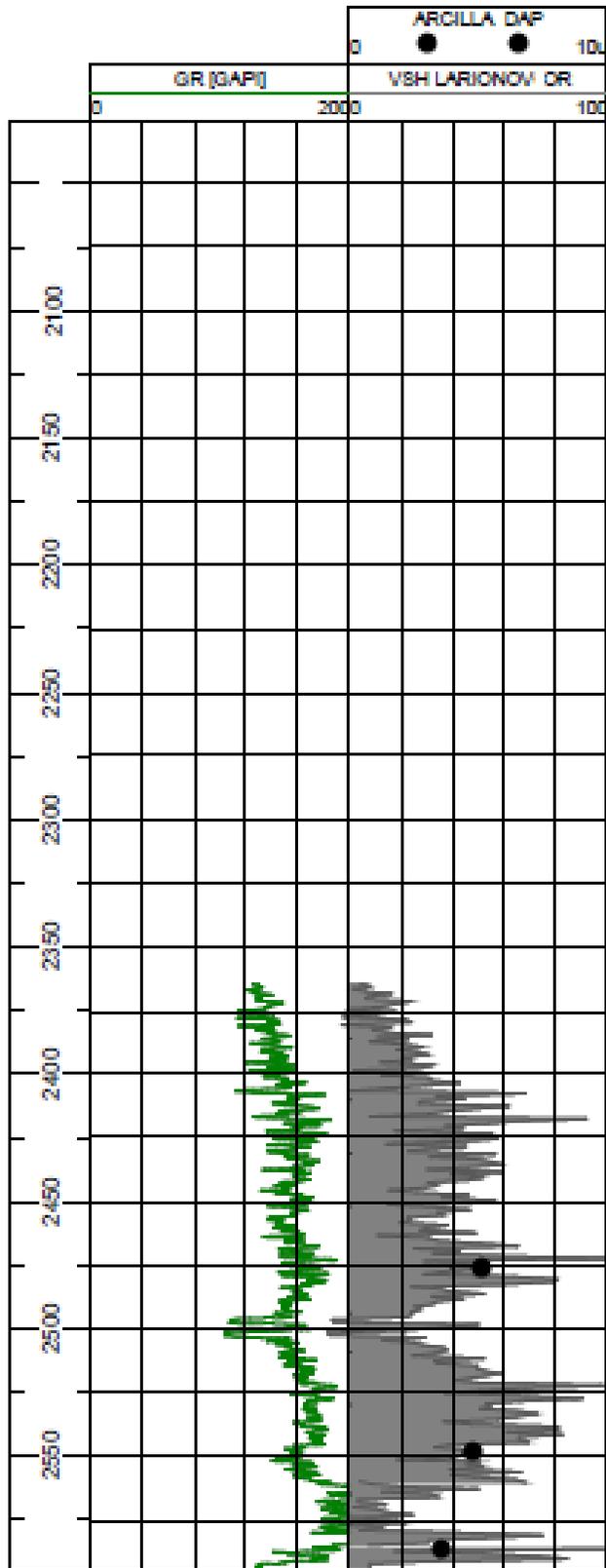


Figura 52: Perfiles de CGR, Vsh, y DRX de datos puntuales del pozo P004.

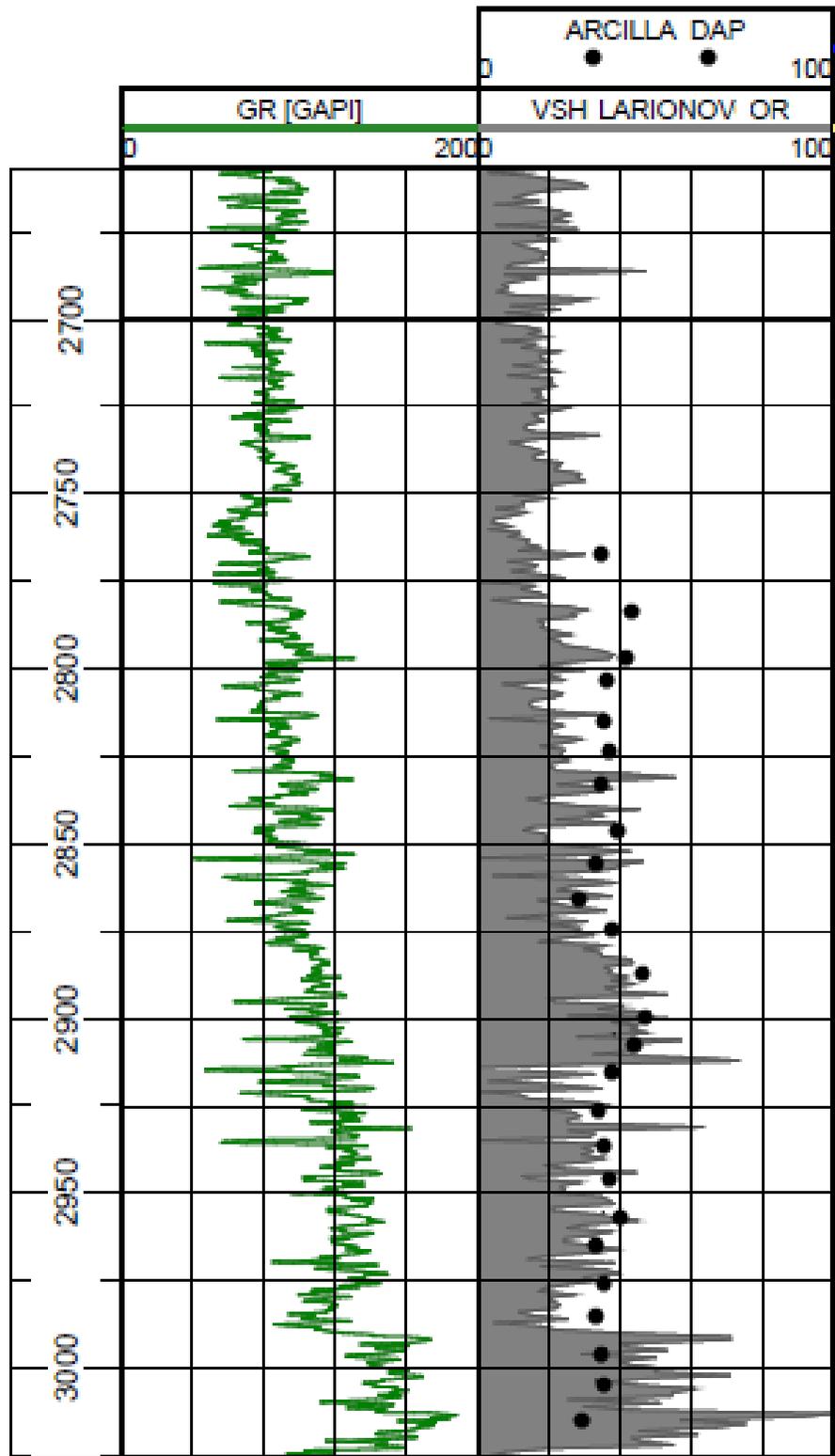


Figura 53: Perfiles de CGR, Vsh, y DRX de datos puntuales del pozo P005.

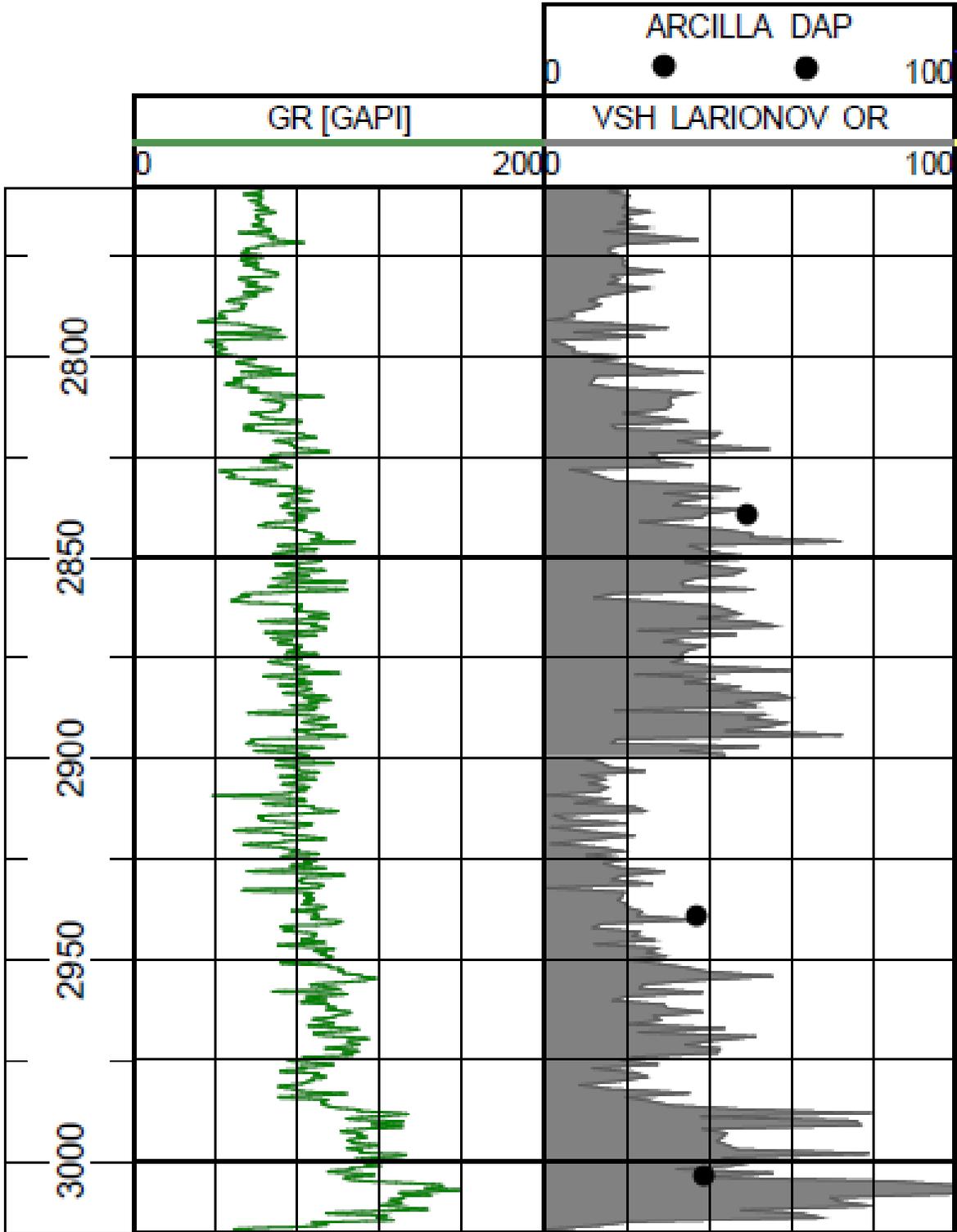


Figura 54: Perfiles de CGR, Vsh, y DRX de datos puntuales del pozo P006.

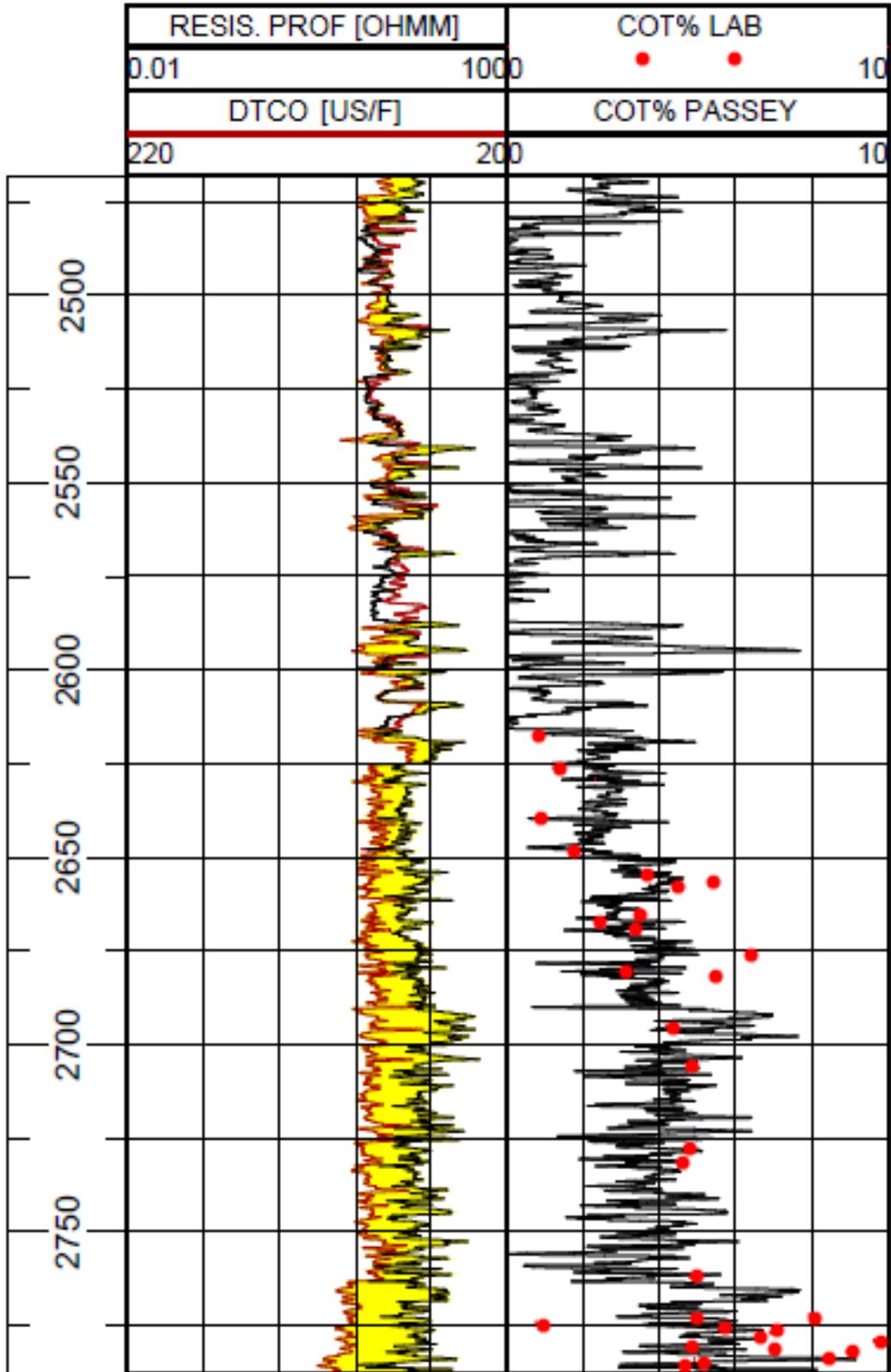


Figura 55: Perfiles de DTCO y resistividad profunda calibrados para aplicar el método de Passey *et al.*(1990). Comparación de la curva de COT% obtenida y los valores de laboratorio para el pozo P001.

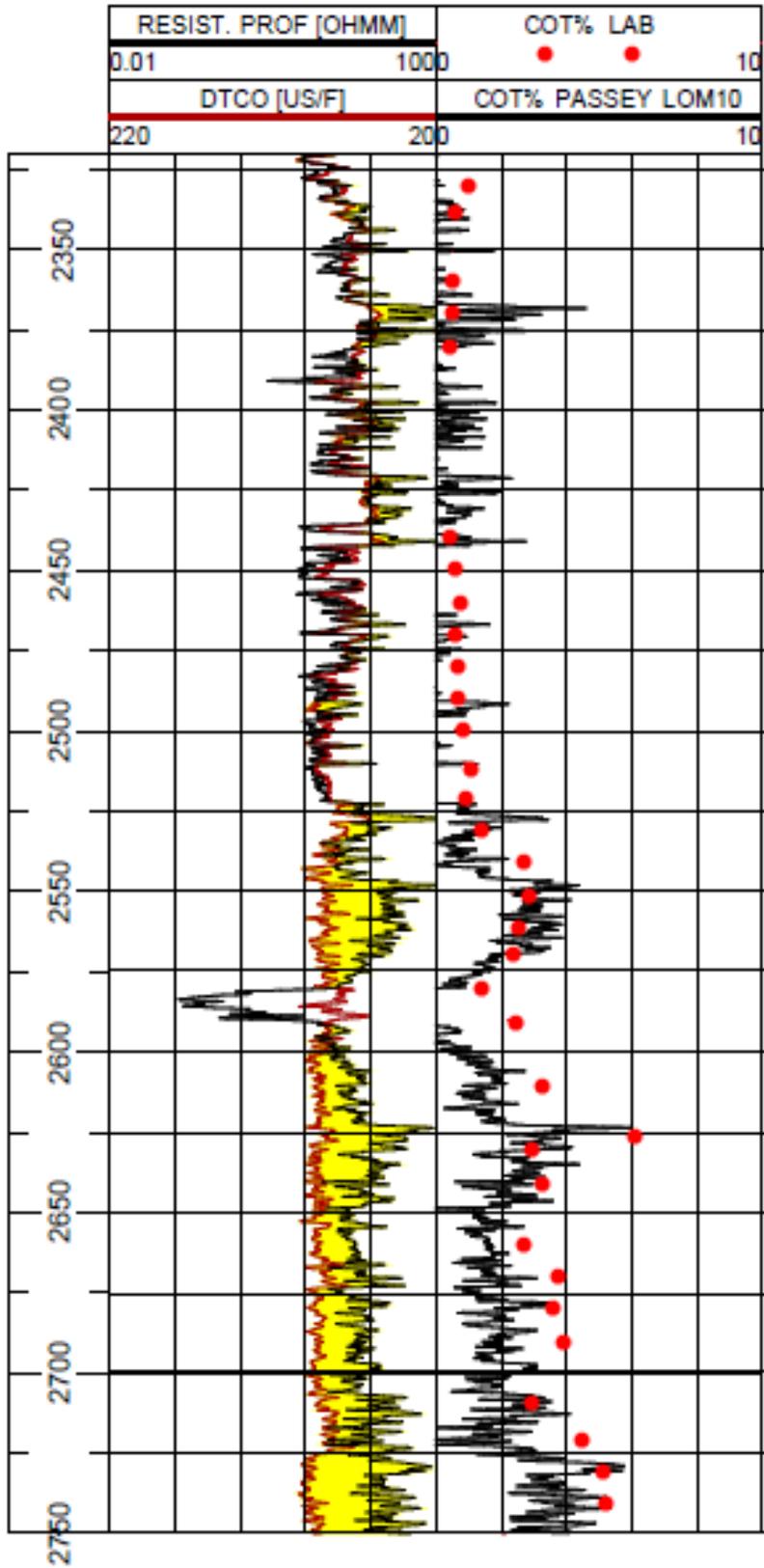


Figura 56: Perfiles de DTCO y resistividad profunda calibrados para aplicar el método de Passey *et al.*(1990). Comparación de la curva de COT% obtenida y los valores de laboratorio para el pozo P003.

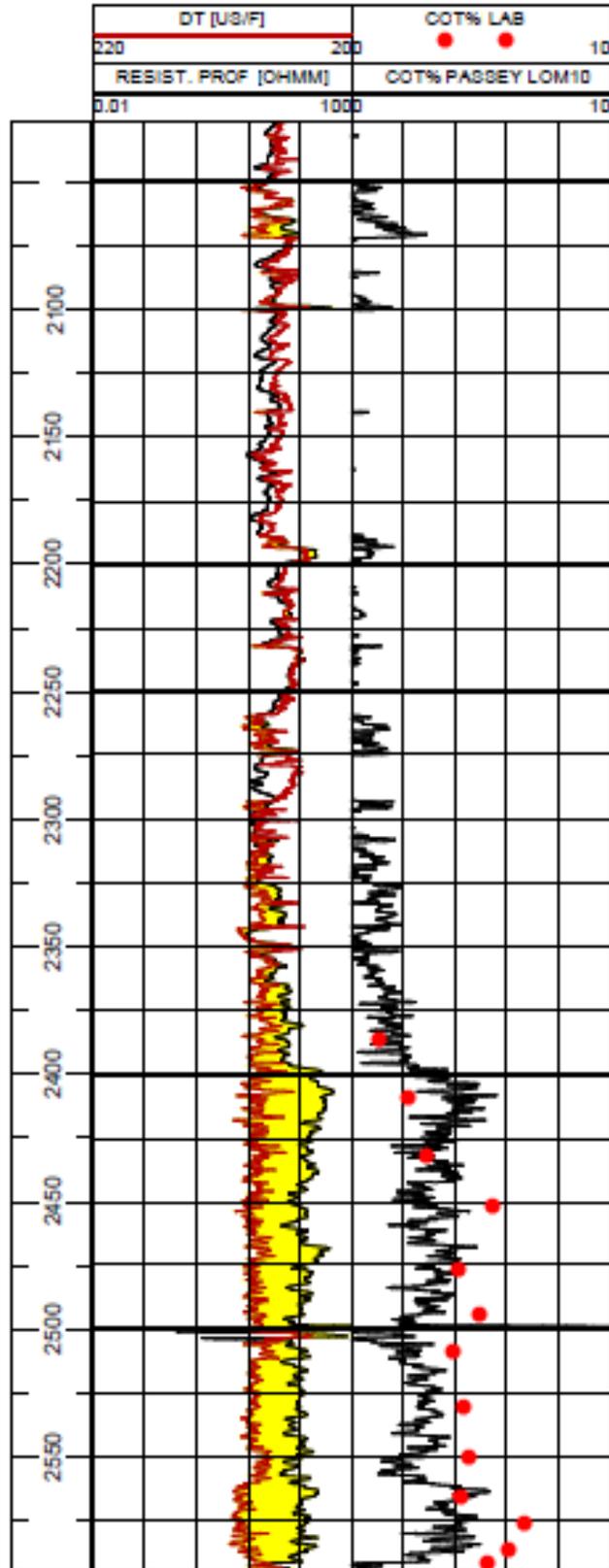


Figura 57: Perfiles de DT y resistividad profunda calibrados para aplicar el método de Passey *et al.*(1990). Comparación de la curva de COT% obtenida y los valores de laboratorio para el pozo P004.

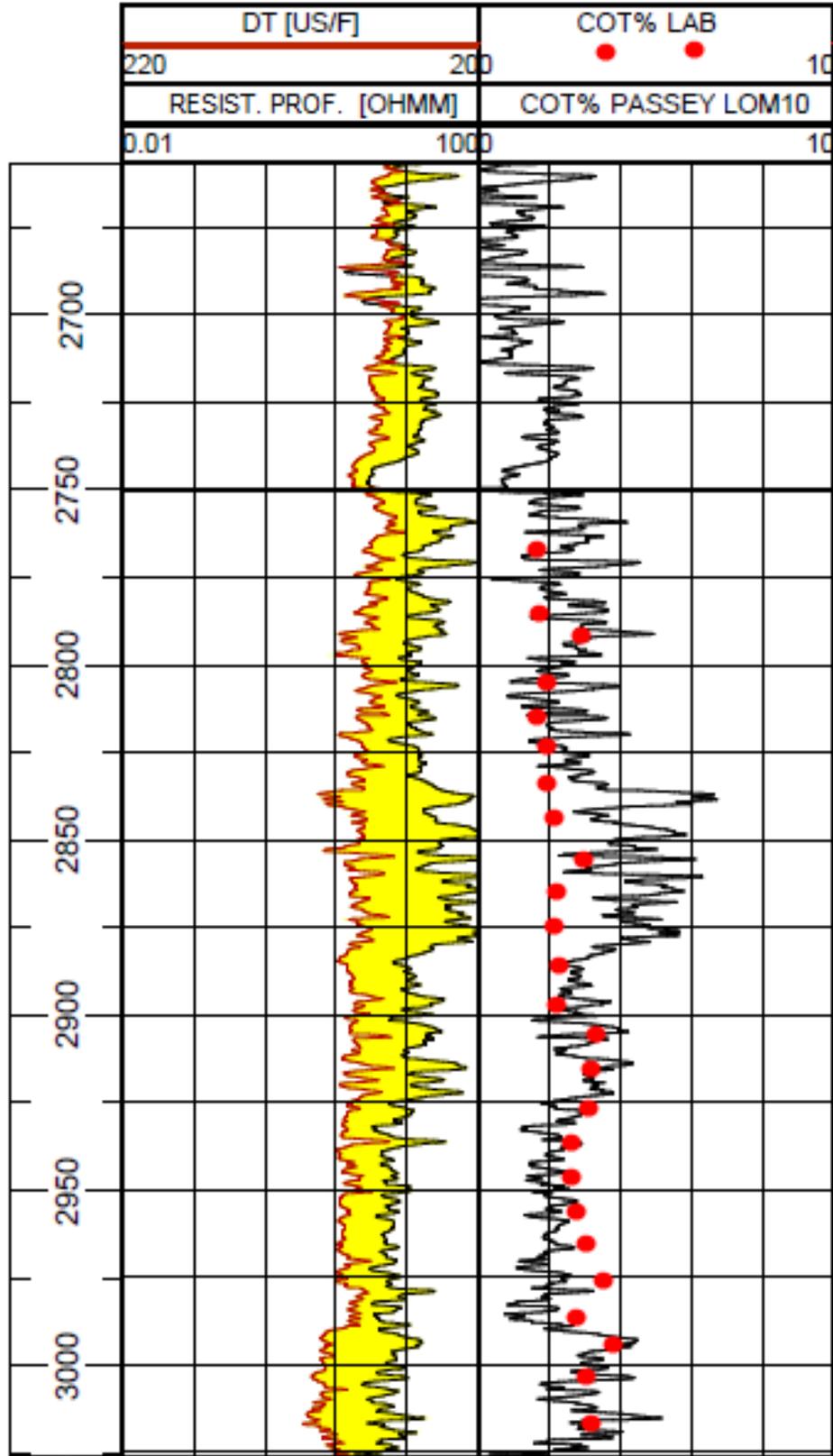


Figura 58: Perfiles de DT y resistividad profunda calibrados para aplicar el método de Passey *et al.*(1990). Comparación de la curva de COT% obtenida y los valores de laboratorio para el pozo P005.

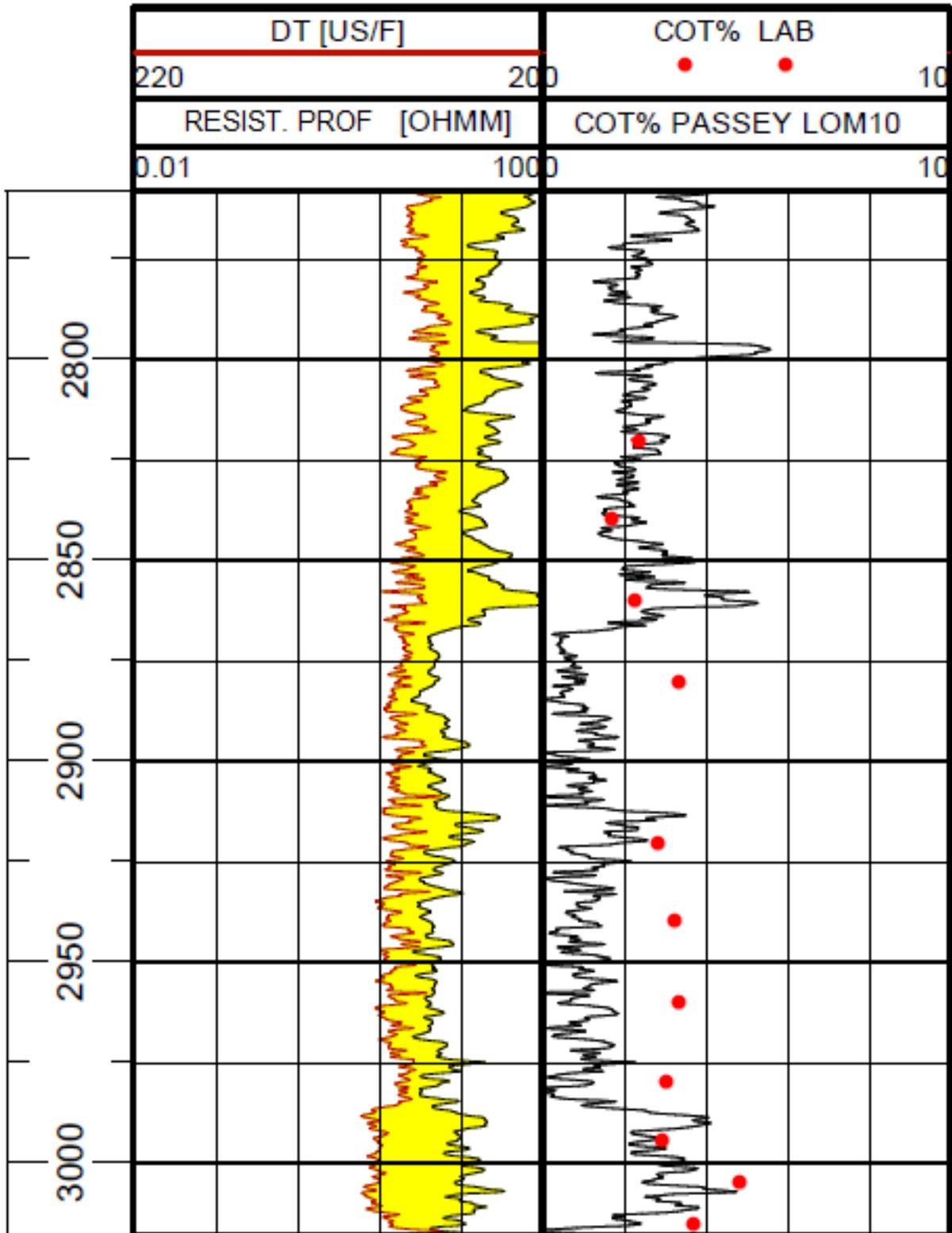


Figura 59: Perfiles de DT y resistividad profunda calibrados para aplicar el método de Passey *et al.*(1990). Comparación de la curva de COT% obtenida y los valores de laboratorio para el pozo P006.

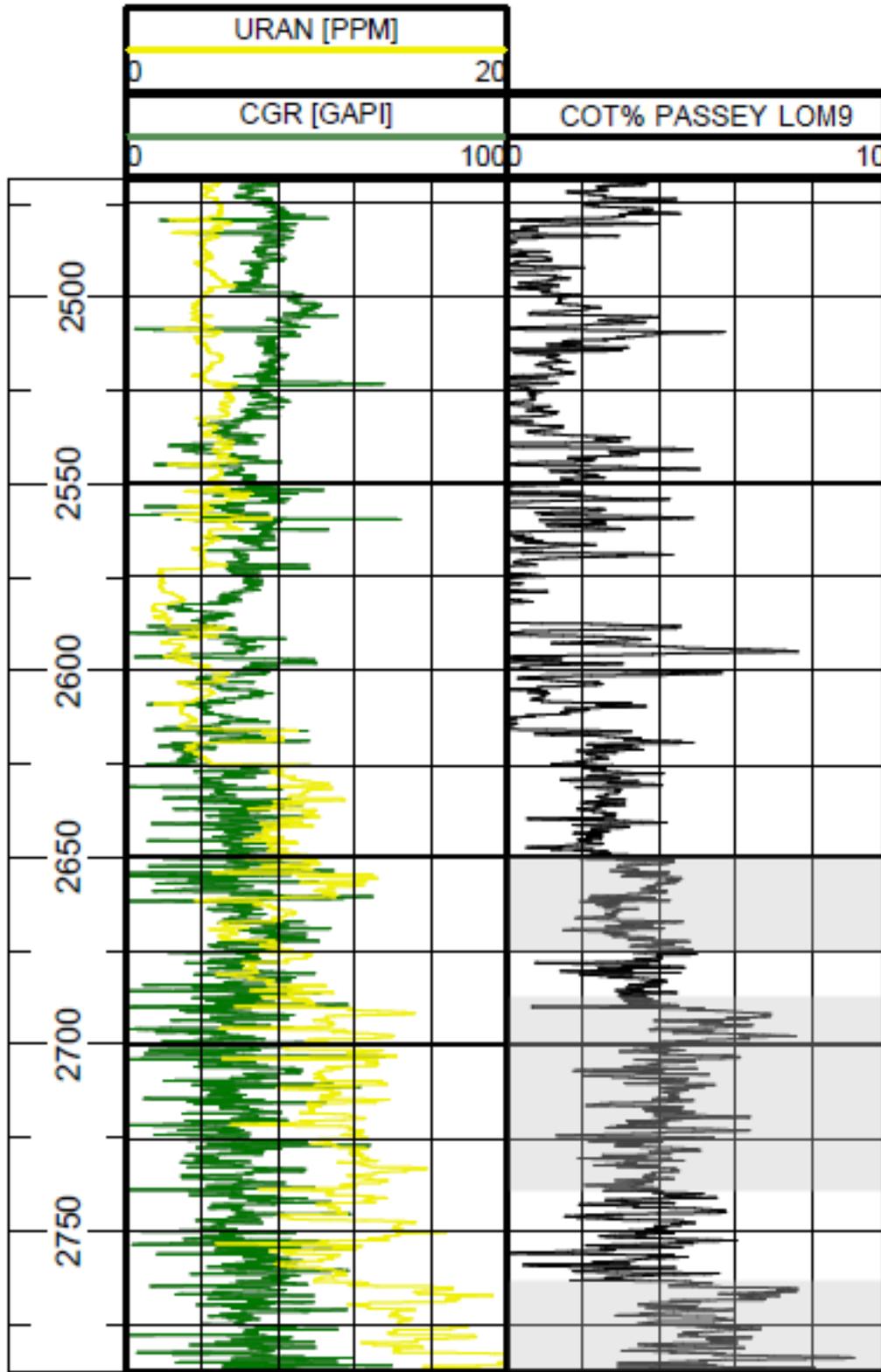


Figura 60: Perfiles de CGR, U y de COT% obtenidos a partir de Passey *et al.* (1990) del pozo P001. Las zonas sombreadas de gris representan sectores con valores de COT% > 3%.

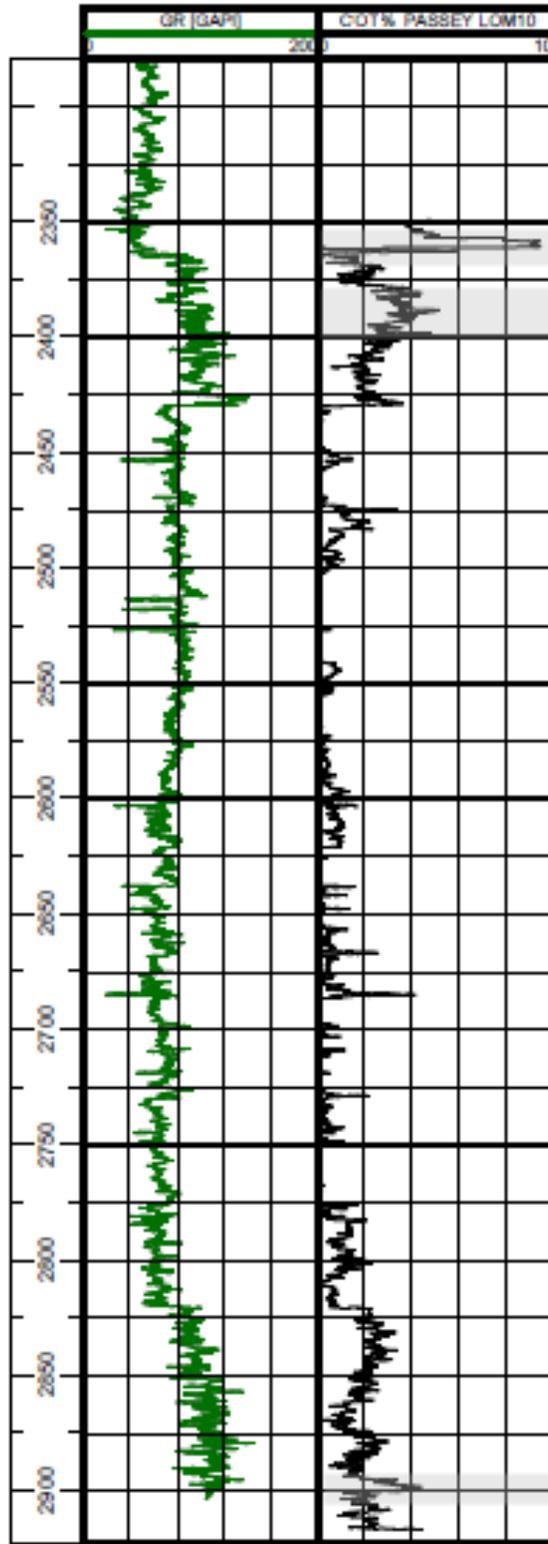


Figura 61: Perfiles de GR y de COT% obtenidos a partir de Passey *et al.* (1990) del pozo P002. Las zonas sombreadas de gris representan sectores con valores de COT% > 3%.

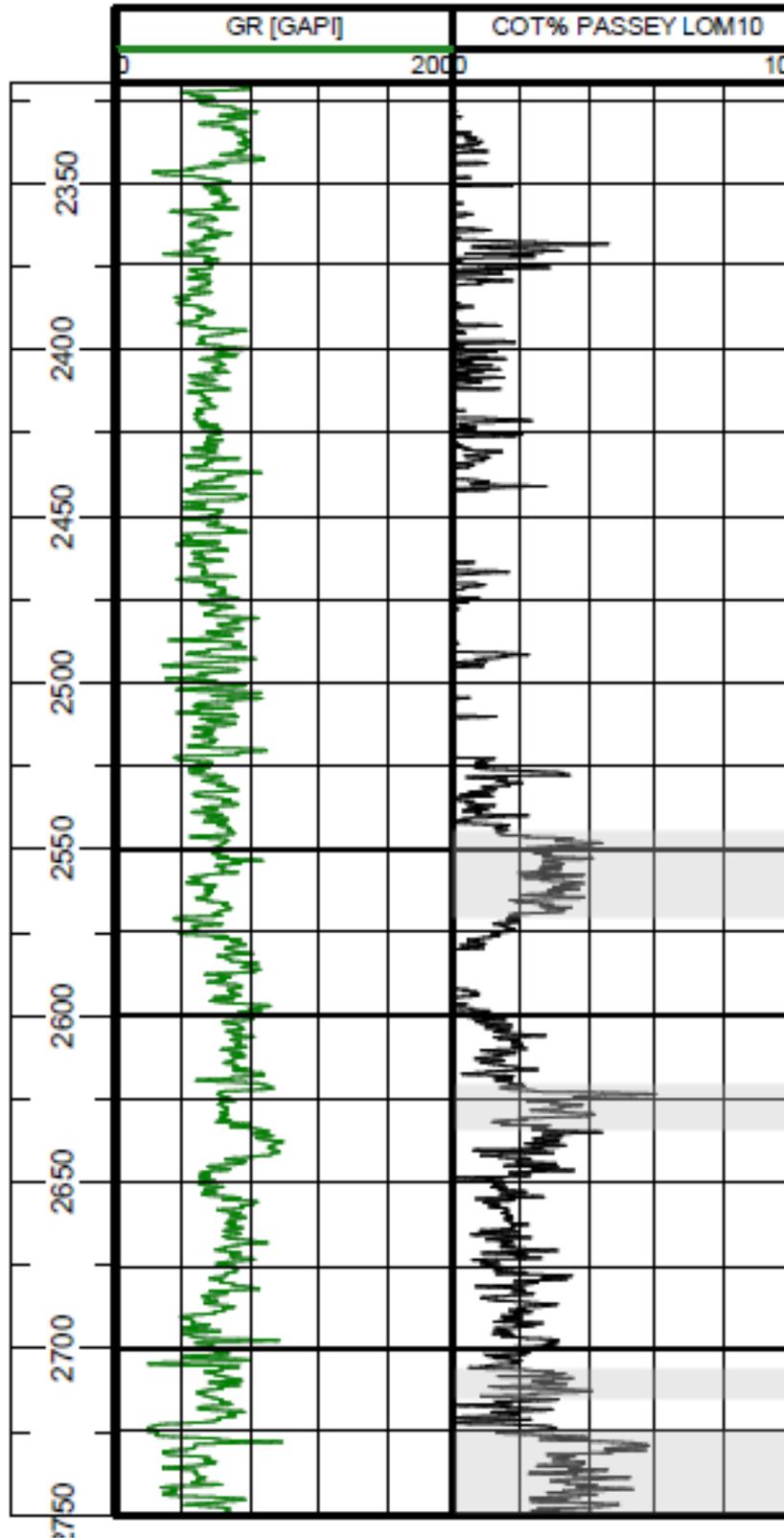


Figura 62: Perfiles de GR y de COT% obtenidos a partir de Passey *et al.* (1990) del pozo P003. Las zonas sombreadas de gris representan sectores con valores de COT% > 3%.

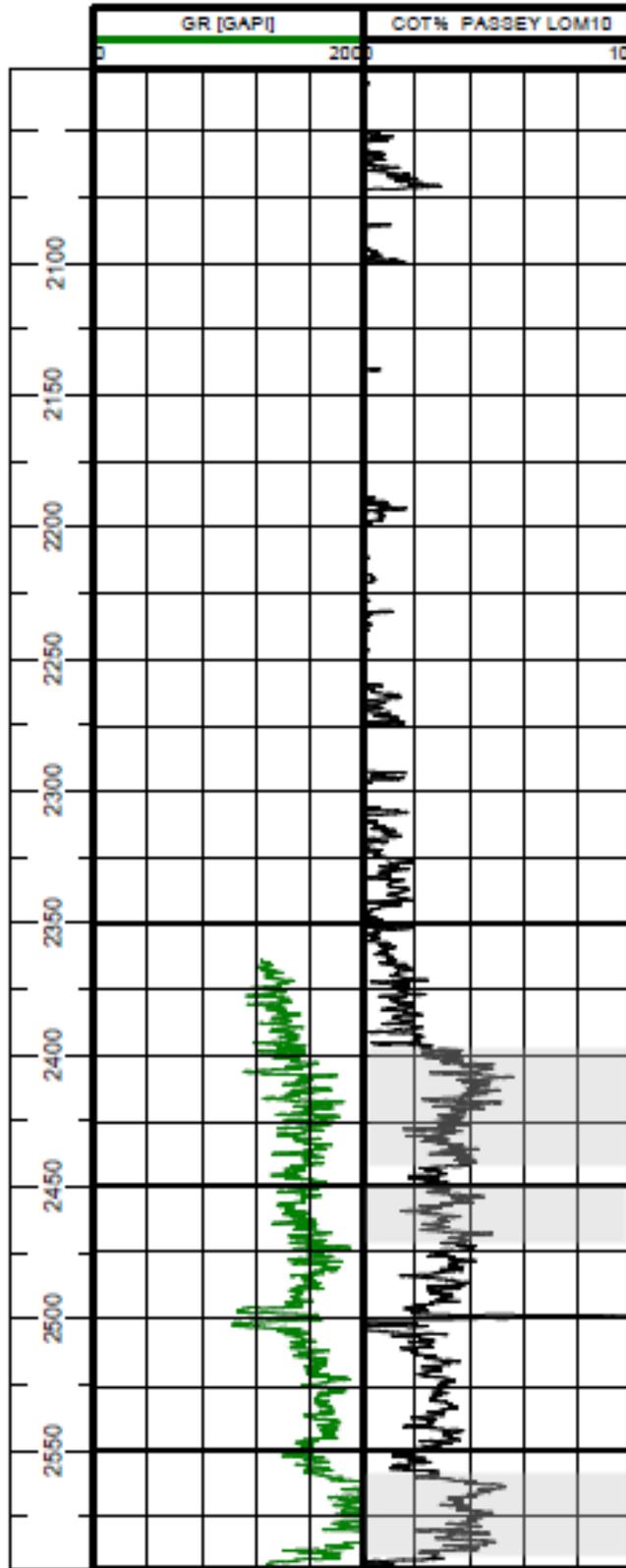


Figura 63: Perfiles de GR y de COT% obtenidos a partir de Passey *et al.* (1990) del pozo P004. Las zonas sombreadas de gris representan sectores con valores de COT% > 3%.

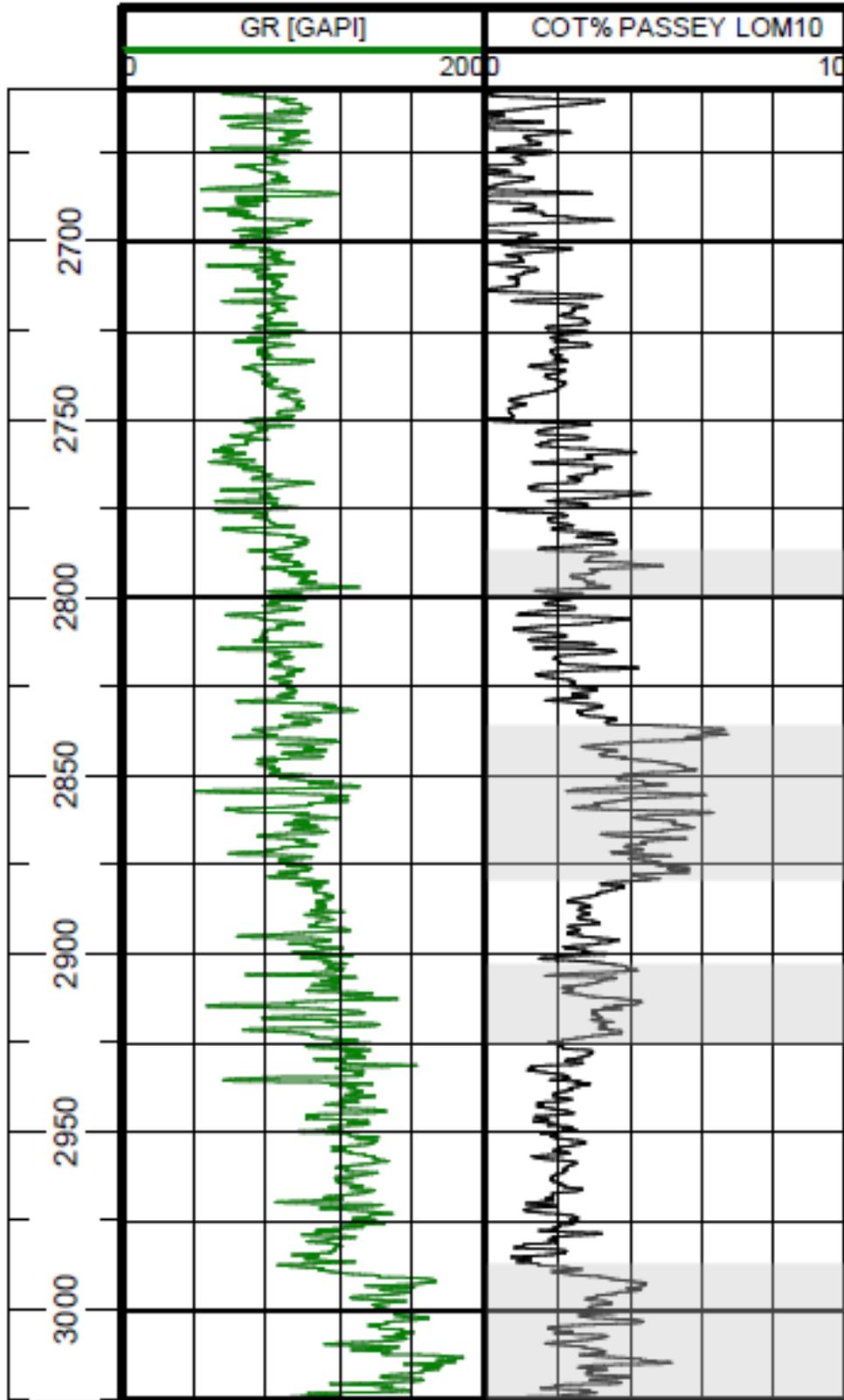


Figura 64: Perfiles de GR y de COT% obtenidos a partir de Passey *et al.* (1990) del pozo P005. Las zonas sombreadas de gris representan sectores con valores de COT% > 3%.

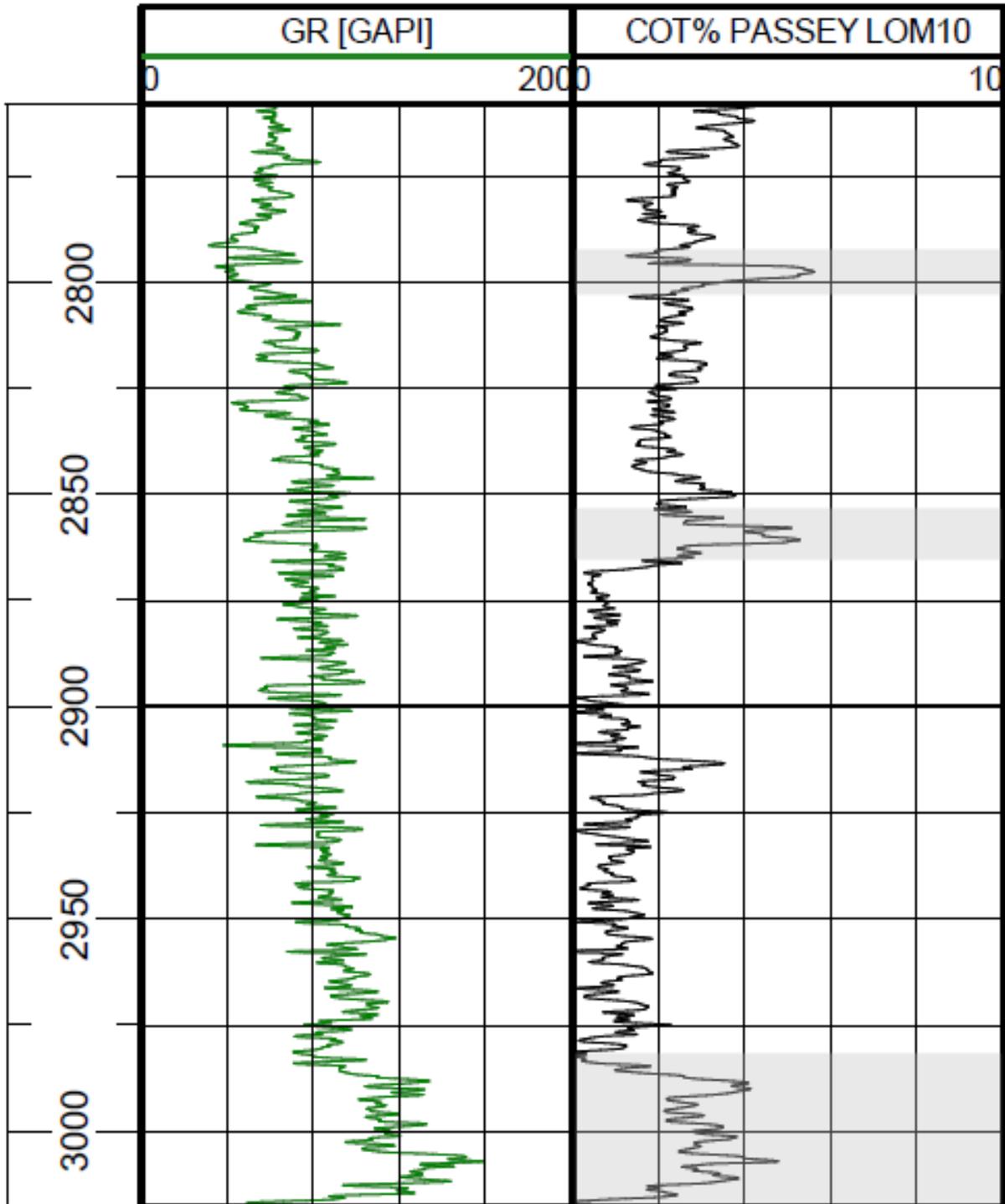


Figura 65: Perfiles de GR y de COT% obtenidos a partir de Passey *et al.* (1990) del pozo P006. Las zonas sombreadas de gris representan sectores con valores de COT% > 3%.

BIBLIOGRAFÍA

- Allen, R., García, E. & Feehan, J. 1984. Low angle thrusting in the Neuquén basin, south of Chos Malal, northwest Neuquén province, Argentina. 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 137-146. Buenos Aires.
- Alonso, J., A. E., Giusiano, G., Chebli G., Ibáñez, 2011, 'Shale Gas en la Provincia de Neuquén'. Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, Prov. de Neuquén y Phoenix Oil & Gas, S.A. <http://www.energianeuquen.gov.ar/reservnoconvencionales.aspx>.
- Altindag, R., and A. Guney, 2010, Predicting the relationships between brittleness and mechanical properties (UCS, TS and SH) of rocks: Scientific Research and Essays, 5, 2107–2118.
- Arregui, C., Carbone, O. & Leanza H.A. 2011. Contexto Tectosedimentario. In: Leanza, H., Vallés, J., Arregui, C., Danieli, J.C. (Editores) Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén 3: 29-37. Neuquén.
- Baldi, J.E., Ferrante, R.M., Ferrante, V.D. & Martínez, R.H. 1984. Estructuras de bloques y su importancia petrolera en el ámbito mendocino de la Cuenca Neuquina. 9º Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 4: 153-161, Buenos Aires.
- Bettini, F.H. 1984. Pautas sobre cronología estructural en el área del cerro Lotena, cerro Granito y su implicancia en el significado de la dorsal del Neuquén, provincia del Neuquén. 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 163-169.
- Booth, J.L.M. & Coward, M.P. 1996. Basement faulting and inversión of the NW Neuquén basin, Argentina. 3º International Symposium on Andean Geodynamics, Abstracts: 295-298. Saint Maló.
- Braccacini, O. 1970. Rasgos tectónicos de las acumulaciones mesozoicas en las provincias de Mendoza y Neuquén, República Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 25(2): 275-284. Buenos Aires.
- Casadio, S; Montagna, A. 2015 Estratigrafía de la cuenca Neuquina Geología de la cuenca Nequina y sus sistemas petroleros. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo Lugar: Buenos Aires; p. 8 – 21.
- Chaveau, V., Niviere, B., Cobbold, P.R., Rossello, E.A., Ballard, J-F. & Eichenseer, H.T. 1996. Structure of the Andean foothills, Chos Malal region, Neuquén basin, Argentina. 3º International Symposium on Andean Geodynamics, Abstracts: 315-318, Saint Maló.
- Cingolani, C.A., Zanettini, J.C.M & Leanza, H.A. 2011. El basamento ígneo y metamórfico. In: Leanza, H., Vallés, J., Arregui, C., Danieli, J.C. (Editores) Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. 4: 37-49. Neuquén.
- Cobbold, P.R. & Rossello, E.A. 2003. Aptian to recent compressional deformation of the Neuquén Basin, Argentina. Marine and Petroleum Geology 20(5): 429-443.
- Cucchi, R. & Leanza, H.A. 2006. Hoja Geológica 3972-IV, Junín de los Andes, provincia del Neuquén. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina a escala 1: 250.000. Instituto de Geología y Recursos Minerales. SEGEMAR, Boletín 357, 103 págs. Buenos Aires.
- Danieli, J.C., Coppolecchia, M. & Elissondo, M. 2011. El Grupo Andacollo (Paleozoico Tardío). In: Leanza, H., Vallés, J., Arregui, C., Danieli, J.C. (Editores) Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. 5: 49-53. Neuquén.
- De Ferrariís, C. 1947. Edad del Arco o Dorsal Antigua del Neuquén Oriental de acuerdo con la estratigrafía de la zona inmediata. Revista de la Sociedad Geológica Argentina 2(3): 256-283.

- D'Elía, L. 2010. Caracterización estratigráfica y estructural de la evolución temprana (sin-rift y post-rift inicial) del margen sur de la Cuenca Neuquina entre Sañicó (Neuquén) y el sur del Río Limay (Río Negro). Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata, inédita, 295 p. La Plata.
- Dellapé, D.A.; Mombrú, C.; Pando, G.A.; Riccardi, A.C.; Uliana, M.A.; Westermann, G.E.G. 1978. Edad y correlación de la Formación Tábanos en Chacay Melehue y otras localidades de Neuquén y Mendoza. Con consideraciones sobre la distribución y significado de las sedimentitas Lotenianas. *Obra Centenario Museo de La Plata, Paleontología 5*: 81-105. La Plata.
- Desjardins, D. y Aguirre, H. 2016. Sierras Blancas. In: Gabriela Gonzales et al. (Editores) *Transecta regional de la formación Vaca Muerta: integración sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos – 1ª ed.*- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. 71-82. Buenos Aires
- Eisner, P. 1991. Tectonostratigraphic evolution of Neuquén Basin, Argentina. Master Thesis, Rice University, 56 p. Houston.
- Ejercicio de cálculo de volume de arcilla (V_{sh}). Recuperado de <http://myslide.es/documents/ejercicio-calculo-de-arcilloccidad.html>.
- Fernández Rojas L., Quintero Peña & Calderón Carrillo 2016. Grieser, B., and J. Bray, 2007, Identification of production potential in unconventional reservoirs: Presented at SPE Production and Operations Symposium. SPE – 180955 – MS.
- Folguera, A. & Ramos, V.A. 2000. Control estructural del Volcán Copahue: implicancias tectónicas para el arco volcánico cuaternario (36°-39°S). *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 55(3): 229-244, Buenos Aires.
- Fossa Mancini, E., Feruglio, E & Yusen de Campana, J.C. 1938. Una reunión de geólogos de YPF y el problema de la terminología estratigráfica. *Boletín de Informaciones Petroleras* 15(171): 1-67. Buenos Aires.
- Franzese, J.R. y Spaletti, L.A 2001. Late Triassic-Early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: Tectonic segmentation and pre-break-up rifting. *Journal of South American Earth Sciences*, 14:257-270.
- Franzese, J.R., Veiga, G.D., Muravchik, M., Ancheta, D. & D'Elia, L. 2007. Estratigrafía de sin-rift de la Cuenca Neuquina en la Sierra de Chacaico, Neuquén; República Argentina. *Revista Geológica de Chile* 34(1): 49-62.
- Gamero – Díaz, H., C. Miller y R. Lewis, 2012, sCore : a classification scheme for organic mudstones based on bulk mineralogy. *Search and Discovery Article #40951*.
- García Morabito, E. 2010. Tectónica y estructura del retroarco andino, entre los 38°15' y los 40° S. Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires, (inédita), 283 p. Buenos Aires.
- Giambiagi, L., Bechis, F., Lanés, S., Tunik, M., García, V., Suriano, J., Mescua, J., 2008. Formación y evolución triásico-jurásica del Depocentro Atuel, Cuenca Neuquina, provincia de Mendoza. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63, 520–533.
- Grieser, B., and J. Bray, 2007, Identification of production potential in unconventional reservoirs: Presented at SPE Production and Operations Symposium.
- Groeber, P. 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. Hoja Chos Malal. *Revista Sociedad Geológica Argentina* 1 (3): 178-208.

- Gulisano, C.A., A.R., Gutiérrez Pleimling y R.E. Digregorio, 1984, Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas, Vol. 1, p. 221-235, Buenos Aires.
- Gutiérrez Schmidt, N. y C. Lauri, 2013, Evaluación de la producción del shale Oil y shale Gas de la Fm Vaca Muerta. *shale Gas World*, Buenos Aires.
- Gutiérrez Schmidt, N., J.C. Alonso., A. Giusiano, C. Lauri, T. Sales, 2014 “El shale de la Formación Vaca Muerta: integración de datos y estimación de recursos de petróleo y gas asociado, provincia de Neuquén” IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético, p. 795-813.
- Halliburton, 1997. Openhole Log Analysis and Formation Evaluation.
- Herrero Ducloux, A. 1946. Contribución al conocimiento geológico del Neuquén extrandino. Boletín Informaciones Petroleras 23(226): 245-281, Buenos Aires.
- Howell, J.A., E., Schwarz, L.A., Spalletti y G.D., Veiga, 2005, “The Neuquén Basin: an overview. In The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics” (Veiga, G.D.; Spalletti, L.A.; Howell, J. A.; Schwarz, E. editors). Geological Society, London, Special Publications 252: 1-14, London.
- Huenufil Molina, C., M. Alonso, 2016, Informe anual de Producción de Petróleo y Gas de reservorios No Convencionales Provincia del Neuquén. Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos.
- Jarvie, D. M., R. J. Hill, T. E. Ruble, and R. M. Pollastro, 2007, Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG Bulletin, 91, 475–499, doi: 10.1306/12190606068.
- Kozlowski, E.E., Cruz, C.E. & Sylwan, C.A. 1996. Geología estructural de la zona de Chos Malal, cuenca Neuquina, Argentina. 13° Congreso Geológico Argentino y 3° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: 15-26. Buenos Aires.
- Larionov, V., 1969, Radiometry of boreholes, NEDRA, Moscow.
- Leanza, H.A. 1973. Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico - Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 28 (2): 97-132. Buenos Aires.
- Leanza, H.A. 1992. Estratigrafía del Paleozoico y Mesozoico anterior a los Movimientos Intermálmicos en la comarca del Cerro Chachil, provincia del Neuquén, Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 45(3-4): 272-299. Buenos Aires.
- Leanza H.A. 2009. Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales 11(2): 145-184. Buenos Aires.
- Leanza H.A., Hugo, C.A., Repol, D. & Salvarredy Aranguren, M. 2003. Miembro Huncal (Berriasiano Inferior): un episodio turbidítico en la Formación Vaca Muerta, cuenca Neuquina, Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 58 (2): 248-254. Buenos Aires.
- Leanza, H.A., Sattler, F., Martínez, R.S., Carbone, O., 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico tardío-Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina. In: Leanza, H., Vallés, J., Arregui, C., Danieli, J.C. (Editores) Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén 12: 113-129. Neuquén.

- Leanza, H.A. & Wiedmann, J. 1989. Nuevos ammonites del Berriasiano/Valanginiano (Cretácico Inferior) del Neuquén, Argentina. En: Wiedmann, J. (Ed.): Cretaceous of the western Tethys. Proceed. 3°. International Cretaceous System Symposium. Tübingen (1987): 793-810. E. Schweizerbart'sche Verlag. Stuttgart.
- Leanza H.A. & Zeiss, A. 1990. Upper Jurassic Limestones from Argentina (Neuquén Basin): Stratigraphy and Fossils. (With contributions by A. Cione, Ch. Dullo, E. Fluegel, J.I. Garate Zubillaga & Z. Gasparini). *Facies* 22: 169-186. Erlangen.
- Legarreta, L.; Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior). In *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Simposio Cuencas Sedimentarias Argentinas* (Chebli, G.A.; Spalletti, L.A.; editores). Universidad de Tucumán, Serie Correlación Geológica 6: 221-243. Tucumán
- Legarreta, L., Uliana, M.A., 1991. Jurassic–Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin, Central Argentina Andes. In: McDonald, D.I.M. (Ed.), *Sea Level Changes at Active Plate Margins: Process and Product*. International Association of Sedimentologists, Special Publication, 12, pp. 429–450.
- Legarreta, L., Uliana, M.A., 1996. The Jurassic succession in west central Argentina: stratal patterns, sequences, and paleogeographic evolution. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 120, 303–330.
- Llambías E.J. & Sato A.M. 2011. Ciclo Gondwánico: La Provincia Magmática Choyoi en Neuquén. In: Leanza, H., Vallés, J., Arregui, C., Danieli, J.C. (Editores) *Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*. 6: 53-63. Neuquén.
- Legarreta, L., H. J. Villar, G. A. Laffitte, C. E. Cruz, and G. Vergani, 2005, Cuenca Neuquina: Balance de masa enfocado a la evaluación del potencial exploratorio de los distritos productivos y de las zonas no productivas: VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 233–250.
- Maceda, R., Figueroa, D., 1993. La inversión del rift mesozoico de la faja fallada y plegada de Malargüe. Provincia de Mendoza. 12 Congreso Geológico Argentino y 2 Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas, 3, pp. 219–232.
- Messenger G., Nivière, B., Martinod, J., Lacan P. & Xavier, J.P. 2010. Geomorphic evidence for Plio-Quaternary compression in the Andean foothills of the southern Neuquén Basin, Argentina. *Tectonics* 29, TC4003, doi:10.1029/2009TC002609.
- Mitchum, R.M. & Uliana, M.A. 1982. Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina, 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484. Buenos Aires.
- Mitchum, R.M. & Uliana, M.A. 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences. Upper Jurassic / Lower Cretaceous. Neuquén Basin, Argentina. En: Berg B.R. & Woolverton, D.G. (Eds.): *Seismic stratigraphy, II. An integrated approach to hydrocarbon analysis*. A.A.P.G. Mem. 39: 255-274. Tulsa.
- Mosquera, A. & Ramos, V.A. 2005. Intraplate foreland deformation in the Neuquén embayment. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas electrónicas, 28 p. Mar del Plata.
- Mosquera, A. & Ramos, V.A. 2006. Intraplate deformation in the Neuquén Basin. En: Kay, S.M. & Ramos, V.A. (Eds.): *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39°S latitude)*. Geological Society of America, Special Paper 407: 97-124.
- Oilfield Review Summer 2011: 23, no 2. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. Copyright 2011 Schlumberger.

- Orchuela, I.A., & Ploszkiewicz, J.V. 1984. La cuenca Neuquina. 9° Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 163-188, Buenos Aires.
- Orchuela, I.A., Ploszkiewicz, J.V. & Viñes, 1981, Reinterpretación estructural de la denominada dorsal neuquina. 8° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 281-293.
- Pángaro F., Pereira, M., Silvestro, J.L., Raggio, F., Pioli, O., Zubiri M. & Gozávez, G. 2006. Tectonic Inversion of the Huincul High, Neuquen Basin, Argentina: An Endangered Species. Stratigraphic Evidences of It's Disappearance. 9° Simposio Bolivariano Petroleum Exploration in the Subandean Basins, Actas digitales, Cartagena.
- Pángaro, F., Pereira, D.M. & Micucci, E. 2009. El sinrift del ámbito de la dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: su evolución y control sobre el registro estratigráfico del Jurásico y la evolución estructural del área. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65(2): 265-277.
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J., 1990. A practical model for Organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists, V 74 N 12, 1777-1794.
- Perez A. y Marfurt K., 2014. Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale.
- Ploszkiewicz, J.V., Orchard, I.A., Vaillard, J.C. & Viñes, R.F. 1984. Compresión y desplazamiento lateral en la zona de Falla Huincul: estructuras asociadas, provincia del Neuquén. 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 163 169. Buenos Aires.
- Ploszkiewicz, J.V. & Viñes, R. 1987. Filo Morado: un descubrimiento exploratorio en cinturón plegado. Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época 4(10): 97-102. Buenos Aires.
- Ploszkiewicz, J.V. 1987. Las zonas triangulares de la faja fallada y plegada de la Cuenca Neuquina. Argentina. 10° Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 177-180. Tucumán.
- Ramos, V.A. 1978. Estructura. En: Rolleri, E.O. (Ed.): Geología y recursos naturales de la Provincia del Neuquén, 7° Congreso Geológico Argentino (Neuquén), Relatorio 9-24. Buenos Aires.
- Ramos, V.A. 1998. Estructura del sector occidental de la faja plegada y corrida del Agrio, cuenca Neuquina, Argentina. 10° Congreso Latinoamericano de Geología, Actas 2: 105-110. Buenos Aires.
- Ramos, V.A. 2008. Patagonia: A paleozoic continent adrift? Journal of South American Earth Sciences 26 (2008): 235-251.).
- Ramos, V.A. & Barbieri, M. 1989. El volcanismo Cenozoico de Huantraico: edad y relaciones isotópicas iniciales, provincia del Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina 43(2): 210-223. Buenos Aires.
- Ramos, V.A., Mosquera, A., Folguera, A. & García Morabito, E. 2011. Evolución tectónica de los Andes y del Engolfamiento Neuquino adyacente. Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén 12: 113-129. Neuquén.
- Ramos, V.A. y Folguera, A. 2005. Tectonic evolution of the Andes of Neuquén: constraint derived from the magmatic arc and foreland deformation. En: Veiga, G.D., Spaletti, L.A., Howell, J.A. y Schwarz, E. (eds.) 2005. The Neuquén Basin, Argentina. A case study in Sequence stratigraphy and basin dynamics. Geological Society Special Publication, 252: 15-25.
- Ramos, V.A., A., Mosquera, A., Folguera y E., Garcia Morabito, 2011b, 'Evolución tectónica de los Andes y del Engolfamiento Neuquino adyacente'. En: Leanza, H.A., C., Arregui, O., Carbone, J.C., Danieli y J.M. Valles (Eds.), Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén, pp. 335-347, Buenos Aires.

- Silvestro, J. & Zubiri, M. 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39° S), Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63(1):49-64.
- Slatt, R.M., y N.D., Rodriguez., 2012. 'Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: Commonality or coincidence.' *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 8, p. 68-84, Netherlands.
- Spalletti, L.A., Franzese, J., Matheos, S.D. & E. Schwarz, E. 2000. Sequence stratigraphy of a tidally dominated carbonatesiliciclastic ramp; the Tithonian-Early Berriasian of the Southern Neuquén Basin, Argentina. *Journal of the Geological Society* 157: 433-446. Londres.
- Spalletti, L., Franzese, J., Morel, E., D'Elia, L., Zúñiga, A. & Fanning, C.M. 2010. Consideraciones acerca de la sedimentología, paleobotánica y geocronología de la Formación Piedra del Águila (Jurásico Inferior, Neuquén). *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 66(2): 305-313.
- Stinco, L. 2001. Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones. Asociación Geológica Argentina. Serie "B"(Didáctica y Complementaria) N° 25. ISSN 0328-2759. 128 pp.
- Stinco, L. & Mosquera, A. 2003. "Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las formaciones Vaca Muerta y los Molles, Cuenca Neuquina, Argentina". In: II Congreso de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas.
- Stipanovic, P.N. 1969. El avance en los conocimientos del Jurásico argentino a partir del esquema de Groeber. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 24: 367-388.
- Stipanovic, P.N., F. Rodrigo, O.O. Baulies & C.G. Martínez. 1968. Las Formaciones preneonianas en el denominado Macizo Nordpatagónico y regiones adyacente. *Revista e la Asociación Geológica Argentina* 23 (2): 67-98.
- Tunik, M. A., 2001, Análisis sedimentológico y tectónico de la primera ingresión atlántica en la alta cordillera de Mendoza. Tesis Doctoral Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, 257 p (Inédito), Universidad de Buenos Aires.
- Turner, J.C.M. & Baldís, B.A.J. 1978. La estructura transcontinental del límite septentrional de la Patagonia. 7° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 225-238. Buenos Aires.
- Transecta regional de la formación Vaca Muerta: integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos/ Gonzáles G., Desjardins P., Vallejo M.D., González Tomassini F., Kietzmann D., Gómez Rivarola L., Marcha D. & Domínguez R. F., (eds).- 1ª ed. – Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2016. 252 p.; 20 x 28 cm.
- Uliana, M., Legarreta, L., Laffitte, G., Villar, H.J. 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas prolíferas de Argentina. IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 1 -61, Mar del Plata.
- U. S. Energy Information Administration (EIA), 2013, Technically Recoverable shale Oil and shale Gas Resources: An Assessment of 137 shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Recuperado de <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>, Washington DC.
- Vásquez, J. & Gorroño, R.A. 1980. Límite de la Faja Plegada de la República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 35(4): 582-585.
- Vergani, G., Tankard, A.J., Belotti, H.J., & Welsnik, H.J. 1995. Tectonic Evolution and Paleogeography of the Neuquén basin. En: Tankard, A.J., Suárez Sorucco, R. & Welsnik, H.J. (Eds.): *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402.

- Vergani, G.D., Tankard, A.J., Belotti, H.J., Welink, H.J., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In: Tankard, A.J., Suarez Soruco, R., Welsink, H.J. (Eds.), *Petroleum Basins of South America*. AAPG Memoir, 62, pp. 383–402.
- Vergani, G.D., Arregui, C. & Carbone, O 2011. Sistemas petroleros y tipos de entrapamientos en la Cuenca Neuquina. Contexto Sedimentario. In: Leanza, H., Vallés, J., Arregui, C., Danieli, J.C. (Editores) *Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*. 53. 645-657. Neuquén.
- Villar, H.J., Laffitte, G., Legarreta, L. 1998. The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironmental and hydrocarbons generation patterns. *American Association of Petroleum Geologists International Conference and Exhibition, Abstracts: 186-187*. Rio de Janeiro.
- Vittore, F., Quiroga, J., Foster, M., Sagasti, G., 2016. Loma Campana. In: Gabriela Gonzales et al. (Editores) *Transecta regional de la formación Vaca Muerta: integración sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos – 1ª ed.*- Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. 83-93. Buenos Aires.
- Wang, F. P., and J. F. W. Gale, 2009, Screening criteria for shale-gas systems: *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 59, 779–793.
- Weaver Ch. 1931. *Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of west central Argentina*. Memoir University Washington 1: 1-469. Seattle.
- Yrigoyen, M.R., 1979. Cordillera Principal. En: Turner, J.C.M. (Ed.): *2º Simposio de Geología Regional Argentina*, Academia Nacional de Ciencias, 1: 651-694. Córdoba.
- Zamora Valcarce, G. 2007. *Estructura y cinemática de la faja plegada del Agrio*. Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires (inédito), 304 p. Buenos Aires.
- Zamora Valcarce, G., Zapata, T., Del Pino, D. & Ansa, A. 2006a. Structural evolution and magmatic characteristics of the Agrio fold-and-thrust belt. En: Kay, S.M. & Ramos, V.A. (Eds.): *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°–39°S latitude)*, Geological Society of America, Special Paper 407: 125-145.
- Zamora Valcarce, G., Zapata, T., Ansa, A., & Selva, G., 2006b. Threedimensional structural modeling and its application for development of the El Portón field, Argentina. *Bulletin of the Association of Petroleum Geologists* 90(3): 307–319.
- Zamora Valcarce, G., Zapata, T., Ramos, V.A., Rodriguez F. & Bernardo, L.M. 2009. Evolución tectónica del frente andino en Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65(1):192-203.
- Zapata, T., Brissón, I. & Dzelalija, F. 1999. The role of basement in the Andean fold and thrust belt of the Neuquén Basin. En: McClay, K. (Ed.): *Thrust Tectonics*. University of London, Abstracts, 122-124. London.
- Zapata, T.R., Zamora, G. & Ansa, A. 2003. The Agrio fold and thrust belt: structural analysis and its relationship with the petroleum system Vaca Muerta-Agrio-Troncoso inferior, Argentina. *8º Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas (Cartagena)*, Memorias 1:168-176.
- Zapata, T. & Folguera, A. 2005. Tectonic evolution of the Andean Fold and Thrust Belt of the southern Neuquén Basin, Argentina. En: Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A. & Schwaerz, E. (Eds.): *The Neuquén Basin: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics*. The Geological Society, Special Publication 252: 37-56.

